

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI NAPOLI FEDERICO II



FACOLTÀ DI INGEGNERIA

Dottorato in Ingegneria Industriale

TESI DI DOTTORATO

Analisi tecnico-economica di impianti per la produzione di biogas ed il relativo *up-grading* a biometano per cogenerazione e/o autotrazione

TUTOR

Ch.mo Prof. Ing
Massimo Dentice d'Accadia
Francesco Calise

CANDIDATO

ing. **Giulio de Notaristefani di Vastogirardi**
MATRICOLA DR992334

XXXI CICLO

ANNO ACCADEMICO 2017-2018



INDICE

Cap. 1 Il Biogas

- 1.1 Definizione di Biogas
- 1.2 Processo Microbiologico di produzione di biogas
- 1.3 Tempo di Ritenzione (Hidraulic Retention Time, HRT)
- 1.4 Tipologia di substrati;
 - 1.4.1 Colture dedicate;
 - 1.4.2 Deiezioni zootecniche;
 - 1.4.3 Sottoprodotti;
- 1.5 Stima del potenziale in produzione di biogas
- 1.6 Il Digestato
- 1.7 Lo scenario del Biogas nella UE
- 1.8 LCA (Life Cycle Assessment) degli impianti di produzione di biogas

Cap 2 Tipologie e configurazioni impiantistiche per la digestione umida e a secco

- 2.1 Descrizione delle tipologie di impianto (Layout Impianto)
- 2.2 Stoccaggio Biomasse
- 2.3 Stoccaggio digestato
- 2.4 Fermentatori

Cap 3 Modello di Digestione Anaerobica ADM1 ed elaborazione di un modello semplificato

- 3.1 Metodo parametrico
- 3.2 Metodo cinetico
- 3.3 Modello ADM1
- 3.4 Costruzione di un algoritmo per un modello di ottimizzazione semplificato

Cap 4 Principali parametri di controllo di un processo di biodigestione

- 4.1 Qualità e quantità del Biogas
- 4.2 PH ed acidità totale
- 4.3 Rapporto C/N ed ammoniacca
- 4.4 Micronutrienti

Cap 5 Il Biometano

- 5.1 Diffusione del biometano in UE
- 5.2 Utilizzi del biometano
- 5.3 Contaminanti principali del biogas
- 5.4 Indice di Wobbe

Cap. 6 Trasformazione del Biogas in Biometano

- 6.1 Processi di *Cleaning*
 - 6.1.1 Desolforazione
 - 6.1.2 Deidratazione
- 6.2 Processi di *Upgrading*
 - 6.2.1 La tecnologia criogenica
 - 6.2.2 L'assorbimento
 - 6.2.3 Tecnologie a membrana
 - 6.2.4 Adsorbimento: *pressure swing adsorption* (PSA)
 - 6.2.5 Gli Offgas
- 6.3 Confronto tra le varie Tecnologie di Biogas

Cap. 7 Normativa ed incentivazione

- 7.1 Biometano senza specifica destinazione d'uso
- 7.2 Biometano per autotrazione
 - 7.2.1 obblighi CIC
- 7.3 Biometano utilizzato in impianto cogenerazione ad alto rendimento (CAR)
- 7.4 Riconversione di Impianti alla produzione di biometano

Cap. 8 Case Study

8.1 Descrizione Impianto attuale

Cap . 9 Indici economici verifica impianto: conto economico e parametri di redditività

9.1 Quadro economico generale

9.2 Costi operativi

9.3 Energia prodotta

9.3.1 Energia Elettrica

9.3.2 Energia Termica

9.4 TEE

9.5 Cash Flow

Cap .10 Riconversione Impianto

10.1 Raccolta Dati

10.2 Ipotesi di incremento di produzione di biogas

10.3 Implementazione impianto con ipotesi di liquefazione

CAP. 11 Ottimizzazione dei flussi termici nel processo di produzione del biometano mediante Pinch-Analysis

Cap. 12 Risultati E Discussione Finale

12.1 Analisi Economica Del Progetto

12.2 Investimento

12.5 Costi Operativi

12.4 Considerazioni Finali

12.5analisi Di Sensibilità Economica

12.6 Conclusioni

A Lorenzo Maria e Leonardo...fonti inestimabili di idee

ABSTRACT

Il lavoro di ricerca si inserisce in un contesto internazionale complesso ed articolato che in proiezione del raggiungimento degli obiettivi prefissati da Horizon 2020, Programma Quadro Europeo per la Ricerca e l'Innovazione, vede il mercato del biogas e del biometano in grande fermento ed in crescente sviluppo; un elevato numero di operatori del settore studiano e lavorano a soluzioni tecnologiche innovative in merito al pre-trattamento dei substrati, ai processi di digestione anaerobica ed ai sistemi di up-grade del biogas con la finalità di ottenere nuovi strumenti da affiancare alle tecnologie tradizionali per realizzare una produzione di biometano conveniente ed energeticamente efficiente anche nelle applicazioni industriali di piccole e medie dimensioni.

L'attività di ricerca, alla base del lavoro della presente tesi, consta di una prima fase in cui sono stati analizzati lo stato dell'arte degli impianti di digestione anaerobica con tecnologia ad umido e le tecniche di upgrading del biogas in biometano commercialmente disponibili, con un focus sulle tecnologie innovative in fase di sviluppo in Europa e nel mondo; a completamento del citato lavoro, è stato quindi svolto un ulteriore studio metodologico, supportato dall'utilizzo di software di simulazione, per l'analisi e l'ottimizzazione della co-digestione di differenti tipi di matrici di biomassa di alimentazione con l'obiettivo di ottenere una corretta previsione della massima resa possibile nella trasformazione della biomassa in biogas e successivamente del biogas in biometano, anche mediante l'utilizzo di database affidabili sul potere metanigeno delle biomasse di origine agro-forestale impiegabili negli impianti industriali di biogas di medie e piccole dimensioni.

Per l'espletamento della predetta attività è stato utilizzato un modello semplificato per descrivere il processo di trasformazione della biomassa in biogas e successivamente in biometano, con l'obiettivo di ottenere indicazioni sulle scelte operative e progettuali che permettono di ridurre al minimo il consumo di energia e l'impatto ambientale.

Successivamente, è stato sviluppato un *case study* relativo al progetto di trasformazione di un impianto di digestione anaerobica esistente in un impianto per la produzione di biometano per autotrazione; dopo un'analisi ed una caratterizzazione dell'impianto esistente, si è proceduto con la scelta e la definizione della soluzione progettuale più idonea per l'intervento di trasformazione, intervenendo anche sulla modifica delle matrici di alimentazione delle biomasse al carico utilizzando opportuni software di simulazione per massimizzare resa ed incentivi previsti dal DM del marzo 2018, per poi operare un dimensionamento di massima del sistema di up-grading scelto e dell'impianto di liquefazione del biometano.

Completa il lavoro un'analisi tecnico-economica dell'intervento, in differenti scenari, con ottimizzazione in chiave economica, in funzione dei principali costi gestionali ed alla luce degli incentivi disponibili previsti dal DM del marzo 2018 (modello in VBA-Excel, sviluppato ex-novo).

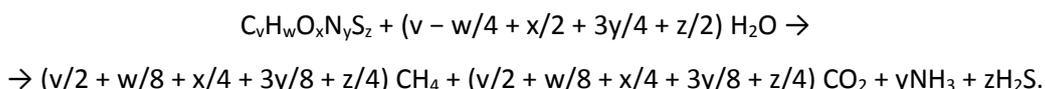
CAPITOLO I – IL BIOGAS

1.1 DEFINIZIONE DI BIOGAS

Con il termine biogas si intende una miscela di vari tipi di gas, esso è prodotto dalla fermentazione batterica in anaerobiosi (assenza di ossigeno) dei residui organici provenienti da rifiuti, da vegetali in decomposizione, carcasse in putrescenza, liquami zootecnici, fanghi di depurazione e scarti dell'agro-industria.

La sua composizione è molto varia, sia come componenti presenti nella miscela sia come peso relativo di ognuno di essi; in genere è formato in prevalenza da metano CH₄ (presenza minima 50%) ed anidride carbonica CO₂, più altri composti presenti in minore quantità tra cui idrogeno (H₂), azoto, monossido di carbonio (CO), acido solfidrico (H₂S), ammoniaca (NH₃) e vapore acqueo (H₂O).

È comunque possibile riuscire a risalire alla composizione del biogas a partire dalla composizione del *feedstock* (biomassa) applicando la seguente equazione: [6]



In realtà l'equazione sopra riportata, rispecchia la reale composizione del biogas solo per periodi di ritenzione elevati in quanto la biomassa è costituita anche da alcuni componenti organici che subiscono il processo di degradazione ad opera della digestione anaerobica in tempi molto lunghi (es. lignina).

La caratteristica principale del biogas è quella di essere un buon combustibile in particolar modo per la produzione di energia elettrica prodotta in loco in quanto non necessita di purificazione per alimentare un cogeneratore CHP per la produzione di energia elettrica e termica; la componente più importante ed utile ai fini della sua valorizzazione energetica del biogas è pertanto la frazione gassosa costituita dal metano (CH₄) che ha un potere calorifico inferiore (PCI) pari a 50 MJ/kg, ad una T di 20 °C e una p di 1 atm. [7]

A valle del processo di combustione, l'energia elettrica prodotta dal cogeneratore viene immessa in rete, l'energia termica viene utilizzata parzialmente per riscaldare i reattori mentre la quota eccedente viene impiegata per il riscaldamento domestico e/o industriale attraverso una rete di teleriscaldamento o, in mancanza di questa, viene dispersa in ambiente.

La composizione del biogas è sempre variabile ed è dipendente dalla materia prima dalla quale è prodotto, in generale, i *range* di composizione dei principali costituenti del biogas sono riportati in Tab 1.1 [8]

Il Biogas è pertanto definibile come fonte energetica rinnovabile in base al Dlgs. 387/03 in quanto prodotto da digestione di materiali di origine organica vegetale ed animale. [9]

COMPOSTI	%
Metano (CH ₄)	50-75
Anidride Carbonica (CO ₂)	25-45
Idrogeno (H ₂)	1-10
Azoto (N ₂)	0,5-3
Monossido di carbonio (CO)	0,1
Acido Solfidrico (H ₂ S)	0,02-0,2
Acqua (H ₂ O)	Saturazione

Tab 1. 1- principali costituenti del Biogas [8].

L'intero processo vede la decomposizione del materiale organico da parte di alcuni tipi di batteri, con conseguente produzione di anidride carbonica (CO₂), idrogeno molecolare (H₂) e metano (CH₄) (metanizzazione dei composti organici).

Il processo biochimico che genera il biogas è condotto, a specifiche temperature di lavoro, da ceppi di batteri anaerobici, ossia batteri che vivono in assenza di ossigeno; il carbonio organico ad esempio si converte in biogas nel caso del glucosio secondo la seguente reazione chimica:



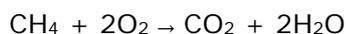
Il processo può essere condotto in MESOFILIA (T<35°C) oppure in TERMOFILIA (T>55°C), il secondo processo garantisce rese maggiori in biogas ed un completo abbattimento di alcuni microrganismi patogeni quali salmonelle e coliformi.

Il biogas, prodotto dalle reazioni biochimiche che si svolgono nei digestori anaerobici, è una miscela di gas composta prevalentemente da metano, anidride carbonica e vapore acqueo.

La composizione del biogas dipende da molti fattori tra cui il tipo di alimentazione ed i parametri di processo (pH, temperatura, tempi di permanenza etc.).

In particolare il metano è il componente più interessante di questa miscela perché è un combustibile con un buon potere calorifico inferiore (PCI), cioè è in grado di sviluppare energia, si tratta infatti di un idrocarburo semplice (alcano) formato da un atomo di carbonio e 4 di idrogeno; la sua formula chimica è CH₄, e si trova in natura sotto forma di gas. Bruciando una molecola di metano in presenza

di ossigeno si forma una molecola di CO₂ (anidride carbonica), due molecole di H₂O (acqua) e si libera una quantità di calore:



Il calore di combustione della reazione è negativo (essendo la reazione di combustione una reazione esotermica); considerando come sistema chiuso la stessa reazione di combustione del metano, il calore di reazione è pari a -891 kJ/mol.

Dalla combustione di 1 Nm³ di metano (pari a 44,61 moli) si ottengono circa 39,79 MJ (9503,86 kcal).

Il vapore acqueo, invece, è un elemento di disturbo per i motori endotermici e deve quindi essere allontanato tramite un trattamento di deumidificazione a valle della digestione anaerobica.

In conclusione, quindi, nel motore deve arrivare una miscela di metano CH₄ ed anidride carbonica CO₂, quest'ultima può essere considerata come una componente "neutra" che non interviene nella reazione di combustione del metano.

In funzione della composizione del biogas (più o meno ricca di metano) il tecnico del motore si occuperà di regolare la carburazione, cioè la quantità di aria comburente per il corretto funzionamento del motore endotermico.

I pretrattamenti fondamentali del biogas prima di immetterlo nel motore endotermico del cogeneratore sono la deumidificazione e la filtrazione.

La filtrazione si effettua per mezzo di un filtro a cartuccia e consiste nella eliminazione delle particelle sospese.

La deumidificazione avviene per mezzo del raffreddamento del biogas a circa 2-6 °C nel chiller; in questo modo la maggior parte dell'acqua presente nel gas in forma gassosa viene condensata e di conseguenza separata in fase liquida. Il biogas che scaturisce a valle dei citati processi di filtrazione e deumidificazione sarà composto per il 50-65% da metano e per il 35-50% da anidride carbonica oltre a piccole quantità di vapore acqueo residuo, idrogeno solforato ed altre componenti in tracce. Maggiore è la frazione di metano, migliore sarà la qualità del biogas e maggiore la quantità di energia che se ne può trarre.

L'idrogeno solforato è una componente da evitare perché produce corrosione nei materiali con cui viene a contatto; l'eliminazione dell'idrogeno solforato avviene sempre per via biologica per mezzo di colonie di batteri particolari che colonizzano un opportuno supporto che è stato appositamente inserito sulla superficie del gasometro.

Le reazioni di desolfurazione sono di tipo aerobico, cioè, al contrario delle reazioni di degradazione dei reflui, richiedono la presenza di ossigeno. Per tale motivo viene insufflata all'interno delle cupole gasometriche una quantità controllata di aria per mezzo di apposite soffianti.

E' di fondamentale importanza mantenere sotto stretto controllo il quantitativo di ossigeno all'interno dei gasometri per due motivi fondamentali: evitare di produrre miscele esplosive e evitare di inibire le reazioni anaerobiche che si svolgono nella massa in digestione. L'ossigeno presente nel gasometro deve mantenersi tra 1% e 2%.

Un discorso di grande importanza deve essere fatto riguardo alle condizioni di sicurezza dell'impianto.

Il metano contenuto nel biogas in determinate concentrazioni con l'aria diventa esplosivo. Per questo motivo in tutte le zone dove può essere presente una fuga di biogas (ad almeno 10 m dai digestori e dalla stazione di trattamento del biogas) è assolutamente vietato fumare ed usare fiamme libere.

Ogni intervento di manutenzione deve essere effettuato in condizioni di sicurezza e seguendo con grande attenzione il manuale di uso e manutenzione dell'impianto.

Oltre ai pericoli di infiammabilità ed esplosività legati al metano bisogna sempre tenere presente che il biogas è una miscela priva di ossigeno e quindi irrespirabile. Per evitare ogni rischio di asfissia è necessario tenere sempre presente questo problema ed avvalersi di tutte le procedure di sicurezza necessarie in caso di manutenzione dell'impianto.

1.2 PROCESSO MICROBIOLOGICO DI PRODUZIONE DI BIOGAS: DIGESTIONE ANAEROBICA

Si definisce anaerobiosi la condizione di vita di diversi organismi, il cui metabolismo non richiede la presenza di ossigeno. Tale molecola, strettamente necessaria per gli organismi che invece vivono in aerobiosi, può addirittura risultare estremamente tossica per tali organismi, definiti per questo motivo *anaerobici* (o *anaerobi*).

La digestione anaerobica è un processo biologico (cioè avviene ad opera di organismi viventi) che avviene normalmente in natura in assenza di ossigeno in moltissime diverse situazioni operative.

La sostanza organica viene progressivamente demolita in molecole elementari (prevalentemente metano, anidride carbonica, acqua, ammoniaca ed idrogeno solforato) da parte di microrganismi in condizioni di anaerobiosi. Si tratta di un processo alternativo al compostaggio, che è al contrario strettamente aerobico.

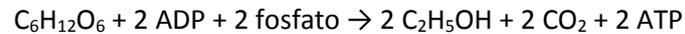
Le reazioni di fermentazione che gli organismi anaerobici portano a termine per svolgere la respirazione anaerobica sono variegatae.

La maggior parte degli anaerobi utilizza la via di fermentazione dell'acido lattico, la *fermentazione lattica*:



L'energia rilasciata in questa reazione è di circa 150 kJ per mole. Si tratta del 5% dell'energia ricavabile da una molecola di glucosio in una normale respirazione aerobica.

Piante e funghi (tra cui i lieviti), anaerobi facoltativi, utilizzano la *fermentazione alcolica*, quando la presenza di ossigeno è ridotta:



L'energia rilasciata in questa reazione è leggermente maggiore, pari a circa 180 kJ per mole.

I batteri anaerobi e gli *Archaea* utilizzano queste e molte altre vie di fermentazione, p.es. i processi che portano alla formazione di acido propionico o di acido butirrico; rientra tra i processi anaerobici usati dagli *Archaea* anche la metanogenesi.

Gli organismi metanigeni possono essere osservati solo in ambienti privi di ossigeno, soprattutto nella materia organica in decomposizione, nelle paludi, nel tratto digestivo degli animali, e nei sedimenti acquatici.

La metanogenesi avviene anche in aree dove l'ossigeno e la materia organica in decomposizione sono entrambi assenti, per esempio, sotto la superficie terrestre e precisamente nei giacimenti petroliferi e sotto la superficie del mare a grandi profondità soprattutto presso quei particolari ecosistemi prodotti dalle canne idrotermali.

La fase finale della metanogenesi avviene durante il decadimento della materia organica. Durante tale processo gli elettroni recettori (ossigeno, ferro, solfato, nitrati e manganese si esauriscono, mentre si accumula idrogeno (H₂), diossido di carbonio (CO₂) e materiale organico prodotto dalla fermentazione. Durante gli stadi avanzati del decadimento della materia organica, tutti gli accettori di elettroni si esauriscono ad eccezione del diossido di carbonio. Tale composto chimico è un prodotto di molti processi catabolici.

La fermentazione e la metanogenesi possono avvenire in assenza di elettroni accettori all'infuori del carbonio.

Solo la fermentazione permette la scomposizione della maggior parte dei composti organici. La metanogenesi effettivamente rimuove i prodotti semi-finali di decadimento: idrogeno, composti organici, e diossido di carbonio. Senza il processo di metanogenesi una grande quantità di carbonio si accumulerebbe in un ambiente anaerobico.

La metanogenesi è utile all'umanità. Attraverso la metanogenesi, i rifiuti organici possono essere convertiti in biogas. La metanogenesi avviene persino negli intestini degli esseri umani e nel rumine dei ruminanti.

Convenzionalmente, in relazione al tipo di batteri utilizzati, esistono differenti condizioni operative in cui viene condotta la digestione anaerobica per le quali essenzialmente variano gli intervalli di temperatura e la percentuale di contenuto solido all'interno della biomassa:

- con batteri *mesofili* si lavora a temperature comprese tra 20-45 °C, con un intervallo ottimale di 37-41 °C;
- con batteri *termofili* le condizioni di esercizio ottimali implicano un intervallo di temperatura compreso tra i 50°-52 °C, con temperature che possono anche essere relativamente elevate e superare i 70 °C.

La digestione anaerobica può essere effettuata inoltre sia a *umido* che a *secco*. La digestione a secco si riferisce a miscele di materiale con contenuto minimo in solidi compreso tra il 20% ed il 30%, mentre la digestione a umido si riferisce a miscele con un minimo del 5% ed il 15% di contenuto in solidi.

E' possibile inoltre realizzare le due fasi biologiche in un processo unico in un solo reattore (monostadio) oppure mantenendo separate le due fasi idrolitica e metanogenica in reattori distinti (bistadio).

Il tempo di residenza (HRT) in un digestore varia in funzione della quantità di materiale da trattare, del tipo di materiale e dalla temperatura di esercizio.

Altro parametro particolarmente importante è il valore del pH. Nel caso della digestione condotta con batteri mesofili il tempo di residenza è compreso tra i 15 e i 30 giorni.

Nel caso della digestione UASB con batteri mesofili, che permette il trattamento delle acque reflue, i tempi di residenza differiscono in relazione alla parte liquida e a quella solida, con i primi che rispettivamente rientrano nell'arco di un giorno mentre i secondi non superano i 90 giorni.

Nel caso di un processo con batteri termofili le temperature più elevate permettono di velocizzare la digestione, richiedendo solamente due settimane per giungere a completamento.

Di contro la digestione termofila ha un costo maggiore, richiede più energia ed è più critica dell'analogo processo mesofilo: quest'ultimo è quindi il processo attualmente più utilizzato.

I digestori più comuni sono quelli continui: possiedono dispositivi meccanici o idraulici atti a mescolare il materiale e a estrarne in continuazione gli eccessi per mantenere un volume ragionevolmente costante, durante l'aggiunta continua di materiale organico.

L'altra tipologia di digestori è quella discontinua *batch*, impiantisticamente più semplice ma che ha lo svantaggio di emettere odori e di possedere cicli di svuotamento problematici: una volta avvenuta l'alimentazione iniziale il reattore viene chiuso e sull'intera massa trattata non agisce alcun dispositivo di sorta per tutta la durata del processo.

La digestione del materiale organico biodegradabile implica l'uso di molte differenti specie di batteri occorrenti in natura, ognuna delle quali ha un ruolo differente in una differente fase del processo di digestione.

Lo stretto controllo delle condizioni operative di un digestore è essenziale per assicurare la crescita batterica e l'effettivo verificarsi del biochimismo necessario per il buon fine della digestione stessa.

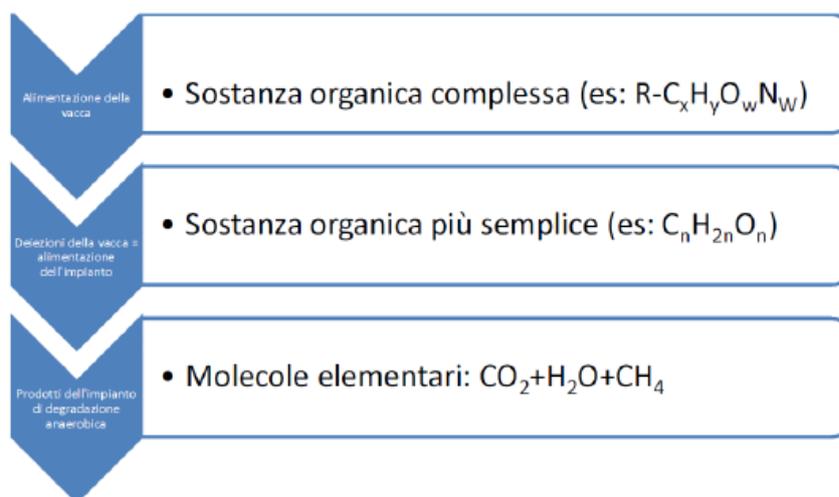


Fig.1.1 - Schematizzazione del processo di scissione molecolare

La digestione anaerobica è suddivisibile in quattro stadi (Fig. 1.2):

1. *Idrolisi*, dove le molecole organiche subiscono scissione in composti più semplici quali i monosaccaridi, amminoacidi e acidi grassi.
2. *Acidogenesi*, dove avviene l'ulteriore scissione in molecole ancora più semplici come gli acidi grassi volatili (ad esempio acido acetico, propionico, butirrico e valerico), con produzione di ammoniaca, anidride carbonica e acido solfidrico quali sottoprodotti.
3. *Acetogenesi*, dove le molecole semplici prodotte nel precedente stadio sono ulteriormente digerite producendo biossido di carbonio, idrogeno e principalmente acido acetico.
4. *Metanogenesi*, con produzione di metano, biossido di carbonio e acqua.

Nell'impianto di digestione anaerobica si instaura pertanto una catena alimentare tutta speciale dove ceppi specializzati si nutrono di molecole particolari trasformandole in molecole più semplici che sono a loro volta l'alimento di un altro ceppo batterico a valle della catena. In questo modo la molecola organica più complessa viene via via spezzettata in molecole sempre più corte fino alle costituenti elementari che sono il metano (CH_4), l'anidride carbonica (CO_2) e l'acqua (H_2O) (Fig. 1.1).

Il processo biologico molto complesso, può quindi essere rappresentato schematicamente (Fig.1.2), può essere sintetizzato in 4 fasi principali: fase di idrolisi, acidogenesi, acetogenesi e metanogenesi.

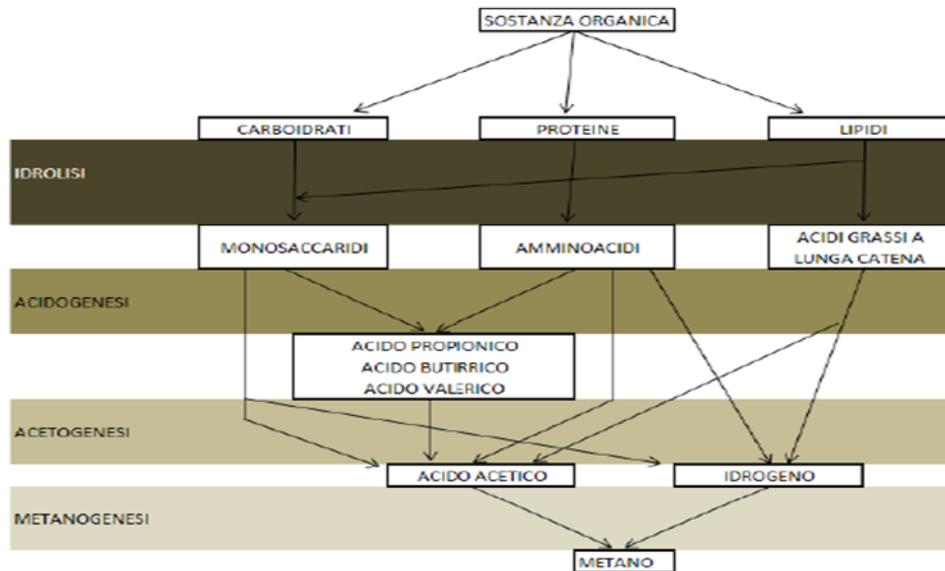


Fig. 1.2 – scomposizione in fasi del processo di gestione anaerobica

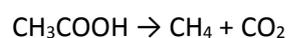
Le quattro fasi coesistono all'interno dei fermentatori e l'equilibrio delicatissimo tra la produzione di una particolare sostanza ed il suo consumo da parte della fase successiva è fondamentale per la sopravvivenza dell'intero ecosistema.

Le fasi di idrolisi e acidogenesi sono svolte da batteri facoltativi (cioè attivi sia in condizioni aerobiche che anaerobiche) che idrolizzano i materiali organici complessi, costituiti essenzialmente da polisaccaridi, proteine e grassi e li convertono prima in monosaccaridi, amminoacidi e acidi grassi a lunga catena e poi in composti più semplici come acidi volatili, alcoli, ammoniaca, idrogeno ad anidride carbonica.

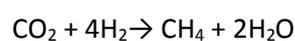
La fase successiva consiste nella conversione degli acidi volatili e degli alcoli in acido acetico ad opera di microrganismi acetogenici.

Infine si ha la fase di metanizzazione con due differenti reazioni:

- formazione di metano e anidride carbonica a partire da acido acetico ad opera di batteri acetoclasti



- combinazione di anidride carbonica e idrogeno ad opera di batteri idrogenofili



Bisogna sempre ricordare che il processo anaerobico viene svolto da una biomassa attiva, cioè da esseri viventi molto specializzati che utilizzano i reflui per il loro metabolismo. Si tratta di organismi molto delicati che devono essere fatti crescere in condizioni ambientali ottimali; ogni deviazione anche lieve di tali condizioni comporta una diminuzione anche importante dell'efficienza di degradazione.

Per favorire le reazioni biochimiche bisogna porre grande attenzione a: pretrattamenti, ricetta, omogeneizzazione, pH, temperatura oltre ai parametri di controllo di processo vero e proprio che sono particolarmente complessi.

E' fondamentale ridurre il più possibile la dimensione delle particelle solide immesse nei digestori. In particolare tutti quei substrati ricchi di fibre lunghe devono essere sminuzzati meglio possibile per facilitarne l'attacco da parte degli enzimi extracellulari dei batteri anaerobici (ad es la vacca mastica e rimastica con metodico impegno il suo alimento).

Sempre per massimizzare il contatto tra substrato da degradare e batteri deve essere posta la massima attenzione alla omogeneizzazione delle diverse componenti e soprattutto alla concentrazione di sostanza secca.

Ogni variazione delle condizioni in cui è stata acclimatata la biomassa genera squilibri ed instabilità, per cui bisogna mantenere costante il pH e la temperatura e bisogna evitare di variare la ricetta di substrati in alimentazione che è stata decisa e calibrata in fase di avviamento. Variazioni repentine di pH anche di pochi decimi di grado all'interno dei digestori indicano instabilità del processo e devono essere immediatamente controllate e riportate ai valori ottimali.

Una buona efficienza di degradazione trasforma in biogas circa il 60-80 % della sostanza organica presente nel reattore, il biogas è composto per buona parte da anidride carbonica, vapore acqueo e metano mentre il digestato, scaricato dai digestori, è composto dal residuo organico non degradato e da tutta la sostanza inorganica con l'acqua in fase liquida.

Un impianto industriale per la produzione di biogas sfrutta le reazioni biologiche naturali controllando le condizioni di processo ed ottimizzando tutti i fattori che le influenzano.

Ad esempio la temperatura ottimale di processo è controllata dal sistema di riscaldamento e dall'opportuna strumentazione installata all'interno del digestore; anche l'acidità del digestato è controllata costantemente dal pHmetro collegato ad opportuni allarmi; per ottimizzare l'attacco microbico alla sostanza organica è opportuno ridurre le dimensioni delle particelle tramite la triturazione.

1.3 TEMPO DI RITENZIONE (HRT)

Il tempo di ritenzione (Hidraulic Retention Time) indica la durata di permanenza delle biomasse all'interno dei digestori, ovvero il tempo utile alla produzione di biogas che viene conteggiato dal momento in cui la biomassa entra nei digestori fino al momento in cui, dopo aver perso sensibilmente il suo potere metanigeno, esce dalle vasche di digestione.

L'HRT è direttamente proporzionale alla temperatura, così come è possibile osservare dal grafico di Fig 1.3 in cui è rappresentata la variazione della produzione di biogas in funzione di questo parametro. [13]

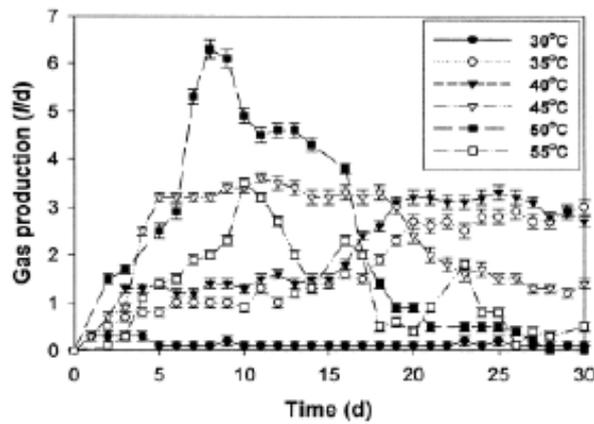


Fig. 1.3 Produzione di biogas in funzione del tempo e della Temperatura [13]

Il grafico di Fig.1. 4 mostra invece la tendenza del carico organico volumetrico e del tempo di ritenzione idraulica (HRT) durante la fase di start up di un impianto di fermentazione anaerobica con biomassa "attiva". Si evidenzia come nel reattore anaerobico, durante un periodo variabile di circa 60- 80 giorni, si può riscontrare un progressivo aumento del carico organico con conseguente riduzione del tempo di ritenzione.

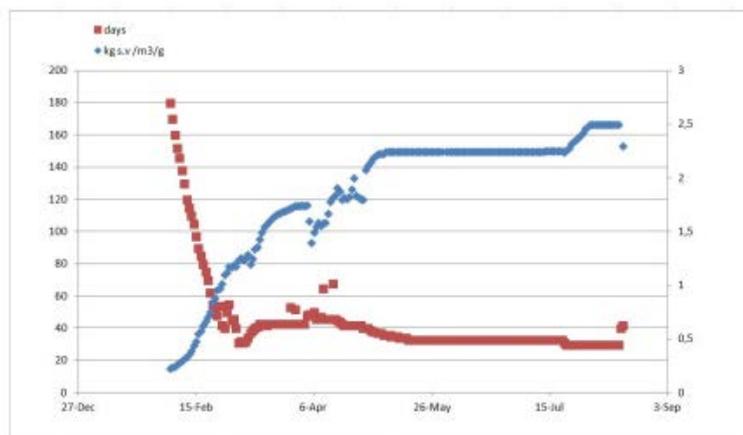


Fig.1.4 - Organic volumetric load and HRT during start up of plant [14]

E' opportuno nella fase di avviamento, al fine di ottimizzare le prestazioni dell'impianto in funzione delle matrici di carico, aumentare il carico degli effluenti operando brevi intervalli necessari per modificare il set-point del sistema di pretrattamento, miscelazione e carico. [14]

1.4 TIPOLOGIA DI SUBTRATI

I due aspetti più problematici la fermentazione delle biomasse, se paragonate ad altre fonti di energia rinnovabile, sono la variabilità stagionale e la densità energetica per unità di massa.

Un requisito fondamentale pertanto per la produttività e l'economicità di un impianto di biogas è indubbiamente la possibilità di disporre di matrici di buona qualità e costanti nel tempo e, soprattutto, in quantità sufficienti da garantire sempre il funzionamento dell'impianto alla massima potenza. Il quantitativo di biogas prodotto è inoltre strettamente correlato al tipo di substrato di partenza: i liquami zootecnici, ad esempio, nonostante abbiano una bassa produttività di biogas, sono reperibili a basso costo, ed inoltre sono fonte di microorganismi ed hanno alto contenuto d'acqua che ne favorisce la fluidità ed il mescolamento all'interno degli impianti.

Nella progettazione di un impianto industriale di digestione anaerobica le principali caratteristiche che vanno prese in considerazione in fase di studio di fattibilità sono le seguenti:

- Quantità e disponibilità nel corso dell'anno
- Trasporto e possibilità di stoccaggio
- Costi di produzione o di approvvigionamento
- Trattabilità del materiale (palabile, pompabile, miscelabilità)
- Presenza e quantità di inerti
- Potenziale di produzione di biogas e digeribilità
- Cinetica di fermentazione
- Rapporto C/N

I substrati sono classificati pertanto in base ad alcuni parametri riportati di seguito:

- *Sostanza secca (SS):*

Corrisponde alla sostanza ottenuta una volta che l'acqua è stata fatta evaporare. All'interno del digestore e per alcuni tipi di digestori (completamente miscelato) la S.S. deve essere inferiore al 10%;

- *Solidi volatili (SV):*

Questo parametro è il contenuto di materiale organico, rappresenta la frazione della biomassa che può essere potenzialmente trasformata in biometano. Si determina per combustione a 550 °C del materiale secco,

- *Nutrienti*

I nutrienti, come l'azoto, sono essenziali per il processo e devono essere forniti con il substrato o aggiunti. Il contenuto di azoto non deve essere troppo basso, in caso contrario si avrebbe un rallentamento della crescita microbica, in genere $C/N < 30$. Valori troppo alti di azoto determinano intossicazione che blocca la crescita. Per potassio, fosforo si riportano valori ottimali di $C/P = 12-150$ e $C/K = 45-100$;

- *Potenziale Biochimico metanigeno (di biometanazione).*

Il potenziale metanigeno esprime la massima quantità di biogas/metano ipoteticamente ottenibile dalla degradazione di una biomassa ed è espresso in $Nm^3/kgSV$.

Il volume di biogas dipende dalla composizione elementare di ogni molecola, ovvero dalle moli di carbonio, ossigeno, idrogeno, zolfo e azoto; il potenziale metanigeno varia in relazione alla composizione della matrice di partenza ed in particolare in funzione delle diverse proporzioni delle varie componenti e dei nutrienti.

	Quantità	% S.S	Produzione di biogas (Nm^3)	% di CH_4
Letame bovino	1 m^3	7,5	25	55
Letame suino	1 m^3	4,5	15	55
Letame bovino	1 m^3	22	70	55
Letame suino	1 t	20-25	60	60
Deiezioni avicole solide	1 t	32	70-90	60
Silomais	1 t	35	225	52
Fraz. Organica	1 t	18	105	51
Scarti di verdura	1 t	14	55	53

Tabella 1.2 Produzione di biogas relazionata alla matrice di partenza [11]

In Tab. 1.2 , Tab. 1.3 e Tab. 1.4 vengono riportati alcune composizioni di biogas in cui si può notare che la componente metanigena, che è quella maggiormente sfruttabile dal punto di vista energetico,

varia in relazione alla matrice di partenza, ed è indipendente dal quantitativo di biogas prodotto. [11]

MATRICI	m³ biogas/t SV
Colture energetiche (mais, sorgo zuccherino, etc.)	550 -750
Deiezioni animali (suini, bovini, avi-cunicoli)	200 -500
Residui colturali (paglia, colletti, barbabietole, etc.)	350 -400
Scarti organici agroindustria (siero, scarti vegetali, lieviti, fanghi e reflui di distillerie, birrerie e cantine)	400 -800
Scarti organici macellazione (grassi, contenuto stomacale ed fanghi di intestinale, sangue, flottazione...)	550 -1000
Fanghi di depurazione	250 -350
Frazione organica rifiuti urbani (FORSU)	400 -600

Tabella 1.3 - Vari esempi di matrici e potenziale metanigeno correlato [15].

Gli impianti di biodigestione ad umido utilizzano principalmente una tecnologia *wet*, cioè con un tenore di sostanza secca non superiore al 10%: in queste condizioni si ottengono ottime rese di conversione delle biomasse in biogas e possono essere trattate matrici di diverso tipo (insilati, reflui zootecnici, scarti dei processi di macellazione, FORSU, scarti organici del settore agro-industriale in genere).

MATRICE	[Nm³ biogas /tSV]	[Nm³ CH₄/tSV]	% CH₄ nel biogas
Olio di scarto industria olearia	1.175,6	817,8	69,6
Farinaccio industria molitoria	661,5	345,0	52,2
Acque di reidratazione prugne secche	761,0	404,6	53,2
Spezzato di mais	687,6	340,3	49,5
Scarto prodotto dolciario	825,1	441,6	53,5
Sansa industria olearia	259,9	182,8	70,3
insilato di mais (1)	647,8 +/- 28,7	525,5 +/- 11,9	49,8 +/-1,3

(1) Valore medio di 5 analisi BMP di differenti campioni di silomais con un tenore di ST medio pari al 327,5 +/- 49,5 g/kg e i SV pari al 96,5 +/- 0,3% degli ST

Tabella 1.4 percentuale di CH₄ nel biogas prodotto dalle varie matrici prese in esame [16].

1.4.1 LE COLTURE DEDICATE

Queste biomasse sono coltivate appositamente per scopi energetici e solitamente la produzione è raccolta in un breve lasso di tempo nel corso dell'anno, una volta approvvigionate vengono pertanto conservate come insilati. Il mais è la coltura che presenta caratteristiche ideali per i processi di digestione anaerobica e d è pertanto la coltura principalmente adottata negli impianti di biodigestione alimentati da insilati.

Altre colture dedicate utilizzate sono il sorgo, il triticale, il miglio, la segale, l'orzo e il loietto.

Queste colture differiscono al mais per tempi di semina, raccolta, concimazione, irrigazione, produttività, composizione, resa in biogas, tutte caratteristiche di cui si deve tener conto durante la progettazione di un impianto.

La tecnica dell'insilamento, tecnica maturata negli ultimi decenni nel settore zootecnico, permette un'efficace conservazione di tutte queste matrici. I presupposti fondamentali per l'insilamento sono un contenuto in acqua e caratteristiche della sostanza organica tali da permetterne la fermentazione con conseguente acidificazione ad opera di batteri lattici che rendono il materiale stabile per 24-36 mesi.

La pianta intera viene trinciata ad una altezza da terra che dipende dalla coltura, per prevenire la presenza nel raccolto di terra o detriti che possono causare danni alle apparecchiature. Nel caso del mais l'operazione viene eseguita a 30 cm da terra, lasciando la base dello stocco in campo, la parte più lignificata della pianta.

Le trincee di ultima generazione sono in grado di lavorare fino a 12 file contemporaneamente (9 metri di larghezza) ad una grandezza di 4-5 mm, pezzatura ideale per i sistemi di caricamento e soprattutto per il processo di digestione anaerobica. Le macchine moderne possiedono inoltre un sistema di schiacciamento della granella per facilitarne la fermentazione negli impianti di biogas. Un'ulteriore possibilità in fase di trinciatura è l'utilizzo di additivi microbiologici o preparati enzimatici in grado di predigerire le parti fibrose della pianta nei primi giorni di insilamento, aumentando il potenziale metanigeno delle biomasse grazie all'aumento della biodisponibilità di macromolecole come la cellulosa, l'emicellulosa e la lignina.

Una volta effettuata la trinciatura o lo sminuzzamento della matrice ad una pezzatura adatta all'insilamento, si procede a riempire la trincea con livelli successivi di circa 10 cm di spessore. Tra un livello e il successivo si provvede allo schiacciamento della biomassa con macchine agricole pesanti per evitare la presenza di aria che causi processi biochimici aerobi indesiderati che inficerebbero la conservazione del materiale. Una volta completato il riempimento si posizionano dei teli impermeabili volti a riparare la biomassa dagli agenti atmosferici e dagli animali, fissati con sacchi di sabbia o pesi in modo che non vengano sollevati dal vento.

L'insilamento deve essere completato entro 3-4 giorni dalla trinciatura per una conservazione

ottimale.

La minima aria presente permetterà una prima veloce fermentazione che, portando il pH intorno a valori acidi (<4,0), preverrà ulteriori fermentazioni indesiderate. La trincea è pronta per l'utilizzo dopo circa 25-30 giorni dall'insilamento, viene aperta su un lato e utilizzata costantemente per evitare l'eccessivo essiccamento del fronte o la formazione di muffe in periodi umidi.

In caso di presenza di un cappello nello strato alto del trinciato ricco di muffe, è bene che esso venga scartato per evitare di introdurre microorganismi che producono sostanze antibiotiche e competono per i substrati con i batteri acidogeni e metanigeni.

La corretta conservazione delle biomasse incide notevolmente sulla salute dell'impianto e sul conto economico, in quanto se il materiale non è conservato correttamente si possono avere perdite fino al 25-30% in termini di resa energetica.

Considerando che un impianto di biogas da 999 kW necessita di circa 15000-18000 tonnellate all'anno di biomasse, variabili a seconda della qualità del prodotto, e che il costo del mais pronto all'utilizzo in trincea variava nel 2012 tra i 50 e gli 80 euro/ton (comunicazioni clienti), si possono avere perdite dell'ordine di diverse decine di migliaia di euro causati da una conservazione non corretta.

PARAMETRO	VALORE	DESCRIZIONE
ADF (%SS)	23,8	Indica la quantità di fibre estraibile in ambiente acido (cellulosa e lignina)
Acidi grassi a catena corta (%SS)	14,23	Indice della fermentazione avvenuta nella trincea durante la conservazione dell'insilato
Amido (%SS)	30,43	Indica la quantità di amido, il principale carboidrato di riserva nelle piante, una delle principali molecole catabolizzate nella DA
Azoto totale (%SS)	0,8	Indicatore della quantità di azoto, che deve essere in rapporti ottimali nei processi di DA con gli altri macroelementi
Ceneri (%SS)	5,47	Indica la frazione di solidi non organici, principalmente sali
Estratto eterico (%SS)	3,9	Indica la quantità di grassi presenti nella matrice. Vengono trasformati in acidi grassi e quindi metano nei processi di DA
NDF (%SS)	44,5	Indica le quantità di fibre (cellulosa, emicellulosa e lignina)
NFC (%SS)	39,5	Indica la quantità di carboidrati non strutturali (amido, pectine, polialcoli) che vengono quindi trasformati in energia nella DA
pH	3,97	Indice dell'acidità e dello stato di conservazione dell'insilato
Sostanza organica (%SS)	94,5	Indicatore della frazione organica dei solidi, potenzialmente degradabili

Tabella 1.5 - Rapporto di analisi di un insilato di mais

Si deve inoltre ricorrere ad additivi o sottoprodotti per sopperire alla mancanza di energia a disposizione dalle biomasse o per eventuali problemi biologici dovuti all'introduzione di un prodotto qualitativamente non ottimale che peggiorano ulteriormente il conto economico.

In tabella è riportato un esempio di un cartellino di analisi (Tab.1.5) che viene effettuato all'insilato pronto per l'utilizzo.

Nella prima colonna è riportato il parametro, nella seconda il valore, nella terza la descrizione del parametro. Questa caratterizzazione dei parametri chimico- fisici permette di prevedere la qualità del prodotto a disposizione, in modo da correggere il procedimento di insilamento nelle campagne successive e valutare la potenziale resa energetica della biomassa in alimentazione all'impianto.

1.4.2 LE DEIEZIONI ZOOTECHNICHE

Le deiezioni zootecniche sono un importante fonte di alimentazione per gli impianti di biogas a livello nazionale; il settore si è infatti storicamente sviluppato per ricavare energia dal trattamento di tali matrici prevenendo il rilascio di gas inquinanti in atmosfera (CH₄, CO₂, NH₃ e N₂O). Le deiezioni sono caratterizzati da potenziali metanigeni relativamente bassi se paragonati a insilati o biomasse con percentuali di sostanza organica più elevate, ma contribuiscono notevolmente al mantenimento di pH leggermente basici, che favoriscono i processi di metanogenesi e aumentano l'alcalinità del digestante, quindi il potere tampone dello stesso.

Sono matrici altresì generalmente ricche di microelementi e contribuiscono alla carica batterica metanigena nei digestori, tanto è vero che i liquami sono utilizzati in fase di avviamento degli impianti per riempire i digestori e favorire le condizioni ottimali per la digestione anaerobica.

La qualità delle deiezioni dipende fortemente dai capi allevati, dallo stadio di crescita, dall'alimentazione e dal tipo di stabulazione. Le deiezioni prodotte da diversi tipi di allevamento sono stati ampiamente studiati e sono presenti in letteratura dati e tabelle con le quali si possono prevedere con un buon grado di precisione la quantità annuale di deiezioni e la loro qualità.

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

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.[52]

Nella Tab.1.6 sono riassunti alcuni dati riguardanti la produzione di liquami bovini da vacche da latte stabulate su grigliato con i relativi potenziali metanigeni.

Capo bovino (peso vivo)	Quantità (m3/anno/capo)	% ss	% so (% ss)	N (% ss)	Potenziale metanazione (NI biogas/kg tq)
Vitelli	2-3,5	13-16	70-80	1-2	30-40
Vacche da rimonta (300 kg)	6-10	10-12	80-90	1-3	10-18
Vacche da latte (500 kg)	13-18	8-10,5	80-90	1-2	10-18

Tab1.6 - parametri caratteristici di liquami bovini

Nella Tab. 1.7 è riportato un esempio di analisi su un liquame bovino utilizzato in alimentazione in un impianto industriale. Questa caratterizzazione, come nel caso degli insilati, dei parametri chimico-fisici permette di prevedere la qualità del prodotto a disposizione, come verifica della salute dell'allevamento e per la valutazione della potenziale resa energetica della biomassa in alimentazione all'impianto.

PARAMETRO	VALORE	DESCRIZIONE
Sostanza secca (SS) (% tal quale)	10,3	Indicatore della percentuale AM75:AM80e in massa di solidi nella matrice
Sostanza organica (%SS)	83,7	Indicatore della frazione organica dei solidi, potenzialmente degradabili
Ceneri (%SS)	16,2	Indica la frazione di solidi non organici, principalmente sali
PH	3,97	Indice del potere tampone del liquame
Azoto totale (% tal quale)	0,28	Indicatore della quantità di azoto, che deve essere in rapporti ottimali nei processi di DA con gli altri macroelementi

Tab 1.7- parametri di un campione di liquame bovino

Per assicurarsi di avere una matrice di buona qualità in ingresso all'impianto è necessario limitare l'utilizzo di acque di lavaggio allo stretto necessario, per evitare liquami con percentuali di sostanza secca troppo basse che hanno di conseguenza una bassa resa energetica e diminuiscono i tempi di ritenzione idraulici dell'impianto. Sono da evitare tutti quei liquami che provengono da ambienti o da animali trattati con sostanze potenzialmente battericide (es. antibiotici).

Un'ulteriore accortezza è l'utilizzo del liquame nel tempo minore possibile dal momento di produzione, in particolare nei mesi caldi, per evitare che parte dell'energia venga dissipata prima dell'ingresso nel digestore, con la liberazione di gas inquinanti in atmosfera. La soluzione ideale è prevedere un sistema di raccolta del liquame nei pressi dell'allevamento e il pompaggio quotidiano automatizzato nell'impianto. Per quanto riguarda i costi, negli impianti osservati le aziende hanno i liquami a disposizione come scarto e quindi non si hanno costi di approvvigionamento delle biomasse. Nel caso i liquami vengono portati all'impianto da allevamenti distanti c'è da considerare il costo del trasporto, che con l'aumento dei carburanti incide sempre di più sul contro economico.

Sia in termini energetici che economici ha quindi senso approvvigionarsi di liquami da allevamenti che siano presenti nel raggio di massimo 20-25 km dall'impianto.

1.4.3 SOTTOPRODOTTI

Secondo il D.lgs. 205/2010, che ha modificato la Parte IV del D.lgs. 152/2006 introducendo l'art. 184-bis, è definito sottoprodotto (e non rifiuto) una materia generata da un processo produttivo se sussistono le seguenti condizioni:

- è originato da un processo di produzione di cui costituisce parte integrante, ma il cui scopo non è la produzione di tale sostanza o oggetto;
- è certo che la sostanza o l'oggetto sarà utilizzato, nel corso dello stesso o di un successivo processo di produzione o di utilizzazione, da parte del produttore o di terzi;
- l'utilizzo diretto senza alcun ulteriore trattamento diverso dalla normale pratica industriale;
- l'utilizzo è legale senza impatti negativi sull'ambiente e sulla salute umana.

I sottoprodotti di derivazione agro-industriale utilizzabili per processi industriali di digestione anaerobica sono numerosi, 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 (vedi Regolamento CE n. 1774/2002 "Norme sanitarie relative ai sottoprodotti di origine animale non destinati al consumo umano").

Tali residui, ad esempio, possono essere addizionati come co-substrati nella co-digestione di liquami zootecnici e/o fanghi di depurazione.[52]

Gruppi di sottoprodotti	Sostanza secca (%tq)	Sostanza organica (%SS)	Potenziale biogas (Nm3/ton SO)
AGRO-INDUSTRIALI			
Vinacce	40-50	80-95	600-700
Polpa di mela	2-3	95	500
Scarti frutta	9,7-18,5	92-95,7	500-600
Scarti patate	16,6-30,3	91,1-97,2	500-600
Bucchette di pomodoro	27-35	96-97	300-400
Melasso	77-90	85-95	300-700
Pannello di colza	90-91	93-94	700
Scarti di mais dolce	15,9-18,5	96-97	450-550
Pannello semi oleosi	92	97	900
Polpa di frutta	2-3	95	300-700
Farina di frumento	88	96	700
Glicerina grezza	98	90-93	700-1100
Paglia di cereali	86	89-94	350-400
Paglia di mais	86	72	350
Paglia di riso	25-50	70-95	300
SCARTI ANIMALI			
Macinato di carne e ossa	8-25	90	800-1200
Contenuto stomacale suini	12-15	80-84	300-400
Contenuto ruminale non trattato	12-16	85-88	300-600
Contenuto ruminale pressato	20-45	90	1000-1100
RIFIUTI			
Pane essiccato	65-90	96-98	800-1200
Avanzi ristorazione	9-37	75-98	400-1000
Miscela di grassi	99,9	92	970-980

Tab. 1.8 – Sottoprodotti agroindustriali, animali e rifiuti [17]

In Tab 1.8 è riportato un elenco esemplificativo. Per valutare un sottoprodotto, oltre il potenziale in termini di produzione di biogas, vanno valutati altri aspetti come disponibilità nell'arco dell'anno, il trasporto, la gestione, la possibilità di immagazzinamento, controindicazioni (es. presenza di sostanze antibatteriche).

Alcuni sottoprodotti di origine vegetale sono spesso stagionali, come per esempio gli scarti della produzione dell'olio di oliva (sanse, acque di vegetazione), del vino (vinacce), dell'industria conserviera (bucchette di pomodoro, scarti della frutta e degli ortaggi). Altri sottoprodotti, sebbene siano stagionali, possono essere conservati con costi relativamente contenuti, come ad esempio le polpe soppresse di barbabietola, principale scarto della produzione dello zucchero bianco, le quali

vengono insilate come le colture dedicate e si conservano per lunghi periodi.

Alcune possibili controindicazioni nell'utilizzo di sottoprodotti possono essere:

- costi elevati di trasporto
- veloce deperibilità
- presenza di alti contenuti in ceneri
- rapporto C/N non bilanciato
- costi elevati per il caricamento ed usura degli organi meccanici

Sottoprodotti ad alto contenuto energetico, come la glicerina, il melasso o gli scarti della produzione delle farine vegetali, sono invece ottimi integratori nelle ricette in alimentazione perché sono prodotti relativamente facili da gestire e con una scarsa variabilità nella qualità e possono aiutare nella gestione di impianto come additivi energetici in caso di cali di produzione o scarsità di approvvigionamento di biomasse.

Formano categorie a parte i sottoprodotti di origine animale e i rifiuti. Sebbene entrambe queste categorie siano interessanti dal punto di vista tecnico date le ottime potenzialità in termini di produzione di biogas e siano già presenti impianti industriali alimentati con tali biomasse, ci sono dei vincoli normativi più stringenti rispetto ai sottoprodotti. In particolare, i sottoprodotti di origine animale (SOA) possono creare problemi per la salute umana, perciò gli impianti industriali che utilizzano questi materiali devono essere autorizzati ai sensi del Regolamento CE 1069/09. In particolare i SOA di categoria 2 debbono subire un trattamento di igienizzazione a 133°C, 3 bar per 20 secondi, mentre i SOA di categoria 3 devono essere pastorizzati a 70°C per 1 ora. [52]

1.4.4 F.O.R.S.U.

Trattasi della Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano, composta prevalentemente da residui di cibo o preparazioni alimentari e frazioni assimilabili, come carta per alimenti sporca di residui alimentari: materiale organico putrescibile ad alto tasso di umidità proveniente in prevalenza dalla raccolta differenziata dei rifiuti urbani.

La composizione media di questa frazione, se derivante da raccolta differenziata secco-umido, non differisce in modo sostanziale dall'organico raccogliibile 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 grado di putrescibilità ed umidità elevato (> 65%) che le rendono adatte alla digestione anaerobica, nei rifiuti urbani domestici, in particolare, la percentuale di frazione organica umida è compresa in genere tra il 25 e il 35% in peso.

Tale matrice (FORSU) mostra notevoli vantaggi se utilizzata in codigestione con i fanghi di supero provenienti dagli impianti di depurazione delle acque reflue urbane. [52]

Detti fanghi di depurazione sono costituiti da biomassa batterica e da sostanza inerte, organica ed inorganica in quanto residuo dei processi di depurazione delle acque reflue urbane (anche industriali).

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 anche se l'obiettivo primario nel conferire detti fanghi in impianti di digestione anaerobica è quello della stabilizzazione della sostanza organica in uno alla distruzione degli eventuali microrganismi patogeni con lo scopo di rendere il residuo consono alle prerogative di legge in tema di smaltimento finale.

1.5 STIMA DEL POTENZIALE IN PRODUZIONE DI BIOGAS

Un parametro fondamentale di valutazione per verificare la fattibilità di un impianto industriale di digestione anaerobica per la produzione di biogas è la massima quantità di metano producibile dalle biomasse a disposizione. In conformità a questo si possono calcolare le produzioni annue di metano, i ricavi potenziali dalla vendita diretta o dalla sua trasformazione in energia elettrica e di conseguenza studiare il progetto in termini tecnici ed economici. Questa valutazione deve essere fatta in modo accurato e cautelativo tanto più le matrici di biomasse al carico possono variare in termini quantitativi e qualitativi a causa di:

- clima
- regione geografica
- specie della biomassa
- modalità di raccolta (colture dedicate) o di processamento (sottoprodotti)
- modalità di stoccaggio
- modalità di caricamento all'impianto

A questi fattori si aggiungono potenziali sinergie positive o negative dovute alla co-digestione di due o più biomasse contemporaneamente nello stesso fermentatore. Maggiore quindi è il database di dati a disposizione, migliore sarà la stima della produzione di metano.

I metodi più utilizzati per la stima della produzione di metano di una biomassa sono due, il calcolo da analisi chimiche o test di fermentazione.

Entrambi permettono di ottenere una stima della quantità di metano massima ottenibile in termini

$$\text{Nm}^3 \text{CH}_4/\text{ton SV} \quad \text{oppure} \quad \text{Nm}^3 \text{CH}_4/\text{ton tq.}$$

Questi dati sono fondamentali in fase preliminare per la progettazione di un impianto di biogas perché rappresentano il limite massimo raggiungibile dal processo di digestione anaerobica.

Il calcolo della stima della produzione di metano viene eseguito a partire dalla caratterizzazione delle principali componenti chimiche di una biomassa: proteine, grassi e carboidrati; il principio si basa sul fatto che ognuna di queste componenti, in funzione del grado di riduzione degli atomi di carbonio contenuti in esse, sia potenzialmente in grado di liberare una specifica quantità di biogas.

Il test di potenziale di biometanazione o BMP (*Bio-methane potential*) viene eseguito tramite la miscela di un inoculo metanigeno opportunamente selezionato con un substrato campione. L'inoculo in particolare deve possedere una buona capacità tampone, una concentrazione di micro e macro-elementi tali da evitare un rallentamento delle cinetiche di produzione di metano dovute a carenze nutrizionali. Il substrato deve essere caratterizzato per il suo contenuto in solidi volatili e deve avere una granulometria adatta al volume di fermentazione.

La prova deve essere condotta in parallelo con un controllo negativo per sottrarre la produzione proveniente dall'inoculo e con un controllo positivo per verificare la corretta attività metanogenica dello stesso.

Deve essere infine garantito un corretto rapporto tra i solidi volatili del substrato e dell'inoculo. [46]

1.6 DIGESTATO

Dai digestori, al termine del processo di digestione anaerobica, viene scaricato un residuo chiamato "digestato" che rappresenta il sottoprodotto, o coprodotto, di tale trasformazione. Questo derivato, rispetto al prodotto immesso inizialmente nei digestori, ha subito un processo di stabilizzazione della sostanza organica e quindi presenta un ridotto contenuto di sostanza secca di carbonio ed in sintesi ha perso le sue caratteristiche di putrescibilità e di produzione di odori molesti. Il contenuto in sostanze concimanti quali azoto, fosforo e potassio non subisce invece alterazioni significative durante il processo anaerobico e pertanto il digestato viene considerato come scarto di produzione molto raramente e cioè allorquando non può avere un impiego agronomico, ovvero quando è troppo ricco in azoto o se presenta inquinanti che non ne permettono lo spandimento al suolo.

Prima del suo stoccaggio, la componente "tal quale" è soggetta a separazione o per centrifugazione o per passaggio attraverso la cosiddetta "vite d'Archimede" o coclea.

Si ottengono così le due frazioni che saranno utilizzate in tempi e modi diversi a causa delle loro caratteristiche chimico-fisiche differenti.

La frazione liquida, detta *chiarificato*, in base al periodo e alle condizioni del suolo, potrà essere utilizzata o in fertirrigazione, e quindi “iniettata” direttamente al di sotto della superficie del suolo limitando anche le emissioni in aria di azoto, o vaporizzata sulla superficie coltivabile causando maggiori emissioni in aria.

Il chiarificato ha tipicamente un contenuto di sostanza secca di circa 3-4% e viene accumulato in vasche di stoccaggio prima dell’uso agronomico.

In questa frazione si concentra l’azoto ammoniacale, cioè l’azoto prontamente disponibile per la crescita vegetale.

Matrici di carico	Sostanza secca (%)	Sostanza organica (%SS)	Azoto Totale (kg/t)	Azoto Ammoniacale (%N tot)	Fosforo (kg di P ₂ O/t)	Potassio (kg di K ₂ O/t)
Liquame bovino ed insilati	3-8	62-78	2,5-5	42-66	1,1 - 2,2	2,4-5,8
Insilati e sottoprodotti agroindustriali	5-11	64-82	2,5-4,5	35-65	1-2	3-8
Liquame suino	2-5	42-60	2-6	68-85	0,5-4	1,5-5

Tab. 1.9 Composizione delle diverse tipologie di digestato tal quale in base alle diverse tipologie di matrici di alimentazione [10]

Al contrario nel separato solido (che solitamente contiene il 20-30% di sostanza secca ed ha una consistenza palabile) rimane la frazione organica dei composti azotati e quindi quelli a più lento rilascio di azoto in fase di spandimento in agricoltura, questa frazione è solitamente sparsa sul terreno.

La frazione solida che rappresenta in media il 10-15% del peso del digestato tal quale, risulta essere arricchita, rispetto alla frazione liquida, nei sei parametri di Tab. 1.9 ad eccezione dell’azoto ammoniacale che si concentra soprattutto nella forma liquida. [10]

Rispetto ai liquami non trattati, i digestati per quanto detto, presentano un impatto ambientale estremamente inferiore grazie alla bassa presenza di materiale organico (putrescibile ed odorigeno). Come accade per il biogas, anche la composizione di questo coprodotto varia in base alle matrici in ingresso ai digestori. **La variazione delle componenti principali subisce significative oscillazioni in termini di quantità sulla base della tipologia di liquami utilizzati come alimentazione (Tab. 1.9).** [10]

Nel digestato è possibile quindi ritrovare le stesse quantità di azoto contenute nella biomassa delle matrici in ingresso, diminuite eventualmente di quei quantitativi di azoto persi durante i vari processi di trattamento delle biomasse, ad esempio durante il periodo di stoccaggio.

Matrici di carico	Sostanza Secca (%)		Sostanza organica (%SS)		Azoto Totale (kg/t)		Azoto Ammoniacale (%N tot)		Fosforo (kg di P ₂ O/t)		Potassio (kg di K ₂ O/t)	
	Solido	Liquido	Solido	Liquido	Solido	Liquido	Solido	Liquido	Solido	Liquido	Solido	Liquido
Liquame bovino ed insilati	14-26	2,5-6	80-90	55-75	3-7	2-4	20-40	45-70	2-8	1,2-2	2-5	2-5
Insilati e sottoprodotti agroindustriali	20-30	4-8	85-90	60-75	4-12	3,5-7	15-45	35-70	2-8	0,7-1,7	3-7	3-8
Liquame suino	20-30	1,5-3,5	65-90	30-50	5-10	2-4,5	15-45	75-90	5-15	0,3-3	1,5-5	1,5-5

Tab 1.10 Composizione del digestato solido e liquido in base alle matrici di carico [10]

Durante la digestione anaerobica viene ridotta infatti in termini quantitativi solo la frazione organica di alcuni elementi ed in particolare del carbonio; altri elementi, quali azoto e fosforo, subiscono invece solo un processo di mineralizzazione in cui l'azoto organico è mineralizzato in azoto ammoniacale, vengono così *traslocati* dalla componente organica a quella inorganica e possono essere soggetti ad immobilizzazione. [12]

La pollina, tra le matrici in ingresso è quella che presenta tra i più bassi valori rapporto C/N, e pertanto indipendentemente se viene utilizzata da sola o miscelata, oltre ad avere un minore quantitativo di metano riscontrabile nel biogas generato rispetto all'utilizzo di biomasse a più alto contenuto in carbonio, determina anche un digestato ricco di azoto difficile da impiegare a causa dell'incompatibilità con la Direttiva Nitrati.

1.7 Lo scenario del Biogas in Italia e negli Stati Membri della UE

La necessità di mitigare gli impatti ambientali associati alla produzione di energia da combustibili fossili e la preoccupazione relativa alla gestione strategica delle risorse energetiche della UE, hanno aumentato il dispiegamento di vettori di energie rinnovabili. Il biogas, annoverato tra queste ultime, può recitare un ruolo strategico dovuto soprattutto alla possibilità di essere immagazzinato per lunghi periodi, a differenza del solare e dell'eolico, pur vantando aspetti ambientali benefici quali il trattamento dei rifiuti e la produzione di energia da rifiuti che evidenziano la sua natura sostenibile in quanto prodotto da materia organica di scarto. [2]

Il biogas si propone pertanto quale fonte energetica di primaria importanza nell'ambito degli obiettivi dell'Unione Europea, per il decennio 2020-2030, obiettivi volti a ridurre le emissioni di gas ad effetto serra ed ad aumentare la quota di energia rinnovabile nel paniere energetico del continente.

Nel rapporto dell'agenzia EurObserv'ER sugli Stati Generali del biogas in Europa, noto come Euro Barometro del biogas, è riportato uno studio dettagliato sulla situazione del biogas in Europa al 31.12.2017 (Fig. 1.5).

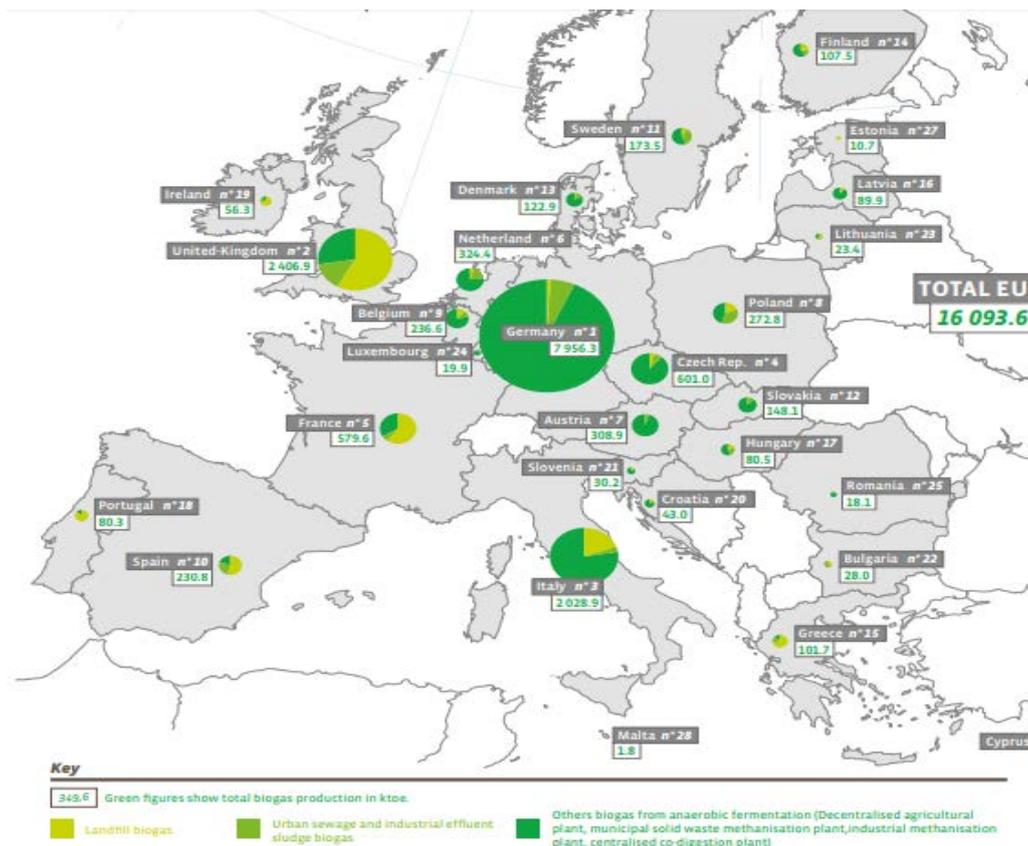


Fig. 1.5- Primary energy production from biogas in the European Union countries at the end of 2016* (in ktoe), with the respective shares of each sub-sector. (Source. EurObserver, Baromètre Biogaz 2017)

Lo studio segnala un enorme potenziale non sfruttato nel settore del biogas per l'assenza in molti dei paesi europei di politiche specifiche per la sua promozione, mentre ne evidenzia la larga diffusione in Stati Membri quali Germania, Inghilterra, Italia, Rep. Ceca e Francia, dove negli ultimi anni sono state attuate politiche favorevoli al suo utilizzo. [1]

Va ricordato che inizialmente l'industria del biogas basava la propria produzione prevalentemente sullo sfruttamento delle discariche di rifiuti e delle centrali di trattamento dei fanghi fognari avendo come scopo primario quello di ridurre il volume dei rifiuti da smaltire e, solo come conseguenza secondaria, una maggior efficienza nella produzione energetica.

Il punto di transizione nella UE per l'industria del biogas è stato il biennio 2016-2017 durante il quale, su un totale di 16,1 Mtep prodotti (milioni di tonnellate equivalenti di petrolio), circa i tre quarti sono stati generati da impianti a biomassa specificamente progettati a scopo energetico da aziende private che utilizzano matrici agricole ed agroindustriali; in tali impianti viene sfruttato il potenziale energetico del biogas prevalentemente per la generazione elettrica, che nel 2016 ha raggiunto un totale di 62,5 TWh (si consideri ad esempio che nello stesso periodo la generazione elettrica complessiva dell'Italia è stata pari a 277,2 TWh) [1]

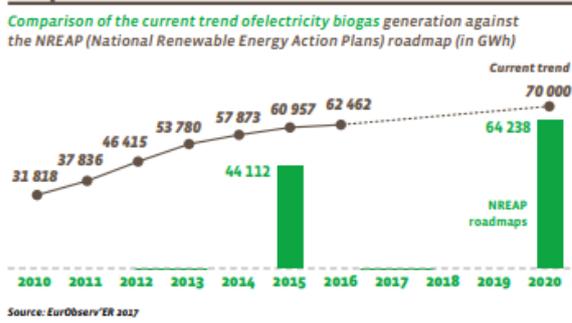


Fig. 1.6 Trend della produzione elettrica da Impianti di Biogas nella UE [1]

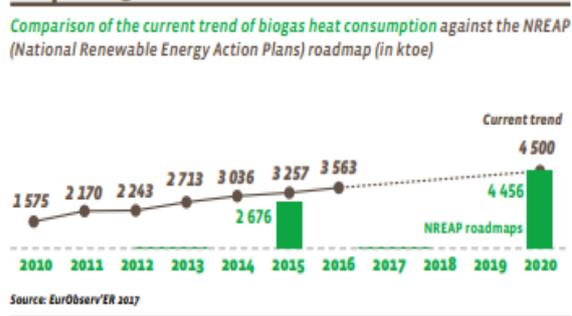


Fig.1.7 Trend della produzione di calore da impianti di Biogas nella UE [1]

Oltre agli impianti di produzione di biogas, che sfruttano la fermentazione anaerobica (ossia che utilizzano come matrici di carico reflui zootecnici, FORSU, fanghi ed alghe, colture dedicate, etc.), meritano una citazione anche gli impianti che utilizzano la pirolisi delle biomasse per produrre un biogas differente detto *syngas biogenico*. Tale gas è composto prevalentemente da CO ed H₂ e per essere trasformato in metano (CH₄) deve essere sottoposto ad una reazione chimica. La presenza di tali impianti è ad oggi marginale e ne esistono solo pochi concentrati per lo più in Finlandia, Italia, Svezia e Paesi Bassi.

Come mostrato in Fig. 1.6 e Fig. 1.7 si comincia ad assistere ad un rallentamento della crescita della produzione energetica da biogas da attribuirsi sostanzialmente ad un duplice fattore: la riduzione degli incentivi

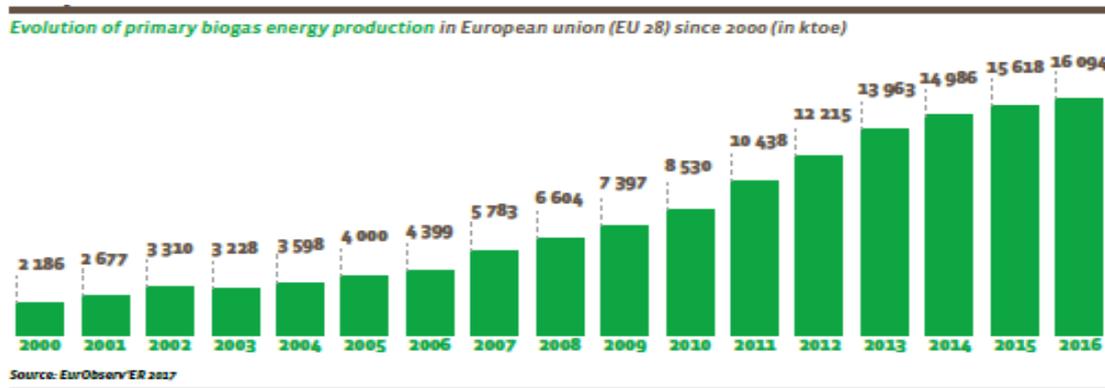


Fig. 1.8 Evoluzione in UE della produzione di energia mediante utilizzo di Biogas (Fonte EurObserver, Baromètre Biogaz 2017)

determinata dal raggiungimento o superavano degli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra da parte dei paesi con le maggiori politiche d'incentivazione della produzione di biogas quali Germania, Italia ed Inghilterra ed il divieto vigente in alcuni Stati Membri di utilizzare colture dedicate all'alimentazione dei digestori oltreché il crescente costo degli insilati: fattori questi che hanno

entrambi determinato inevitabilmente, negli impianti più recenti, una riduzione della potenza media generata. [1]

Nella Tab. 1.11 sono riportate le quantità di energia primaria prodotta in ciascuno stato membro della UE in funzione delle matrici di alimentazione utilizzate dagli impianti di digestione anaerobica: FORSU (Frazione organica di rifiuti solidi urbani), liquami e fanghi, deiezioni zootecniche, scarti agricoli, falci, scarti dell'industria alimentare, e colture dedicate (cereali, erbacee, crocifere). [1]

In merito alle colture dedicate, gli Stati membri della UE hanno adottato provvedimenti legislativi diversi. Ad esempio, in Germania, il limite di colture dedicate per l'alimentazione del digestore, oltre il quale l'impianto perde gli incentivi statali, è pari al 65%; in altri Stati Membri come l'Austria, invece, viene imposto un limite pari al 60%, (scenderà nei prossimi mesi al 35%) e dal 2018 è anche obbligatorio per tutti gli impianti di potenza superiore ai 150 kW elettrici lo sfruttamento del calore mediante la cogenerazione, altrimenti gli impianti non avranno diritto agli incentivi statali. In Francia, in cui il limite è fissato al 15%, sono previsti degli incentivi statali speciali per lo sfruttamento in situ del biogas per scopi civili o industriali puramente termici. Nei Paesi Scandinavi le colture dedicate sono state invece tassativamente vietate.

Le percentuali massime indicate di colture dedicate da inserire nelle matrici di alimentazione degli impianti che possono godere degli incentivi di stato, si riferiscono solo al totale di biomassa in alimentazione e non contemplano in alcun modo il fatto che le biomasse utilizzate non hanno sempre Bmp (potere metanigeno) comparabili.

L'80% del metano prodotto, in un impianto alimentato con l'80% di letame ed il 20% di insilato di mais, proviene infatti da questo ultimo. Per cui il limite della normativa vigente è quello di valutare la sostenibilità del prodotto finale solo in funzione delle percentuali in peso delle biomasse di alimentazione.

Come si legge nel rapporto *EurObser'ER, Baromètre Biogaz 2017*, la Germania secondo il censimento degli impianti effettuato nel 2016 risulta con i suoi circa 8 Mtep, il principale produttore europeo di energia da biogas, l'Italia invece ha rallentato la sua crescita rimanendo a 2 Mtep e scivolando al terzo posto essendo stata superata nel giro di due anni dall'Inghilterra che ha raggiunto i 2,4 Mtep. Il quarto posto va ex aequo a Francia e Repubblica Ceca, con 0,6 Mtep ciascuna. Nel resto dei paesi europei, la produzione di energia da biogas è da considerarsi quasi marginale. [1]

Nel citato rapporto emerge anche che, la stragrande maggioranza degli impianti europei produce energia elettrica in impianti di cogenerazione nei quali una grossa parte del calore residuo del motore viene sprecato, vedi Tab 1.12 e nella Tab 1.13.

Primary production of biogas in the European Union in 2015 and 2016* (in ktoe)

Country	2015				2016*			
	Landfill biogas	Sewage sludge biogas ⁽¹⁾	Others biogas from anaerobic fermentation ⁽²⁾	Total	Landfill biogas	Sewage sludge biogas ⁽¹⁾	Others biogas from anaerobic fermentation ⁽²⁾	Total
Germany	94.0	451.7	7 306.6	7 852.4	84.6	461.5	7 410.2	7 956.3
United Kingdom	1 450.8	327.8	473.8	2 252.4	1 400.4	345.6	660.9	2 406.9
Italy ⁽³⁾	369.0	53.5	1 448.9	1 871.5	400.1	58.0	1 570.8	2 028.9
Czech Republic	27.1	40.0	546.2	613.4	25.4	41.5	534.0	601.0
France	355.0	31.7	152.3	539.0	350.0	35.0	194.6	579.6
Netherlands	19.5	55.3	252.2	327.0	16.4	57.5	250.5	324.4
Austria	4.4	11.3	284.3	300.1	3.1	11.7	294.0	308.9
Poland	50.8	96.6	81.5	228.8	51.0	100.0	121.8	272.8
Belgium	25.7	24.1	176.9	226.7	26.8	25.2	184.6	236.6
Spain	140.6	70.4	50.6	261.6	124.1	62.1	44.6	230.8
Sweden ⁽⁴⁾	16.1	59.9	90.7	166.7	15.0	61.0	97.6	173.5
Slovakia	3.4	14.8	130.5	148.6	3.4	14.7	130.0	148.1
Denmark	4.2	21.8	125.6	151.6	3.4	17.7	101.8	122.9
Finland ⁽⁴⁾	27.9	15.5	59.9	103.2	28.0	15.0	64.5	107.5
Greece	69.9	15.9	5.6	91.4	72.5	16.6	12.6	101.7
Latvia	8.4	2.0	77.4	87.8	7.8	2.6	79.5	89.9
Hungary	13.9	20.3	45.5	79.7	13.9	20.4	46.2	80.5
Portugal	71.2	2.6	8.8	82.6	68.2	3.0	9.2	80.3
Ireland	41.0	8.0	5.6	54.6	40.3	8.5	7.5	56.3
Croatia	5.1	3.4	27.5	36.0	6.0	4.1	32.8	43.0
Slovenia	5.0	2.4	22.2	29.7	3.7	2.2	24.3	30.2
Bulgaria	5.0	14.0	0.0	19.0	9.0	19.0	0.0	28.0
Lithuania	8.5	7.5	16.0	32.0	8.2	7.0	8.2	23.4
Luxembourg	0.0	1.6	16.1	17.7	0.0	2.3	17.6	19.9
Romania	1.0	0.1	17.0	18.1	1.0	0.1	17.0	18.1
Cyprus	0.0	0.0	11.5	11.5	0.0	0.0	11.7	11.7
Estonia	11.6	1.5	0.0	13.1	10.7	0.0	0.0	10.7
Malta	0.1	1.0	0.5	1.6	0.0	1.2	0.5	1.8
EU 28	2 829.1	1 354.8	11 433.8	15 617.8	2 773.0	1 393.5	11 927.1	16 093.6

1) Urban and industrial. 2) Decentralised agricultural plant, municipal solid waste methanisation plant, industrial methanisation plant, centralised co-digestion plant. 3) A biomethane production by thermal processes has been included in the "other biogas (biomethane)" category in Italy, Finland and Sweden. * Estimate. Note: When the information was not yet available, the breakdown between the different types of biogas was estimated by EuroObserv'ER for the year 2016 according to the breakdown of the year 2015. Source: EuroObserv'ER 2017

Tab 1.11 – Produzione di Biogas nei paesi della UE espressa in ktoe in funzione della matrice di alimentazione [1]

In Germania, ad esempio, l'ultimo rapporto statistico ufficiale del 31/12/2015 sulla numerica degli impianti esistenti riporta che, su un totale di oltre 10.846 impianti di biogas, solo 194 sono specifici per la produzione di biometano da iniettare nei gasdotti o da destinare al settore dell'autotrazione e la situazione negli altri stati membri della UE non è dissimile nelle proporzioni.

Country	2015			2016*		
	Electricity only plants	CHP plants	Total electricity	Electricity only plants	CHP plants	Total electricity
Germany	8 844.0	24 220.0	33 064.0	9 088.0	24 625.0	33 713.0
Italy	2 139.0	5 072.9	8 211.9	2 073.2	5 185.5	8 258.7
United Kingdom	6 512.3	723.7	7 237.0	6 934.5	770.5	7 705.0
Czech Republic	51.0	2 560.0	2 611.0	49.0	2 540.0	2 589.0
France	713.0	1 070.0	1 783.0	786.0	1 179.5	1 965.5
Poland	0.0	906.0	906.0	0.0	1 049.0	1 049.0
Netherlands	42.9	992.0	1 035.9	36.0	970.0	1 006.0
Belgium	87.5	867.0	954.5	85.5	847.5	933.0
Spain	743.0	239.0	982.0	893.0	0.0	893.0
Austria	579.0	44.0	623.0	584.0	55.0	639.0
Slovakia	117.0	424.0	541.0	107.7	390.3	498.0
Denmark	1.0	472.0	473.0	1.0	475.0	476.0
Latvia	0.0	392.0	392.0	0.0	397.0	397.0
Hungary	222.0	94.0	316.0	258.0	117.0	375.0
Finland	203.3	153.8	357.1	204.9	155.1	360.0
Portugal	278.9	16.0	294.9	267.7	17.8	285.5
Greece	33.6	195.7	230.3	32.8	216.7	249.5
Ireland	171.9	29.6	201.5	168.0	44.0	212.0
Croatia	24.7	151.4	176.1	28.0	172.0	200.0
Bulgaria	34.0	86.0	120.0	42.5	107.5	150.0
Slovenia	4.0	128.0	132.0	4.3	127.7	142.0
Lithuania	0.0	78.0	78.0	0.0	123.0	123.0
Luxembourg	0.0	61.6	61.6	0.0	72.6	72.6
Romania	29.0	32.0	61.0	29.0	32.0	61.0
Cyprus	0.0	51.0	51.0	0.0	52.0	52.0
Estonia	0.0	50.0	50.0	0.0	45.0	45.0
Sweden	0.0	11.0	11.0	0.0	9.0	9.0
Malta	0.0	2.6	2.6	0.0	2.9	2.9
EU 28	21 822.0	39 225.4	60 957.4	22 672.1	39 788.6	62 461.7

*Estimate. Source: EurObserv'ER 2017

Tab 1.12 Produzione Lorda di elettricità da Biogas in UE espressa in ktce [1]

Country	2015			2016*		
	Heat only plant	CHP plant	Total	Heat only plant	CHP plant	Total
Italy	0.3	205.2	205.5	0.3	223.6	223.8
Germany	66.9	150.0	216.9	67.8	153.8	221.6
Denmark	7.3	32.1	39.4	2.7	33.1	35.8
France	2.7	31.6	34.3	2.7	31.6	34.3
Latvia	0.0	21.3	21.3	0.0	22.7	22.7
Finland	6.8	11.4	18.2	6.9	11.7	18.6
Czech Republic	0.0	14.9	14.9	0.0	14.3	14.3
Poland	0.3	10.1	10.4	0.3	13.1	13.4
Slovakia	0.0	11.3	11.3	0.0	10.3	10.3
Belgium	0.0	9.3	9.3	0.0	9.3	9.3
Sweden	3.0	3.6	6.5	3.1	3.7	6.8
Slovenia	0.0	7.3	7.3	0.0	6.6	6.6
Croatia	0.0	5.2	5.2	0.0	6.0	6.0
Austria	1.6	1.8	3.5	1.6	3.7	5.4
Romania	0.1	3.7	3.8	0.1	3.7	3.8
Hungary	1.3	1.8	3.1	1.3	2.0	3.3
Lithuania	0.0	2.2	2.2	0.0	2.2	2.2
Estonia	0.0	2.7	2.7	0.0	1.3	1.3
Cyprus	0.0	1.2	1.2	0.0	1.2	1.2
Netherlands	0.0	1.1	1.1	0.0	1.1	1.1
Bulgaria	0.0	0.6	0.6	0.0	0.6	0.6
Luxembourg	0.0	0.5	0.5	0.0	0.6	0.6
Malta	0.0	0.1	0.1	0.0	0.2	0.2
EU 28	90.3	519.0	619.3	86.9	556.4	643.3

*Estimate ** Heat sold to the district heating network or to the industrial units. Source: EurObserv'ER 2017

Tab 1.13 Produzione Lorda di calore da Biogas in UE espressa in ktce [1]

La Danimarca, può vantare invece il maggiore impianto di biometano con iniezione in rete attualmente esistente realizzato dalla Company Xerge, l'impianto, che è stato progettato per gestire 600 000 tonnellate di biomassa proveniente dalle fattorie e dal residuo della produzione casearia e che è costato 31 ML Euro, dovrebbe entrare in funzione alla fine del 2018 e generare circa 27,5 milioni di metri cubi di biogas su base annua. L'Inghilterra invece è ad oggi l'unico esportatore di biometano, distribuito nei Paesi Bassi dalla Essent, la principale utility energetica olandese, la quale è a sua volta controllata dal gruppo tedesco Rwe. [1]

Dall'analisi della Tab 1.11 si può concludere che l'utilizzo termico del biogas è un settore in crescita, specialmente nei paesi Centro-Nord europei, dove il consumo di calore è rilevante durante la maggior parte dell'anno; ciò nonostante, il numero di impianti di produzione diretta di calore da biogas è ancora relativamente piccolo: la maggioranza degli impianti europei ricorrono alla cogenerazione elettrica con rete di teleriscaldamento anche se appare indubbio dai numerosi studi di LCA (life cycle assessment) che gli utilizzi più razionali e sostenibili del biogas siano la sua purificazione con l'upgrading a biometano, oppure la produzione termica in situ per l'autoconsumo.[2]

Secondo l'ultimo rapporto statistico annuale dell'EBA (European Biogas Association) relativamente all'anno 2016, il numero di impianti di biogas in Europa è aumentato notevolmente. Tra il 2009 (i primi dati EBA) e il 2016, il numero totale di impianti di biogas è passato da 6.227 a 17.662 impianti (+11.435 unità) Fig. 9. La crescita è stata particolarmente forte dal 2010 al 2012, raggiungendo cifre doppie ogni anno. La maggior parte di questa crescita deriva dall'aumento delle piante su substrati agricoli: passate da 4.797 unità nel 2009 a 12.496 impianti nel 2016 (+7.699 unità, il 67%

dell'incremento totale). Gli impianti agricoli sono poi seguiti da impianti di biogas che funzionano su fanghi di depurazione (2.838 impianti), rifiuti di discarica (1.604 unità) e vari altri tipi di rifiuti (688 piante).[45]

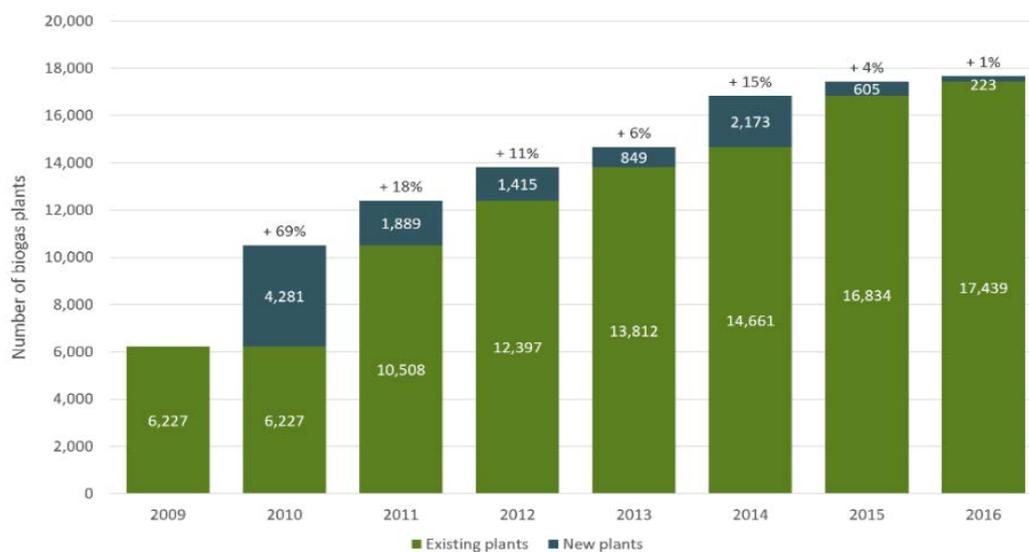


Fig. 1.9 Evoluzione del numero di impianti di biogas in UE[1]

In linea con lo sviluppo degli impianti di biometano, la produzione di biometano è notevolmente aumentata dal 2011: la produzione è passata da 752 GWh nel 2011 a 17.264 GWh nel 2016 (+16.512 GWh) Fig. 10. Solo nel 2016, la produzione di biometano in Europa è aumentata di 4.971 GWh (+40%): l'attuale crescita del settore è quindi evidente e rapida. I paesi che hanno visto lo sviluppo più significativo nella produzione di biometano nel 2016 sono stati la Germania (+900 GWh), la Francia (+133 GWh) e la Svezia (+78 GWh).

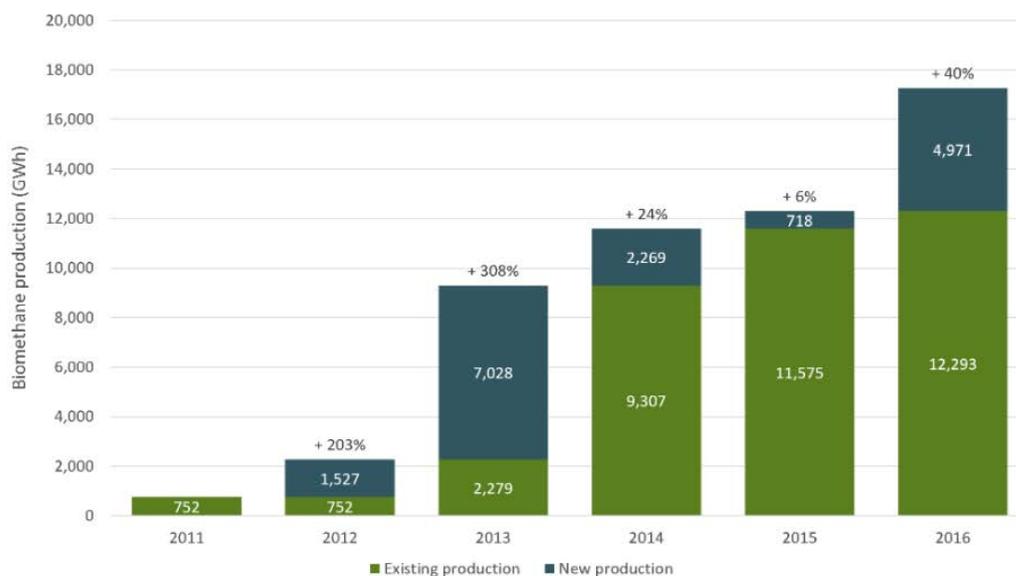


Figura 10: Evoluzione della produzione di biometano in Europa (GWh)[1]

Gli esperti di EurObserv'ER sono comunque convinti che esiste ancora un ampio potenziale di crescita per raddoppiare la produzione attuale di energia primaria da biogas entro il 2030, negli ultimi anni si è avuta infatti un'evoluzione delle tipologie degli impianti legata ad incentivi statali ed incertezze politiche: da impianti di trattamento di rifiuti ed effluenti ad impianti esclusivi per la produzione elettrica alimentati a colture dedicate monosubstrato, ad impianti di codigestione e, in ultima istanza, agli impianti di biometano per la produzione esclusiva di calore, alimentati maggiormente con sottoprodotti agroalimentari e/o Forsu.[1]

1.8 Life Cycle Assessment (LCA) per la produzione del Biogas in UE

L'LCA è uno strumento standardizzato che permette di valutare e quantificare, attraverso un'analisi oggettiva, i carichi energetici ed i potenziali impatti ambientali che possono derivare da una o più fasi del ciclo di vita dei prodotti e servizi correlati al ciclo di vita di un prodotto (Fig. 1.10).

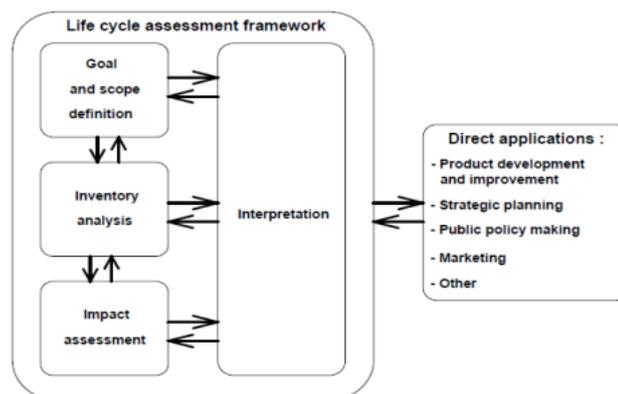


Fig. 1.10 Life Cycle Assessment [3]

La SETAC (Society of Environmental Toxicology and Chemistry) ha proposto nel 1993 quella che, ancora oggi, è la definizione più utilizzata su scala globale per identificare un LCA: *“un processo per identificare i carichi ambientali associati ad un prodotto, processo o attività, passando dall'estrazione e trasformazione delle materie prime, fabbricazione del prodotto, trasporto e distribuzione, utilizzo, riuso, stoccaggio, riciclaggio, fino alla dismissione”*. [3]

Appare chiaro dunque, alla luce di quanto sopra, che al fine di caratterizzare al meglio gli impatti dovuti al *feedstock*, ossia alle biomasse utilizzate nelle matrici di carico dei biodigestori, è opportuno fare una distinzione tra le biomasse per le quali è necessario conteggiare anche gli impatti causati dalla loro produzione, in particolare le colture dedicate come ad esempio mais, sorgo, triticale, barbabietola, polpa soppresata, e quelle biomasse, invece, che sono considerate di scarto e per le

quali non si deve tener conto degli impatti causati dalla loro produzione ma solo di quelli dovuti al loro trasporto (vinacce, graspi, letame, liquame, fanghi di depurazione, FORSU).

Il potenziale impatto di ciascuna emissione o risorsa utilizzata è chiaramente da stimare utilizzando indicatori basati su prove scientifiche. [4]

Al fine di valutare pertanto con precisione gli impatti sul clima e sull'ambiente è necessario, entrando nel dettaglio, ciascuna macro-fase in cui è possibile suddividere la filiera di produzione del biogas: feedstock, esercizio dell'impianto, gestione del digestato ed impatti evitati. [3]

Studi di LCA (Life Cycle Assessment) riportano che la produzione industriale di biogas presenta un *carbon footprint* negativo, in particolare se vengono sfruttate biomasse organiche di scarto di altri processi, in quanto le emissioni di CO₂ sono compensate dalle quote fissate come carbonio organico nella crescita vegetale [18].

E' emerso inoltre, da un'analisi comparativa ed approfondita effettuata su alcuni studi di valutazione (LCA) dei sistemi di produzione di biogas relativi ad impianti ubicati in differenti paesi della UE, analisi mirata soprattutto a valutare lo stato della produzione di biogas e dei suoi effetti negativi sull'ambiente, che tutti gli scenari proposti avevano intensità di emissione in atmosfera di GHG (greenhouse gas) e di GWP (global warming potential) più basse rispetto ai loro sistemi di riferimento.

Lo studio mostra anche che il tipo di matrice utilizzata, diversamente mais, erba o letame animale, rappresenta un fattore determinante per l'impatto ambientale dei sistemi di biogas; migliorare la tecnologia e la gestione degli impianti di biogas raccogliendo il biogas durante lo stoccaggio dei residui digeriti può migliorare infatti il bilancio dei gas serra di tali sistemi.

La digestione anaerobica del letame animale evita le emissioni di metano (CH₄) e protossido di azoto (N₂O) rispetto al tradizionale deposito di letame, ed in più riduce l'utilizzo del fertilizzante minerale artificiale. Oltre all'eliminazione degli impatti derivanti dalla produzione di colture energetiche, potrebbero essere ridotte l'acidificazione (CA) e l'eutrofizzazione (EP) dai sistemi di biogas utilizzando unità di cogenerazione (CHPU) combinate con convertitori catalitici e alta efficienza. [2]

CAPITOLO 2 TIPOLOGIE E CONFIGURAZIONI IMPIANTISTICHE PER LA DIGESTIONE UMIDA E A SECCO

La progettazione di un impianto industriale di digestione anaerobica è un procedimento complesso che tiene conto di una grande quantità di variabili tecniche ed economiche che vanno a formare in fase finale uno studio di fattibilità del progetto. Un punto chiave da definire, una volta scelta la tipologia impiantistica più adatta a trattare le biomasse a disposizione, è il dimensionamento delle unità operative. I criteri di dimensionamento e i metodi utilizzati sono il principale oggetto di questo paragrafo.

Le principali unità oggetto di dimensionamento in fase di progettazione sono lo stoccaggio delle biomasse, del digestato e i fermentatori.

2.1 CRITERI E STRUMENTI DI PROGETTAZIONE

L'esperienza accumulata nel corso degli anni in studi e applicazioni sulla digestione anaerobica di diverse tipologie di biomasse di scarto e vergini ha condotto allo sviluppo di differenti tecnologie, principalmente basate sul tenore di sostanza secca del substrato alimentato al reattore.

Le tecniche di digestione anaerobica possono essere suddivise in due gruppi principali:

- digestione a umido, quando il substrato in digestione ha un contenuto di sostanza secca inferiore al 10%; è questa la tecnica più diffusa, in particolare con i liquami zootecnici;
- digestione a secco, quando il substrato in digestione ha un contenuto di sostanza secca superiore al 20%.

Processi con valori intermedi di sostanza secca sono meno comuni e vengono in genere definiti a semisecco.

Il processo di digestione anaerobica è anche suddiviso in:

- processo monostadio; quando le fasi di idrolisi, fermentazione acida e metanigena avvengono contemporaneamente in un unico reattore;
- processo bistadio; quando si ha un primo stadio durante il quale il substrato organico viene idrolizzato e contemporaneamente avviene la fase acida, mentre la fase metanigena avviene in un secondo momento.

Un'ulteriore suddivisione dei processi di digestione anaerobica può essere fatta in base al tipo di alimentazione del reattore, che può essere continua o in discontinuo, e in base al fatto che il substrato all'interno del reattore venga miscelato o venga spinto lungo l'asse longitudinale attraversando fasi di processo via via diverse (flusso a pistone o plug-flow). [19]

Inoltre, la digestione anaerobica può essere condotta, come già ricordato, o in condizioni mesofile (circa 35°C) o termofile (circa 55°C); la scelta tra le due determina in genere anche la durata (tempo di residenza) del processo. Mediamente in mesofilia si hanno tempi di residenza compresi nel range 15-40 giorni, mentre in termofilia il tempo di residenza è in genere inferiore ai 20 giorni (con i liquami zootecnici ed i reflui agroindustriali).

Con impiantistica di tipo semplificato è possibile operare anche in psicrofilia (10-25°C), con tempi di residenza superiori ai 30 giorni, fino a 90 giorni (Dati sintetizzati in Tab. 2.1).

DIGESTIONE ANAEROBICA			
	Psicrofilia	Mesofilia	Termofilia
Temperatura (°C)	10-25	33-38	50-55
Tempi di residenza (g)	30-90	15-40	< 20

Tab. 2.1 Correlazione tra Tempi di Residenza (HRT) e temperatura della biomassa attiva [19]

Il rendimento in biogas e quindi energetico del processo è molto variabile e dipende dalla biodegradabilità del substrato trattato. In genere durante la digestione anaerobica si ottiene una riduzione di almeno il 45-50% dei SV o sostanza organica alimentati. [19]

Nel caso si vogliano digerire i soli liquami animali, senza l'aggiunta di altre biomasse a maggior tenore di sostanza secca, si possono adottare configurazioni semplificate d'impianto (Fig. 2.1 e 2.2).

I punti di forza di tali schemi impiantistici sono la semplicità ed il basso costo d'investimento, in quanto è prevista la sola copertura dei lagoni o delle vasche di stoccaggio con teli in materiale plastico. Si ha come risultato di:

- ridurre le emissioni maleodoranti;
- stabilizzare i liquami;
- raccogliere il biogas prodotto durante il processo.

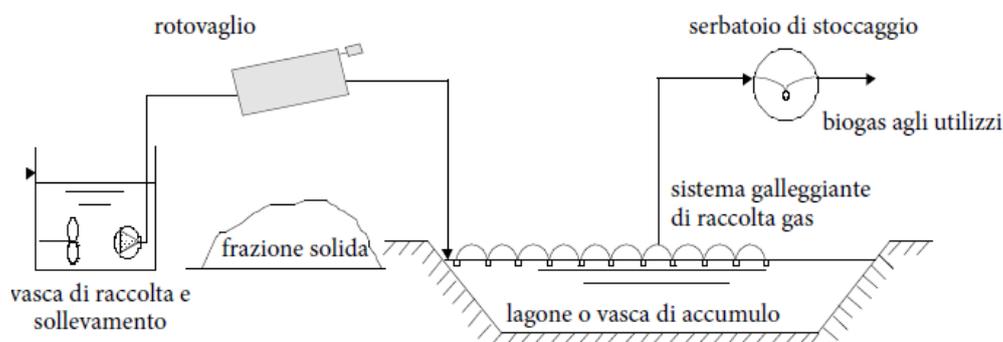


Fig.2.1 Schema di impianto semplificato di digestione anaerobica, ricavato dalla copertura di una laguna di stoccaggio dei liquami.[19]

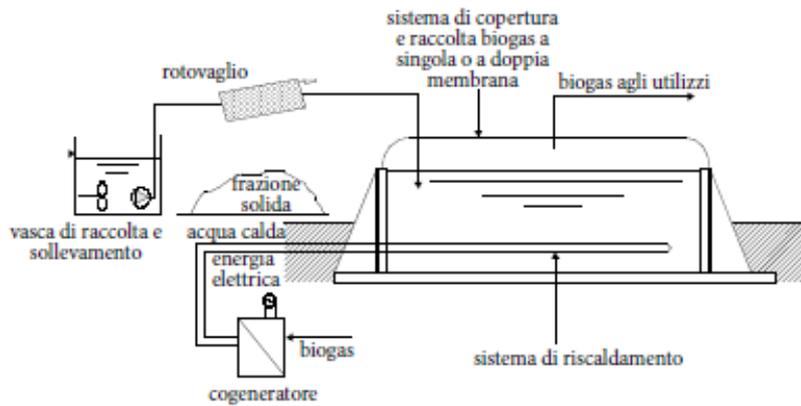


Fig. 2.2 Schema di copertura di vasca anaerobica con riscaldamento.[19]

Il dimensionamento di un siffatto impianto manca però di una procedura standardizzata, così come la previsione della quantità di biogas prodotto. Per questo le ditte che propongono questo tipo di tecnologia adottano un approccio empirico, raccomandando la copertura di superfici pari a un minimo di 30 fino a un massimo di 90 giorni di ritenzione idraulica del liquame (rapporto tra il volume del bacino coperto e il volume del liquame caricato giornalmente).

Il riscaldamento dei liquami è una misura necessaria se si vogliono evitare sbalzi di produzione di biogas legati alla stagionalità, dato che a temperature basse corrispondono basse produzioni. Con una temperatura controllata di digestione del liquame compresa tra i 35 e i 37°C la concentrazione di metano nel biogas è mediamente del 65%. In realtà, in impianti di tipo semplificato non è sempre possibile mantenere costante la temperatura del reattore e le variazioni oscillano da un minimo di 20-25°C in inverno fino a un massimo estivo anche superiore ai 35°C.

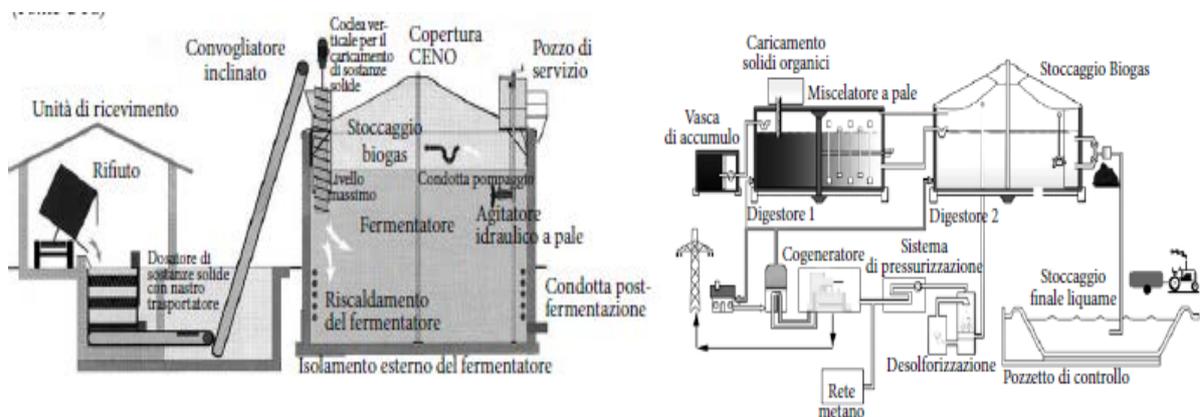


Figura 2.3 - Schemi di impianti completamente miscelati (CSTR), coibentati ed operanti ad umido in mesofilia e/o termofilia.[20]

Nel caso in cui ci troviamo in presenza di digestione anaerobica dei liquami bovini e/o alla codigestione degli effluenti suini e/o bovini con altri co-substrati, quali colture energetiche e/o scarti organici agroindustriali, è preferibile utilizzare un reattore completamente miscelato (CSTR), coibentato ed operante ad umido, in mesofilia e/o termofilia secondo (Fig. 2.3).

Il reattore in tal caso è dotato in testa di un sistema di alimentazione in grado di tagliare e sminuzzare le varie matrici, consentendone opportuna dosatura e pesatura. Nei processi ad umido si opera generalmente con carichi organici compresi tra 2-5 kg SV/m³ giorno. [20]

Un'altra tipologia impiantistica è il reattore cilindrico orizzontale, miscelato, coibentato ed operante in mesofilia e/o termofilia, rappresentato nello schema di Fig. 2.4; questa tecnologia di processo viene utilizzata soprattutto quando si avviano alla digestione miscele di biomasse ad alto tenore di sostanza secca (sostanza secca all'interno del digestore compresa nell'intervallo 12-18%). [19]

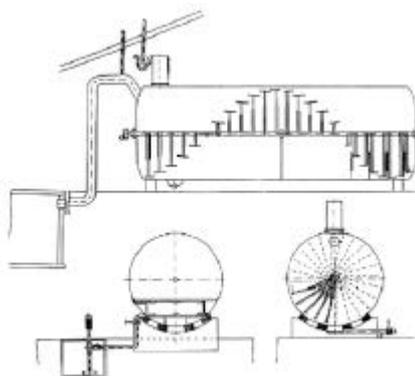


Fig. 2.4 Schema di Impianto di Biogas a reattore cilindrico miscelato [20]

Riguardo i sistemi di digestione a batch (alimentazione discontinua) e a secco, un rinnovato interesse è derivato ancora una volta dalla diffusione dell'utilizzo delle colture energetiche e in particolare dalle possibili applicazioni della loro mono-fermentazione (ancora non molto praticata), per la quale tali sistemi paiono essere particolarmente adatti (oltre che per il trattamento dei letami bovini, suini e avicoli e delle frazioni organiche da raccolta differenziata dei rifiuti urbani). Oltre a diversi sistemi batch senza mescolamento meccanico (di cui solo pochi esempi sono però operativi su scala aziendale), due differenti tecnologie di processo sono state recentemente sviluppate: il processo a "contenitore con percolazione" e quello a "sacco senza percolazione" Fig. 2.5 [21]

Nel processo "senza percolazione" si utilizza un sacco di plastica laminare (comunemente adottato per l'insilamento dei foraggi) che viene riempito con una miscela di substrato fresco e di materiale già digerito come inoculo e fatto aderire ad un fondo riscaldato e isolato durante il processo fermentativo. Nel processo "a percolazione" il reattore in cui avviene la digestione è accoppiato ad un contenitore per la raccolta e il riscaldamento del percolato che viene poi ricircolato. [21]

Dal punto di vista tecnologico questi sistemi risultano semplici e robusti anche se alcuni problemi possono nascere dall'intasamento dei fori di ricircolo del percolato sistemati sul fondo del reattore. Questi sistemi potrebbero essere applicabili anche per la codigestione delle lettiere avicole e/o della pollina di ovaiole a maggior contenuto di umidità (70-80%), in miscela con altre biomasse a minor tenore di azoto ammoniacale.

In Europa si osserva una certa variabilità nelle tipologie e configurazioni impiantistiche per processi industriali di DA. La quantità e la qualità delle biomasse presenti, nonché vincoli autorizzativi, condizionano le scelte tecniche a riguardo.

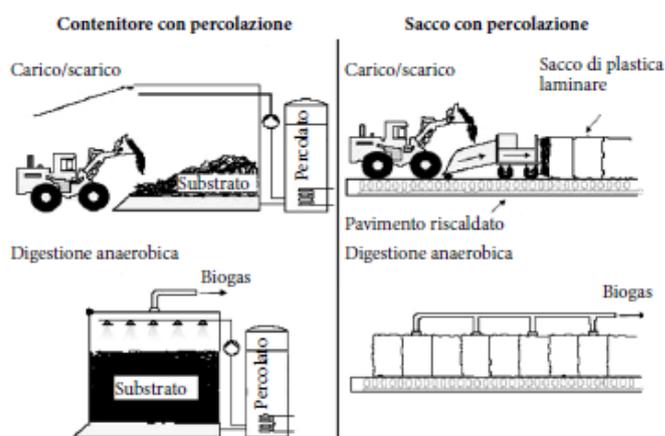


Fig. 2.5 Processi tipici di digestione batch a secco [21]

I principali elementi tecnici per la classificazione riguardano il contenuto in sostanza secca, il regime idraulico ed il numero di stadi.

Per quanto riguarda il contenuto in sostanza secca, gli impianti di DA si dividono in digestori ad umido (%SS minore del 10%) o a secco (maggiore del 20%). Essendo l'esperienza del progetto incentrata sui reattori ad umido non verrà descritto il funzionamento dei digestori a secco, utilizzati solitamente nel trattamento dei rifiuti solidi urbani nei sistemi a biocelle.

Il regime idraulico si differenzia principalmente in batch (o discontinuo) o continuo. Nei processi batch o SBR (Single Batch Reactor) il reattore viene caricato all'inizio del ciclo produttivo e il percolato che si produce viene ricircolato nella parte superiore del reattore. Questo sistema determina delle variazioni nella composizione del materiale e di produzione di biogas nel tempo; questo effetto è accentuato perché questa tipologia di reattore viene solitamente applicata a processi a secco dove non sono presenti sistemi di miscelazione. [66]

E' indicato quindi lavorare con più fermentatori in sequenza con cicli sfalsati per garantire produzioni di biogas gestibili. Alla fine del ciclo il reattore viene svuotato, ad eccezione di una piccola quantità

di materiale digerito che funge da inoculo; i principali vantaggi dei processi batch sono i bassi costi di investimento e di esercizio, a fronte di elevati costi di manutenzione e sfruttamento non ottimale del potenziale metanigeno della biomassa.

I processi in continuo si basano su un flusso di alimentazione costante in ingresso al fermentatore. Questi sistemi si dividono in base al tipo di miscelazione in reattori PFR (Plug Flow Reactor) o CSTR (Continued Stirred Tank Reactor). I reattori PFR o a pistone sono caratterizzati da una dimensione prevalente, solitamente la lunghezza. I reattori PFR sono unidirezionali, vengono caricati su un unico lato e il materiale in fermentazione viene spinto verso l'uscita: ogni sezione del reattore può essere quindi assimilata ad un batch. Questa configurazione garantisce velocità di processo maggiori in quanto nelle prime sezioni si hanno carichi organici elevati, mentre in coda la concentrazione di materiale fermentescibile e dei microorganismi diminuisce, favorendo la trasformazione della sostanza organica in biogas. Un ulteriore vantaggio dei sistemi PFR sono i costi di installazione contenuti legati ai volumi di fermentazione contenuti. I principali svantaggi dei sistemi a pistone sono la possibile stratificazione in materiali liquidi, con formazione di strati flottanti e/o depositi che necessitano di interventi periodici di manutenzione. Per garantire l'efficienza del processo parte del digestato in uscita deve essere ricircolato in testa al reattore come fonte di inoculo di microrganismi, è inoltre possibile che si verifichino gradienti di temperatura indesiderati dovuti alle reazioni esoergoniche di idrolisi (Schmidt, 1998).

I reattori CSTR o perfettamente miscelati sono i più comunemente utilizzati nella digestione anaerobica per impianti di trattamento acque o biogas industriale.

Sono fermentatori in calcestruzzo armato o acciaio di forma cilindrica provvisti di sistemi di miscelazione che idealmente garantiscono che la composizione del materiale sia omogenea in ogni punto del digestore, salvo per i fenomeni di deposito del particolato solido. Questi reattori sono di semplice progettazione, possono lavorare a diversi regimi di temperatura con carichi organici solitamente compresi tra 2 e 5 kg SV/m³/d. [15]

I reattori CSTR presentano solitamente una forma schiacciata con rapporto diametro/altezza pari a circa 2, ma esistono anche reattori con rapporto invertito o di forme ovoidali per favorire la miscelazione.

L'agitazione meccanica è stata consolidata negli scorsi decenni e garantisce una buona efficienza di conversione dei substrati in biogas. I principali svantaggi dei reattori CSTR sono gli elevati costi di investimento e i costi energetici legati alla miscelazione di grandi volumi.

Una tecnologia di reattori continui è costituita dai reattori ad alto carico, caratterizzati dall'immobilizzazione dei batteri tramite supporti o favorendone la flocculazione. Questa tecnologia permette di lavorare ad alti carichi organici (fino a 20 kgSV/m³/d) grazie alla separazione tra il tempo

di ritenzione idraulico (HRT, *hydraulic retention time*) e il tempo di ritenzione dei solidi (SRT, *solid retention time*).

Questi sistemi sono particolarmente utili per il trattamento di materie prima con basso contenuto in sostanza secca e ricche in molecole solubili (es. siero di latte, acque di vegetazione olearia).

La controindicazione di questi sistemi è la insufficiente capacità di digestione di materiale particolato, dovuta alla conformazione del reattore che presenta bassi tempi di ritenzione idraulici e assenza di miscelazione meccanica.

Alcuni esempi di reattori ad alto carico sono:

- i reattori PBR (Packed Bed Reactor) o a letto impaccato, nei quali i batteri formano biofilm microbici su supporti in plastica o ceramici;
- i reattori UASB (Up-flow Anaerobic Sludge Blanket), in cui la biomassa si presenta sotto forma di flocculi o granuli tende a sedimentare e la biomassa da trattare viene pompata dal basso verso l'alto;
- reattori MBR (Membrane Bio-Reactor), dati dalla combinazione di processi di filtrazione accoppiati alla bioconversione da parte di microrganismi di sostanze disciolte nell'acqua, utilizzato per scarichi ricchi in sostanze inquinanti.

Tra i reattori in continuo sono da citare i lagoni coperti, vasche interrate con rivestimenti plastici che impermeabilizzano il terreno dotate di teli per il recupero del biogas. I lagoni sono una tecnologia semplice e con basso costo di investimento, utilizzati per trattare quantità importanti, nell'ordine delle centinaia di m³/h, di acque reflue con basso tenore di sostanza secca. In assenza di miscelazione si hanno basse rese di conversione dell'organico in biogas e la tendenza alla formazione di depositi del materiale sospeso.

2.2 STOCCAGGIO DELLE BIOMASSE

Le superfici e i costi di investimento destinati agli stoccaggi delle biomasse non sono trascurabili in impianti industriali di biogas.

Lo stoccaggio delle biomasse deve garantire un volume sufficiente alla continua alimentazione dell'impianto e la corretta conservazione delle biomasse stesse. Sostanze liquide ad elevato contenuto energetico sono conservate in serbatoi verticali in acciaio di volumi dell'ordine delle decine di m³. Sul mercato sono presenti soluzioni commerciali adatte a substrati come melassi e glicerine, che garantiscono la possibilità di ricircolare il materiale evitandone la sedimentazione, sono dotati di sistemi di serpentine per il riscaldamento e di pompe di dosaggio per l'alimentazione all'impianto.

Liquidi a basso tenore energetico (es. liquami) sono raccolti in vasche di calcestruzzo armato o in dei lagoni che fungono da riserva temporanea (giorni) in attesa che il materiale venga alimentato in impianto. Le colture dedicate o i sottoprodotti adatti all'insilamento sono invece immagazzinate nelle trincee. Il dimensionamento di queste strutture dipende dal fabbisogno annuo di biomassa. Ad esempio, per un impianto da 999 kW alimentato unicamente ad insilato di mais si necessita di circa 18000 ton/anno.

Il volume di stoccaggio viene calcolato con la seguente formula:

$$V_{stoccaggio} = \frac{q_{biomassa}}{365 * \rho * (1 - p)}$$

con $q_{biomassa}$ si indica la quantità annua in alimentazione all'impianto (ton/anno), ρ è la densità del materiale insilato (ton/m³) e p la percentuale di perdita di potenziale metanigeno durante l'insilamento.

Per insilati di colture dedicate la densità del materiale varia da 0,75 a 0,90 ton/m³, mentre le perdite in trincea variano da valori minimi del 5-7% (considerate inevitabili) fino al 30-40% se il procedimento di insilamento non è svolto in modo corretto (Tab.2.2).

Causa	Stima	Perdita
Respirazione	Inevitabile	1-2
Fermentazione	Inevitabile	4-10
Percolamenti	(variabili con il tipo di substrato)	0-7
Fermentazione anomala	Evitabile	0-10
Condizioni aerobie in silo	Evitabile	0-10
Condizioni aerobie al desilamento	Evitabile	0-40
Perdite totali		5-40

Tab. 2.2 – Cause di perdita di solidi volatili durante l'insilamento[22]

Il volume di stoccaggio dovrà tenere conto inoltre di una variabilità nella qualità della biomassa del 10-15%. Calcolato il volume delle trincee, tenendo conto dell'altezza massima dei muri che per grandi quantitativi arriva fino a 5 metri, si decide il numero di baie necessarie: maggiore è il numero di baie più facile sarà il riempimento e la gestione, mentre aumenteranno i costi di investimento. Solitamente per un impianto da 999 kW alimentato ad insilati si costruiscono 3 o 4 baie con un fronte da 20 m, aperte su entrambi i lati per favorire le operazioni di insilamento e desilamento.

2.3 STOCCAGGIO DEL DIGESTATO

Le strutture di immagazzinamento del materiale digerito in uscita sono fondamentali nella gestione di impianto per la corretta gestione ambientale e quindi un accorto utilizzo agronomico di un sottoprodotto le cui caratteristiche, dimensioni e modalità di utilizzo sono regolate da precise normative nazionali (es. D.Lgs. 152/99; D.M. 7 aprile 2006). Lo stoccaggio si rivela indispensabile a causa dell'impossibilità in alcuni periodi dell'anno di spandere il digestato per diversi motivi:

- impraticabilità dei terreni o presenza di piogge che dilavano i nutrienti presenti nel digestato (N,P,K)
- presenza di colture, che hanno precise esigenze di concimazione
- assenza di colture che utilizzino i nutrienti

In funzione della sostanza secca del digestato si utilizzano sistemi di separazione per produrre una frazione solida palabile e una frazione liquida.

La frazione solida viene raccolta in concimaie, ovvero piazzali pavimentati con recupero dei percolati e delle acque di scolo. La frazione liquida viene accumulata in vasche interrato o fuori terra. Le vasche devono avere possedere determinati rapporti superficie/altezza in modo da reggere le pressioni idrostatiche, nonché essere ricoperte con teli impermeabili nel caso delle vasche interrato per evitare percolamenti.

La quantità prodotta di digestato viene considerata pari al totale della biomassa immessa sottratta della massa di biogas prodotta stimata. Le indicazioni date dai fornitori dei sistemi di separazione o in letteratura [67] ci indicano le quantità e le caratteristiche dei due separati.

I tempi minimi di stoccaggio per i letami e liquami bovini sono riportati nella Tabella 1 del D.Lgs. 7 aprile 2006 (Tab. 2.2).

Effluente	Assimilazione	Zone	Zone	Zone	Zone
		Ordinarie (ZO) autonomia	Vulnerabili (ZVN) di stoccaggio	Ordinarie (ZO) spandimento diretto	Vulnerabili (ZVN)
Letami	letame	90	90	SI	< 90
Frazioni Palabili risultanti da trattamenti	letame	90	90	NO	NO
Letami, liquami ed altri materiali ad essi assimilati sottoposti a trattamento di disidratazione o compostaggio	letame	90	90	NO	NO
Liquami bovini da latte	liquame	90 -120	120-180	NO	NO
Liquame bovini da carne	liquame	120	180	NO	NO
Liquidi di sgrondo da stoccaggio di letami e materiali separati	liquame	come liquami	come liquami	NO	NO

Tab. 2.2– Quadro riassuntivo degli obblighi di stoccaggio (S.O. G.U. n. 109)

Nella tabella sono distinte inoltre le zone ordinarie, con limiti di spandimento di 340 kg N/ha/anno, e zone vulnerabili all'azoto, con limiti di 170 kg N/ha/anno. Si considerano zone vulnerabili le zone di territorio che scaricano direttamente o indirettamente composti azotati in acque già inquinate o che potrebbero esserlo in conseguenza di tali di scarichi. Tali acque sono individuate per la presenza di nitrati o la loro possibile presenza ad una concentrazione superiore a 50 mg/L (espressi come NO₃) nelle acque dolci superficiali o sotterranee o per la presenza di eutrofizzazione (D. Lgs. 152 11/5/99).

Considerando la possibilità di incontrare periodi piovosi che non permettono lo spandimento dei digestati, oltre i vincoli normativi, vengono solitamente garantiti 4-5 mesi di stoccaggio in via precauzionale.

2.4 FERMENTATORI

La produzione di metano ottenibile da un impianto di DA è funzione della degradabilità delle biomasse alimentate e del dimensionamento dell'impianto. L'efficienza di trasformazione del processo è il rapporto tra la produzione ottenuta e la massima producibile in condizioni ottimali stimata in test di BMP (Par. 1.3.1.4). Il dimensionamento dei fermentatori deve quindi tendere a massimizzare tale efficienza in funzione dei costi sostenuti. A monte dei procedimenti di dimensionamento vanno effettuate scelte preliminari sulla temperatura di esercizio e il numero di stadi.

Per quanto riguarda la temperatura di esercizio, in termofilia sono da considerare le seguenti indicazioni:

- i processi biologici sono più veloci, in particolare l'idrolisi è accelerata e i carichi alimentati nell'unità di tempo possono essere maggiori, con conseguenti riduzione del tempo di ritenzione idraulica necessario alla digestione; per contro instabilità biologiche possono portare più velocemente a perdite di produzione
- si misurano sperimentalmente cinetiche di raggiungimento del potenziale massimo di produzione di metano più veloci, sebbene il BMP non vari sensibilmente tra mesofilia e termofilia [47]
- si ha un maggior effetto inibente da parte dell'ammoniaca;
- si ha una minore solubilità di CO₂ e H₂S, con variazioni nel potere tampone del digestato e nella composizione del biogas;
- il digestato è meno viscoso, facilitandone la miscelazione e la separazione solido/liquido;
- si verifica un maggior abbattimento della carica patogena;

- maggiori costi di coibentazione e riscaldamento;

Nel caso del numero di stadi, è opportuno valutare la separazione della fase di acidogenica e acetogenica dalla fase metanogenica in caso di substrati complessi (scarti di macellazione) la cui idrolisi è favorita a pH acidi ottenibili solamente in reattori dedicati o in presenza di substrati caratterizzati da una elevata variabilità in cui la fase idrolitica funge anche da buffer per lo stadio successivo.

I principali metodi di dimensionamento dei fermentatori per massimizzare l'efficienza di trasformazione sono il metodo parametrico e i metodi cinetici.

CAP 3 MODELLO DI DIGESTIONE ANAEROBICA ADM1 ED ELABORAZIONE DI UN MODELLO SEMPLIFICATO

In questo capitolo è riportato lo studio metodologico, supportato dall'utilizzo di software di simulazione e di banche dati, per l'analisi e l'ottimizzazione della co-digestione di differenti tipi di biomassa di alimentazione che ha come obiettivo l'ottenimento di una corretta previsione della massima resa possibile nella trasformazione della biomassa in biogas e successivamente in biometano e della creazione di database affidabili sul potere metanigeno delle biomasse di differente origine.

Le biomasse utilizzabili, tal quale o previo pretrattamento, ai fini della conversione in biogas tramite il processo di digestione anaerobica, sono rappresentate da una qualsiasi materia organica costituita da: carbonio, azoto, fosforo ed acqua; ogni tipologia di biomassa è poi caratterizzata dal suo contenuto di solidi totali (s.t), solidi volatili (s.v.), dalla producibilità di biogas con un dato tenore in metano, dalla stagionalità e dalla disponibilità sul territorio.

Premesso, come lungamente trattato nel capitolo 1, che le matrici di biomasse "digeribili" (o fermentescibili) più efficaci ed efficienti da un punto di vista biochimico ed economico possono essere divise nelle seguenti macro famiglie [52]:

- Colture energetiche;
- Deiezioni zootecniche;
- Residui colturali.
- Scarti organici e acque reflue dell'agro-industria;
- Fanghi da impianti di depurazione di acque reflue urbane;
- Frazioni organiche di rifiuti solidi urbani (FORSU);

Lo studio della presente memoria ha riguardato prevalentemente le fonti agro-forestali, zootecniche e agro-industriali, disponibili largamente nelle principali attività presenti sul territorio nazionale; per ciascuna delle fonti citate, è stato fatto un lavoro di interpolazione e confronto tra le banche dati preesistenti in letteratura ed i valori ottenuti mediante il software di simulazione messo a punto in excel: valori in buona parte confortati dai risultati sperimentali dell'impianto caso studio.

3.1 METODO PARAMETRICO

Il metodo parametrico si basa su 2 principali fattori: il carico organico volumetrico (COV) ed il tempo di ritenzione idraulica (HRT). Questo tipo di criterio è ampiamente diffuso per la sua semplicità, sia per la quantità di dati empirici maturata nel settore.

Data la portata volumetrica da alimentare al digestore ($V\bullet$, m³biomassa/d) e il tempo di ritenzione (HRT, d) che si è scelto di garantire all'interno del fermentatore per la corretta digestione del materiale, il volume V' (m³) è dato dall'equazione:

$$(1) V' = V\bullet * HRT$$

Considerando invece il carico organico scelto per il processo (COV, kgSV/m³/d) e la portata in ingresso di solidi volatili $m\bullet_{SV}$ (kgSV/d), il volume V'' è dato dall'equazione:

$$(2) V'' = m\bullet_{SV}/COV$$

Il maggiore di questi 2 volumi calcolati è il volume di dimensionamento. La portata volumetrica $V\bullet$ e la portata in ingresso di solidi volatili $m\bullet_{SV}$ sono legati dalla concentrazione di solidi volatili nella biomassa X_{SV} (kgSV/m³biomassa) dalla relazione:

$$(3) m\bullet_{SV} = X_{SV} * V\bullet$$

Sostituendo l'equazione 3 nella 1 e ponendo il volume V' pari al V'' si ottiene:

$$(4) HRT = X_{SV}/COV$$

Esiste quindi una relazione di proporzionalità inversa tra le due principali grandezze prese in esame. Individuato il parametro vincolante (COV o HRT), l'altro ne dipende direttamente in funzione della concentrazione della biomassa in alimentazione. Solitamente risulta vincolante il tempo di ritenzione per biomasse con lente cinetiche di degradazione, mentre il carico organico per matrici rapidamente biodegradabili.

Si noti che se il parametro vincolante è l'HRT si può valutare se concentrare la biomassa per diminuire i volumi in gioco, compatibilmente con la tecnologia impiantistica scelta.

In fase gestionale risulta quindi difficile effettuare variazioni nella ricetta di alimentazione che portano all'abbassamento della concentrazione del substrato (es. da insilati a sottoprodotti ortofrutticoli): questa modifica porta ad una diminuzione della produzione specifica di biogas per unità di volume del digestore determinando quindi minori produzioni o maggiori costi di investimento iniziali.

Al pari dei vantaggi illustrati (semplicità di applicazione ed esperienza), il dimensionamento parametrico ci permette difficilmente di:

- correlare il dimensionamento all'efficienza di degradazione richiesta
- prevedere le caratteristiche biochimiche di operazione e la composizione del materiale in digestione
- considerare l'effetto delle condizioni operative (es. T), né di fattori inibenti
- garantire un dimensionamento ottimale

- prevedere la risposta biologica nelle fasi transitorie (avviamento, manutenzioni, cambi di alimentazione)

3.2 METODI CINETICI

I limiti del metodo parametrico possono essere superati dall'utilizzo di metodi cinetici basati sulla valutazione ed il calcolo della velocità dei vari processi chimico-fisici e biochimici che avvengono nei fermentatori. Esistono metodi di diversa complessità: i più semplici simulano le reazioni al solo stato stazionario senza distinguere la composizione del materiale in ingresso (COD totale), descrivendo l'intero processo con una sola reazione cinetica (primo ordine o Monod) che dipende dalle condizioni operative e con la quale si può dimensionare il volume del fermentatore. Questa tipologia di modello [23] è utilmente applicabile per digestori alimentati con un solo substrato di cui si conosce la velocità massima di processo in condizioni non limitanti e per i quali è trascurabile la descrizione delle fasi transitorie.

I modelli più complessi descrivono tutte le fasi del processo descritte nel paragrafo 1.2. Il substrato è caratterizzato per la sua composizione chimica e tutte le reazioni fisiche, chimiche e biochimiche sono descritte da relazioni matematiche. Si ha la necessità quindi di stimare una grande quantità di parametri, in particolare le costanti cinetiche di reazione, ottenendo per contro informazioni dettagliate nello spazio e nel tempo sul processo di digestione anaerobica, garantendo la possibilità di ottimizzare il dimensionamento dell'impianto.

A partire dai lavori pionieri di Andrews (1969) si sono susseguiti nel tempo vari modelli basati sulle conoscenze disponibili nel momento di teorizzazione. Questa grande varietà di modelli sono però stati sviluppati per substrati o applicazioni particolari, ostacolandone l'utilizzo generalizzato. Nel 2002 è stato quindi sviluppato l'Anaerobic Digestion Model 1 (ADM1), un modello condiviso dalla comunità scientifica che descrive in modo completo le principali reazioni chimico-fisiche del processo di DA ma nel contempo è uno strumento facilmente adattabile a diverse applicazioni (IWA Anaerobic Digestion Modelling Task Group, formato nel 1997 all'8° Congresso Mondiale sulla Digestione Anaerobica a Sendai, Giappone).

L'ADM1 deriva dai processi di digestione anaerobica a bassi carichi organici del trattamento di acque reflue e possiede un elevato numero di variabili e parametri.

E' stato tuttavia dimostrato come questo modello possa essere applicato con successo per la descrizione di processi di DA ad alti carichi organici alimentati con substrati di diversa natura: in studi scientifici l'ADM1 è stato adottato con successo per descrivere impianti alimentati in co-digestione di insilati e liquami [24], in mono-digestione con insilati di erba [25] [26] e scarti alimentari [27].

L'ADM1 è stato anche proposto in letteratura come strumento efficace di controllo e gestione di impianti in scala pilota [28] [29] ed è stato utilizzato come base per lo sviluppo di software di gestione di impianti industriali di digestione anaerobica di trattamento acque e produzione di biogas [30].

E' importante inoltre sottolineare che solo un numero limitato di parametri deve essere ottimizzato per descrivere correttamente i casi specifici, come ad esempio le costanti cinetiche di idrolisi della biomassa [31].

Un limite di questo modello, a differenza del modello parametrico, è la mancanza della verifica con dati sperimentali raccolti in impianti su scala industriale [32]

3.3 ANAEROBIC DIGESTION MODEL 1 (ADM1)

L'Anaerobic Digestion Model 1 (ADM1) è un modello strutturato che include le diverse fasi fisico-chimiche e biochimiche del processo di digestione anaerobica. Le fasi biochimiche trattate sono:

1. la disintegrazione del materiale particolato omogeneo in ingresso in carboidrati, proteine e lipidi;
2. l'idrolisi delle macromolecole che vengono idrolizzate da enzimi esocellulari rispettivamente in zuccheri, proteine e acidi grassi a catena lunga (LCFA, Long Chain Fatty Acids);
3. l'acidogenesi di zuccheri e amminoacidi in acidi grassi volatili (VFA, Volatile Fatty Acids);
4. l'acetogenesi dei LCFA e dei VFA in acido acetico;
5. la metanogenesi da acetato;
6. la metanogenesi da idrogeno.

Le reazioni biochimiche presenti nell'ADM1 sono riassunti nella Figura 1.16.

Le equazioni fisico-chimiche descrivono la dissociazione degli ioni e i trasferimenti tra fase liquida e fase gas. Ogni reattore o elemento di reazione è descritto da un set di 32 equazioni algebriche differenziali, 26 variabili di stato dinamiche e 8 implicite.

La fase di disintegrazione produce, oltre alle macromolecole biodegradabili, una quota parte di materiale inerte solubile e una parte di materiale inerte insolubile. Questo passaggio è stato incluso principalmente per facilitare la modellazione di processi di digestione di fanghi attivi, dove il processo di disintegrazione precede i successivi passaggi idrolitici.

Questa fase potrebbe includere pretrattamenti fisico-chimici come la separazione di fase. Le reazioni di idrolisi enzimatica eso-cellulari sono considerati come reazioni di primo ordine, in quanto somma di effetti cumulativi di processi paralleli eterogenei.

Le reazioni biochimiche a valle dell'idrolisi (processi 1-7 Fig 3.1) sono catalizzati da gruppi distinti di microrganismi, le cui cinetiche di utilizzo dei rispettivi substrati sono considerate di tipo Monod

e la crescita cellulare è implicita nel processo di utilizzo del substrato. Ogni classe di batteri presenta dei fattori di inibizione legati a specifici valori di pH e a concentrazioni limitanti di azoto; le cinetiche dei batteri acetogeni presentano inoltre dei fattori di inibizione per alte concentrazioni di idrogeno e i batteri metanigeni acetoclasti per alte concentrazioni di ammoniaca.

L'ADM1 nella scorsa decade è stato oggetto di studio da parte di gruppi di ricerca a livello internazionale che hanno proposto implementazioni del modello per casi più o meno specifici. Il più interessante e ampiamente condiviso è l'ADM1_Xp [33]

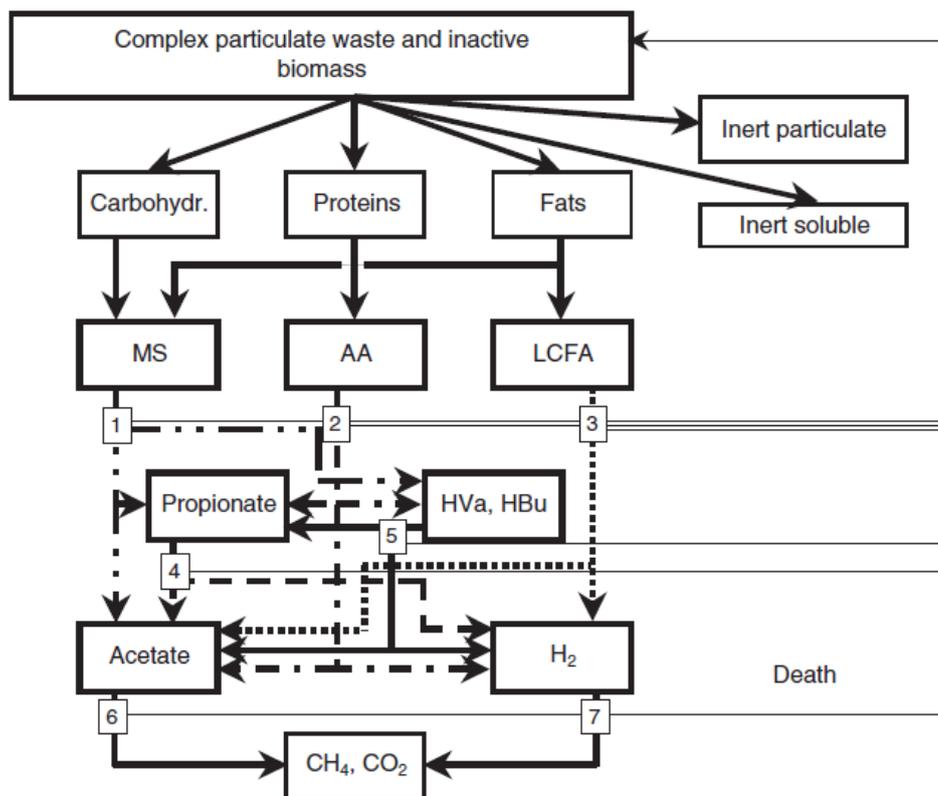


Fig. 3.1 – Rappresentazione schematica dei processi presenti nel modello ADM 1. (1) acidogenesi dagli zuccheri, (2) acidogenesi dagli aminoacidi, (3) acetogenesi da LCFA, (4) acetogenesi da propionato, (5) acetogenesi da butirato e valerato, (6) metanogenesi acetoclastica e (7) metanogenesi idrogenotrofa.[28]

Nell'ADM1 i prodotti del decadimento cellulare tornano a formare materiale particolato, termine quindi che incorpora sia il materiale in ingresso sia il materiale di decadimento. Questo comporta errori consistenti nei bilanci dell'azoto, in particolare nei processi ad alti carichi organici. Nell'ADM1_Xp viene proposto quindi un termine di accumulo secondario del materiale di decadimento (X_p) che garantisce la corretta previsione delle concentrazioni di azoto totale e ammoniacale in processi di digestione anaerobica [26]

Altre modifiche proposte in letteratura sono:

- l'implementazione del modello ADM1 per descrivere reattori bi-stadio in cui la fase di idrolisi è disaccoppiata dalla fase metanogenica; [34]
- l'implementazione dei bilanci del fosforo e dello zolfo, quest'ultimo in particolare è di importanza applicativa per la predizione della concentrazione di H₂S, uno dei principali sottoprodotti della DA presente in fase gas che crea problemi nel trattamento del biogas; [35]
- il calcolo di parametri operativi come il FOS/TAC e l'ACN, utili per la predizione della stabilità del processo di DA [36].

3.4 COSTRUZIONE DI UN ALGORITMO PER UN MODELLO DI OTTIMIZZAZIONE SEMPLIFICATO

In questo paragrafo si è cercato di utilizzare un algoritmo costruito per rappresentare al meglio il processo di trasformazione della biomassa in biogas e successivamente in biometano al fine di realizzare un modello di calcolo in Excel in grado di restituire una stima ottimale della produzione di biogas a partire dalla matrice di biomassa disponibile.

Si è inteso procedere effettuando un bilancio di massa e di volume dei componenti essenziali trascurando le quantità risibili e scrivendo pertanto le equazioni da inserire poi nel simulatore sviluppato in excel per la previsione del biogas atteso: [71]

Prendiamo come alimentazione del fermentatore una biomassa di riferimento, ad esempio, il letame, possiamo scrivere i seguenti bilanci di massa:

$$m_{totale} = m_{letame} + m_{paglia} + m_{H_2O}$$

$$m_{totale} = m_{biogas} + m_{digestato}$$

$$m_{biogas} = m_{CH_4} + m_{CO_2}$$

Sono trascurate per semplicità le quantità minori come silossani e solfiti considerando che il biogas prodotto sia composto solo da CH₄ e da CO₂

Analogamente è possibile scrivere le equazioni di bilancio volumetriche considerando le frazioni di metano ed anidride carbonica presenti nel biogas prodotto indicandole:

$$x_{CH_4} = \text{percentuale di metano}$$

$$x_{CO_2} = \text{percentuale di anidride carbonica}$$

Il bilancio di volume del biogas sarà pertanto esprimibile come:

$$V_{CH_4} = V_{biogas} * x_{CH_4}$$

$$V_{CO_2} = V_{biogas} * x_{CO_2}$$

Chiaramente posto:

$$\sum_g x_g = 1, g \in [CH_4, CO_2]$$

Il bilancio di massa per il digestato residuale eventualmente da ricircolare è:

$$m_{digestato} = m_{dig liq} + m_{dig sol}$$

Si è quindi calcolato il bilancio energetico di tutto il processo di trasformazione della biomassa in biometano al fine di individuare la combinazione ottimale della matrice di carico di effluenti in co-digestione e dei flussi energetici da spendere per il completamento dell'intero processo di trasformazione del biogas in biometano ossia, movimentazione e stoccaggio della biomassa al carico, digestione anaerobica, processi di cleaning e tecnologia di upgrading del biogas in biometano e gestione del digestato residuale alla fine del ciclo di lavoro upgrading per finire alla tecnologia più indicata per l'upgrading a biometano.

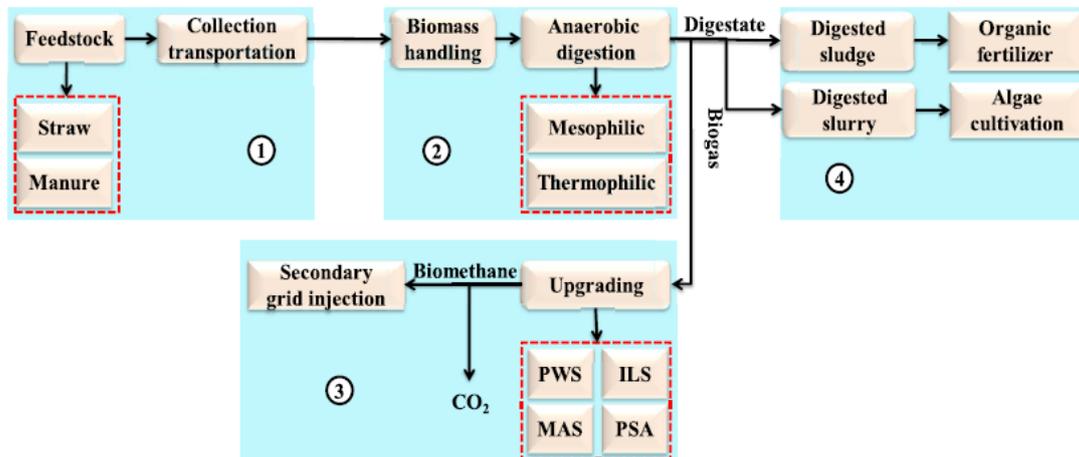


Fig. 3.2 processo di trasformazione della biomassa in biogas [71]

Il processo di trasformazione della biomassa in biogas è schematizzabile nelle quattro macro fasi di lavorazione evidenziate nello schema: 1) approvvigionamento e trasporto di biomassa, 2) processo di digestione anaerobica, 3) upgrading del biogas in biometano e 4) trattamento ed utilizzo del digestato; L'ottimizzazione di ciascuna delle fasi evidenziate contribuisce a migliorare le prestazioni ambientali e termodinamiche dell'intero sistema. L'attività di ricerca della presente memoria si è basata in prevalenza sull'analisi delle macro-aree 2) e 3).

Si è pertanto fatto riferimento ad un caso studio presente in letteratura i cui parametri a disposizione per la simulazione del calcolo energetico finale erano trasferibili al ns impianto caso studio esaminato per il quale si è ipotizzato l'upgrading a biometano.[71]

L'obiettivo è stato chiaramente quello di ottenere indicazioni sulle scelte operative e progettuali tali da ridurre al minimo il consumo di energia e l'impatto ambientale del sistema.

Il fabbisogno di energia primaria dell'intero processo è stato calcolato come:

$$EC_{BBS} = \frac{EC_{cotr} + EC_{andi} + EC_{biup} + EC_{redi}}{10^6 \times TS_T \times m_{total}}$$

dove sono contemplati i contributi energetici per i singoli processi in particolare:

- EC_{cotr} = energia necessaria alla movimentazione della biomassa
- EC_{andi} = energia spesa per il processo di digestione anaerobica
- EC_{biup} = energia spesa per il processo di upgrade
- EC_{redi} = energia spesa per l'utilizzo del digestato
- TS_T = solidi totali contenuti nello stock di biomassa

In particolare, l'energia spesa per il processo di digestione anaerobica è stimata come:

$$EC_{andi} = EC_{hand} + EC_{heat} + EC_{loss} + EC_{ma}$$

L'energia associata al processo di upgrade del biogas è invece stimata mediante la formula seguente, dove si pone $y=1$ per la sola tecnologia utilizzata

$$EC_{biup} = \sum_{bg} EC_{bg} \times y_{bg}, \quad bg \in \{PWS, MAS, ILS, PSA\}$$

$$\sum_{bg} y_{bg} = 1, \quad y_{bg} \in [0, 1]$$

Nelle tabelle che seguono si riportano i parametri indicati nel caso studio presente in letteratura [71] presi a base del calcolo di ottimizzazione dell'impianto sul quale si è operata l'analisi di ottimizzazione economica

Rapporto	CM	WS	CS	RS
ST (%)	28.79	81.08	81.74	77.92
SV (%)	65.24	90.29	91.42	94.23
C/N (%)	11.15	91.17	88.13	92.91

Tab. 3.1 parametri caratteristici delle matrici di biomassa al carico [71]

Soluzione	Td/°C	b	rapporto di alimentazione	Upgrading	EC/MI kg-1 TS	BMP/m3 kg -1 TS
A	51	0,96	CM/RS 2:1	ILS	4.437	0.833
B	47	0,95	CM/RS 2:1	PWS	3.966	0,729
C	44	0,98	CM/RS 3:1	PWS	3.719	0.633
D	34	0,97	CM/CS 2:1	ILS	2.964	0.344
E	25	0,9	CM/WS 1:1	PWS	2.139	0.0618

Tab. 3.2 soluzioni ottimali relative a differenti tecnologie di upgrading[71]

La sintesi del risultato ottenuto è riscontrabile nel grafico di Fig. 3.3 nel quale sono confrontati i consumi energetici relativi alle differenti tipologie di tecnologie di upgrading e di matrici di biomassa al carico nel reattore.

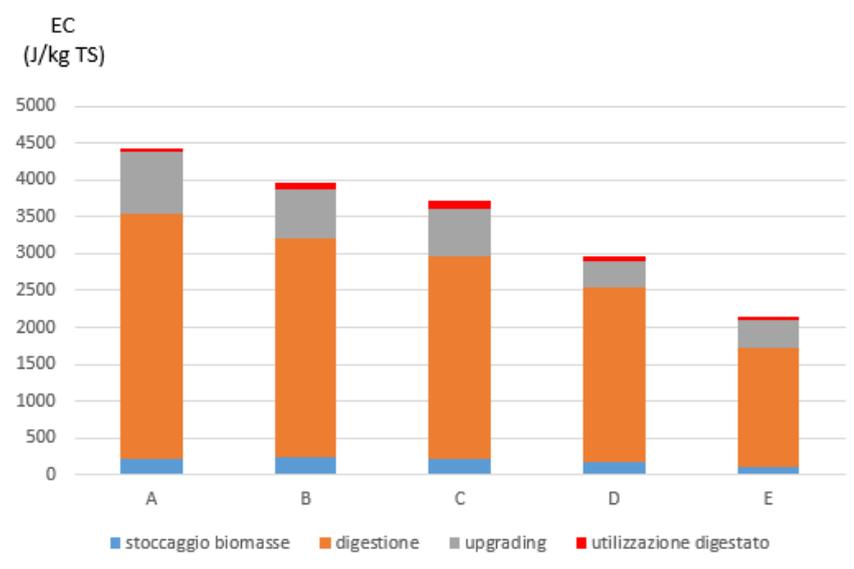


Fig. 3.3 Confronti tra le diverse soluzioni

Il modello adottato è implementabile con l'aggiunta di variabili relative all'impatto ambientale ed economiche, per passare a un'ottimizzazione multi-criterio.

CAP 4 PRINCIPALI PARAMETRI DI CONTROLLO DI UN PROCESSO DI BIODIGESTIONE

La gestione di impianti di biogas ha come scopo principale massimizzare la produzione di metano a partire dalle biomasse a disposizione; mantenere un processo biologico stabile ed equilibrato è uno dei prerequisiti per ottenere tale obiettivo.[50]. In questo paragrafo verranno descritti i principali parametri per il controllo della stabilità biologica di processi di digestione anaerobica industriale.

4.1 QUALITÀ E QUANTITÀ DEL BIOGAS

Un primo indice dell'andamento del processo è la qualità del biogas prodotto. Dalla prima produzione di gas in fase di avviamento di impianto, in base al tipo di substrato e all'inoculo, si avranno delle variazioni transitorie nella percentuale dei gas presenti nello spazio di testa, che si stabilizzeranno quando l'impianto raggiunge condizioni stazionarie.

In condizioni di processo ottimali per la digestione anaerobica, la percentuale di metano dipende dal grado di riduzione della sostanza organica in alimentazione. Valori tipici per cereali insilati sono 50-55%, mentre per i liquami o sostanze ricche in grassi e proteine sono 55-65%. L'altra frazione principale del biogas è composta dall'anidride carbonica, che viene riscontrata a concentrazioni comprese tra il 35% e il 50% in volume, proporzionalmente al grado di ossidazione del carbonio nella biomassa.

Normalmente il metano rimane in concentrazioni superiori di almeno 2 punti percentuali rispetto all'anidride carbonica: se si nota una concentrazione di metano in diminuzione con un contemporaneo aumento dell'anidride carbonica questo è un primo sintomo dello sbilanciamento della fase di metanogenesi a favore della fase idrolitica.

Problemi gravi nel processo possono portare a concentrazioni di metano inferiori al 45-46% con conseguente aumento della CO₂ e riduzione della produzione globale di biogas: questi segnali indicano uno sbilanciamento ancora più marcato verso la fase idrolitica e fanno fronteggiati diminuendo o addirittura sospendendo il carico per il tempo necessario a ristabilire l'equilibrio del processo. L'accumulo di idrogeno gassoso nel biogas è un sintomo analogo all'aumento della percentuale di anidride carbonica, in quanto è un metabolita prodotto in fase acidogena e trasformato dai batteri metanigeni idrogenoclasti in metano ed è un gas inibente per i batteri acetogeni. Tuttavia, spesso gli analizzatori gas presenti negli impianti non misurano la concentrazione di idrogeno nel biogas.

L'ossigeno è un forte inibitore dei processi di digestione anaerobica, in particolare è un ossidante dei cofattori presenti negli enzimi delle vie metaboliche di produzione del metano nei batteri metanigeni, la sua concentrazione deve pertanto mantenersi in tracce su valori prossimi allo zero. Una piccola percentuale di ossigeno viene comunque mantenuta con pompe desolforatrici per favorire la formazione di un *biofilm* di batteri desolforatori che crescerà nello spazio di testa dei digestori. Valori ottimali di ossigeno sono compresi tra lo 0,2% e lo 0,8%, da mettere in relazione con la concentrazione di H₂S, il quale per la manutenzione del motore deve essere contenuto entro i 200-250 ppm; valori di concentrazione minori sono ovviamente preferibili. Con l'utilizzo di liquami in fase di avviamento, o con substrati ricchi in proteine, la frazione organica in cui si ha una alta percentuale di zolfo, l'H₂S solitamente raggiunge picchi nell'ordine dello 0,1% in volume, per poi decrescere con la stabilizzazione del processo e la crescita della microflora desolforante. La quantità di biogas prodotta è un veloce indice per valutare l'andamento complessivo dell'impianto. Escludendo l'ipotesi di perdite di biogas con conseguente diminuzione della portata in ingresso ai sistemi di trattamento (co-generatori o purificazione di biometano), la produzione giornaliera di biogas deve corrispondere con buona approssimazione alla quantità attesa in base alla qualità e alla quantità di biomassa alimentata in impianto. Sebbene le biomasse siano caratterizzate da una certa variabilità, esistono strumenti di previsione trattati nel corso della dissertazione (calcolo potenziale metanigeno, test di BMP, modelli matematici di simulazione di processo) in grado di effettuare dei bilanci di massa con diversi gradi di precisione per verificare se la produzione attesa corrisponde a quella misurata in impianto. Basse produzioni di biogas sono associabili a scarsa qualità delle biomasse in ingresso o a processi biologici di DA disequilibrati.

4.2 PH, CAPACITÀ TAMPONE ED ACIDITÀ TOTALE

Negli ultimi anni sono state messe a punto delle metodiche per valutare la concentrazione di acidi organici e alcalinità e studiati degli indici che tengono conto dei singoli valori di questi parametri, il loro rapporto, insieme al pH tal quale presente nel digestore. Come per la composizione del gas sono stati individuati dei valori medi oltre i quali si può pensare ad una possibile instabilità del processo; è altresì vero che è stato verificato sperimentalmente che ci sono impianti di DA che si attestano su valori considerati anomali ma in cui si riscontra una buona stabilità del processo e produttività ottimali. Questo dipende dal tipo di microbioma che si viene ad instaurare nell'impianto e che riesce ad autoregolarsi in funzione dei parametri chimici, fisici e biochimici del materiale in ingresso.

Il pH tal quale, gli acidi grassi volatili (VFA in inglese, Volatile Fatty Acids, o FOS in tedesco, Flüchtigen Organischen Säuren) e l'alcalinità (ALK in inglese, Alkalinity, o TAC in tedesco, Totales Anorganisches Carbonat) vengono misurati con titolatori semiautomatici o automatici direttamente negli impianti industriali di DA. I titolatori automatici rispetto ai semiautomatici sono caratterizzati da costi superiori ma da una maggiore ripetibilità delle analisi effettuate.

Il pH ottimale per i processi di digestione anaerobica dipende dalla tipologia impiantistica. Se vengono separate le fasi di idrolisi e di metanogenesi, i valori tipici della prima fase sono compresi tra 4,5 e 5,5, mentre la seconda fase tra 7,5 e 8,5. Nei reattori in cui tutte le reazioni avvengono in un unico digestore, il pH si attesta tra 7,3 e 7,8. In generale, un pH in decremento relativamente rapido può essere sintomo di un processo sbilanciato verso la fase di idrolisi in un digestato con scarso potere tampone, un pH in aumento può essere sintomo di un accumulo di sostanze basiche quali l'azoto ammoniacale.

Solitamente durante il decorso del processo di digestione anaerobica si notano variazioni di pH significative solo in un secondo momento rispetto a variazioni del FOS/TAC o VFA/ALK, parametro che viene utilizzato in modo diffuso negli impianti di biogas per monitorare l'equilibrio dei processi microbiologici nei digestori. Singolarmente, il valore di alcalinità è invece indice del potere tampone del digestato. I valori riscontrati sono nell'ordine di 7000-10000 mg CaCO₃ eq./l nei digestori primari, 8000-12000 mg CaCO₃ eq./l nei digestori secondari.

Il valore di acidità è indice della concentrazione di acidi grassi volatili che si accumulano tra le fasi di idrolisi e di metanogenesi. Valori medi sono nell'ordine di 1000-2000 mg HAc eq./l nei digestori primari, 200-500 mg HAc eq./l nei digestori secondari. Un eccessivo accumulo di acidi organici è indice di processi di idrolisi più veloci dei processi metanigeni.

Composto	Unità	Concentrazione
Acido acetico	mg/kg	564
Acido propionico	mg/kg	60
Acido isobutirrico	mg/kg	<50
Acido butirrico	mg/kg	<50
Acido isovalerico	mg/kg	64
Acido valerico	mg/kg	<50
Acido isocapronico	mg/kg	<50
Acido capronico	mg/kg	<50

Tabella 4.1– Analisi dettagliata degli acidi grassi volatili in un digestato

Analisi più dettagliate della concentrazione dei principali acidi grassi tipici dei metabolismi di acidogenesi in anaerobiosi rivelano maggiori informazioni riguardo il processo di digestione. Un esempio di analisi tramite gascromatografia è riportato in tabella (Tab.4.1). In un processo stabile si nota principalmente acido acetico; altri acidi, in base al tipo di substrato fornito all'impianto, si formano in percentuali minori del 10% sull'acidità totale, valori maggiori sono indice di cinetiche di inibizione nei passaggi metabolici a monte.

Sul lungo periodo un accumulo eccessivo di acidità può portare ad un abbassamento di pH che inibisce i processi di metanogenesi, che non consumando più acidi grassi volatili contribuiscono all'ulteriore diminuzione della concentrazione idrogenionica in soluzione. Un abbassamento del pH sposta inoltre l'equilibrio del tampone carbonato/bicarbonato verso la forma protonata, con conseguente volatilizzazione di CO₂. Un valore relativamente alto di acidi grassi può essere però sopportato dai batteri metanigeni in presenza di un digestato dotato di un buon potere tampone, che mantiene il pH a livelli stabili, il rapporto FOS/TAC risulta quindi essere un indice efficace nel monitoraggio di impianto.

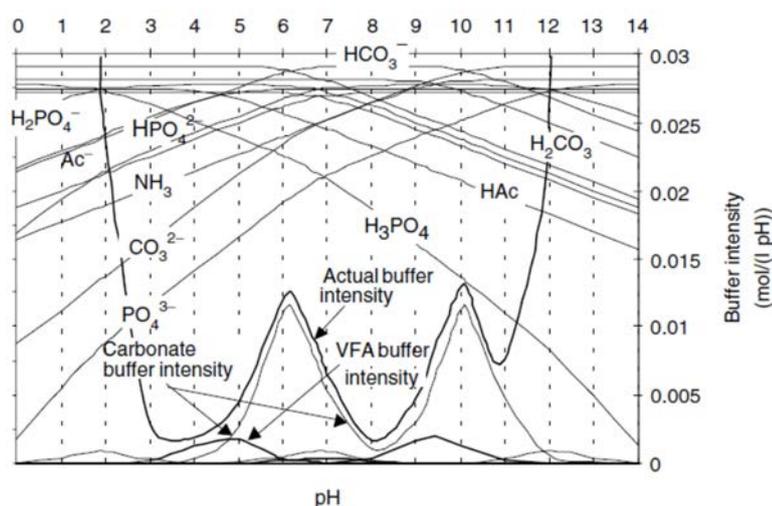


Figura 4.1 - Intensità del buffer in presenza dei diversi sistemi tampone presenti in un digestato [38]

Il metodo di titolazione più diffuso, caratterizzato da una buona affidabilità, una buona ripetibilità, relativamente economico e facile da utilizzare anche da utenti non esperti in analisi chimiche è il metodo FOS/TAC (basato sul metodo di Nordmann). Il metodo si basa sulla teoria degli equilibri acido-base e dei sistemi tampone.

I tamponi sono soluzioni in cui sono contemporaneamente presenti un acido e la sua base coniugata e tendono a mantenere il pH costante se si aggiungono acidi o basi alla soluzione. Maggiore è la concentrazione del tampone, maggiore è l'intensità del buffer β , definita come il rapporto tra la quantità di acido (dMA) o base forte (dMB) necessaria per generare una variazione di pH (dpH). Un'altra caratteristica dei tamponi è che la capacità del buffer β è tanto più alta

quanto più ci si avvicina alla pK del tampone, il valore di pH al quale la concentrazione dell'acido è uguale a quella della base coniugata. In un sistema in cui sono presenti più specie chimiche dotate di un potere tampone, β è direttamente proporzionale alla concentrazione dei singoli tamponi, dipende dalla pK degli stessi, dalla temperatura e dal pH (Fig. 4.1).

I composti che in soluzione contribuiscono al pH e al potere tampone di un digestato sono principalmente i carbonati, che sono solitamente presenti in concentrazioni di un ordine di grandezza maggiore rispetto alle altre specie chimiche, l'ammonio, i fosfati, i solfuri e gli acidi grassi volatili (solitamente raggruppati come un unico composto in quanto caratterizzati da pK_A molto simili).

I metodi di titolazione si basano sullo studio dell'interazione dei diversi tamponi per ottenere una misura rapida e attendibile di acidi grassi volatili e alcalinità, in particolare si basano sul volume di acido da aggiungere per abbassare il pH fino a valori noti, prossimi a valori di pK che rendono la lettura più stabile. Questi metodi tuttavia trascurano possibili fattori di interferenza come la volatilizzazione di specie protonate (H₂CO₃, H₂S) durante la titolazione, la concentrazione salina o la presenza di macromolecole (es. lignina) che possono contribuire agli equilibri acido-base della soluzione.

Il sistema FOS/TAC si basa sull'assunzione che l'alcalinità può essere determinata titolando la quantità di acido forte necessario ad abbassare il pH dal valore di partenza fino ad un valore di 5.

A questo valore di pH anche gli acidi grassi cominciano ad esercitare un potere tampone che è però ritenuto trascurabile.

La concentrazione di acidi grassi volatili (FOS) è poi calcolata sulla base del volume di acido aggiunto per abbassare ulteriormente il valore del pH da 5 a 4,4, pH al quale si ritiene che il potere tampone dei VFA sia esaurito. È un sistema sufficientemente robusto per la verifica dei parametri di processo direttamente negli impianti, è rapido, economico e totalmente automatizzabile, come dimostrato dalle diverse apparecchiature commercializzate dalle aziende di chimica-analitica che lavorano nel settore del biogas. Valori medi di FOS/TAC in un processo di digestione anaerobica equilibrato sono compresi tra 0,3 e 0,4. Rapporti FOS/TAC maggiori di 0,4 indicano una possibile "indigestione", cioè un accumulo di acidi grassi volatili a scapito di una diminuzione dell'alcalinità, valori minori di 0,3 indicano che il digestore è capace di sopportare un carico organico volumetrico maggiore.

4.3 RAPPORTO C/N E AMMONIACA

L'azoto è un componente fondamentale per la crescita microbica e ne va pertanto monitorata la concentrazione. Rapporti ottimali tra carbonio e azoto nelle matrici in ingresso sono compresi tra 15 e 30 [37], mentre nel materiale in digestione questo rapporto diminuisce a valori compresi tra 5 e 10, a causa dei flussi di carbonio che escono in fase gas sotto forma di metano e anidride carbonica. La

principale forma di azoto inorganico presente in ambiente anaerobico è l'azoto ammoniacale, derivato dall'idrolisi delle proteine. Basse concentrazioni di azoto ammoniacale possono essere limitanti per la crescita microbica di tutti i batteri coinvolti nel processo di digestione anaerobica [38], mentre concentrazioni eccessive di azoto ammoniacale inibiscono i processi di digestione anaerobica, in particolare limitando la crescita dei metanigeni acetoclasti. Il meccanismo proposto di inibizione si basa sulla formazione di ammoniaca libera in equilibrio con gli ioni ammonio; l'ammoniaca è in grado di permeare attraverso la membrana plasmatica dei microorganismi causando squilibri nello scambio cationico.[39]

L'inibizione di ammoniaca dipende da:

- concentrazione di azoto ammoniacale, sono considerati inibenti valori di 1,7-14 g/L a seconda di altri fattori e dalla tolleranza delle diverse specie microbiche;
- temperatura, l'equilibrio di reazione si sposta verso l'ammoniaca libera all'aumentare della temperatura;
- pH, la formazione di ammoniaca è favorita a pH basici;
- presenza di altri ioni, come ad esempio il sodio che funge da antagonista.

4.4 MICRONUTRIENTI

I microorganismi coinvolti nei processi di digestione anaerobica necessitano di concentrazioni minime di metalli coinvolti nelle reazioni biologiche. Ad esempio cobalto, nichel e selenio sono co-fattori fondamentali degli enzimi idrolitici e di ossido-riduzione, carenze in questi elementi possono portare in misura minore ad un rallentamento del processo biologico inficiandone l'efficienza produttiva, in casi più gravi alcuni dei microorganismi sintrofici non riescono a sostenere tassi di crescita sufficienti per il corretto equilibrio delle diverse fasi della digestione anaerobica causando accumulo di acidi grassi volatili e abbassamento del pH con conseguenti cali di produzione. Nella Tab 4.1 sono riportati alcuni valori minimi di concentrazione riportati in letteratura.

Micro-elemento	Seyfried (1990)	Preißler (2009)	Bischoff (2009)	FNR (2012)
Co	0,003-0,06	0,003-10	0,06	0,12
Ni	0,005-0,5	0,005-15	0,006	0,015
Se	0,08	0,08-0,2	0,008	0,018
Mo	0,005-0,05	0,005-0,2	0,5	0,15
Mn	ND	0,005-50	0,005-50	ND
Fe	0,1 -10	0,1-10	01-ott	ND

Tab. 4.1 – Limiti minimi di concentrazione per alcuni microelementi coinvolti nei processi di DA (mg/L).

CAP 5 IL BIOMETANO

Il biometano è un prodotto versatile e flessibile, del tutto identico al gas naturale, utilizzabile come combustibile o come carburante con tecnologie mature ed ampiamente diffuse e collaudate.

Deriva dai processi di *cleaning* ed *upgrading* del biogas ottimizzati in base alla composizione delle differenti matrici di biomassa utilizzate nei processi di digestione anaerobica che portano alla generazione di biogas.

I punti di forza di seguito elencati ne incoraggiano la produzione, la diffusione e l'impiego nei principali Stati Membri dell'UE:

- E' facilmente immagazzinabile e può essere distribuito sul territorio utilizzando gli stessi sistemi di trasporto stradale, carri bombolai, oppure sfruttando la rete dei metanodotti già esistenti e ramificati impiegati per il gas naturale;
- Presenta un'elevata fungibilità perché possiede proprietà e caratteristiche chimico-fisiche molto simili a quelle dei combustibili fossili da sostituire;
- E' fortemente competitivo in quanto generabile a partire da materie prime a basso costo, biomassa, ampiamente disponibili e facilmente reperibili sul territorio;
- Vanta un'elevata sostenibilità in quanto i processi e le tecnologie di produzione sono semplici, affidabili e scalabili, con basso impatto ambientale e consumi energetici contenibili;
- Esistono ad oggi in tutta Europa numerose e positive esperienze di produzione ed utilizzazione del biometano.

5.1 Diffusione del biometano in UE

Gli impianti di biometano ad oggi presenti in UE sono circa 500 unità e, come quelli di biogas, sfruttano principalmente risorse provenienti dal settore agricolo, seguiti da quelli che utilizzano rifiuti (20%) e fanghi di depurazione (14%) (Fig. 5.4).[63]

A partire dal 2016 è stato registrato un aumento consistente della quantità di biometano prodotto in UE grazie ad un significativo consolidamento delle tecnologie esistenti e dell'industria del biogas ed al crescente sviluppo di tecnologie innovative in grado di garantire maggiore efficienza e versatilità all'intera filiera del biogas. (Fig. 5.3) [45]

Il "*Power-to-biomethane*", ad esempio, è una tecnologia combinata che converte il surplus di energia elettrica da fonti rinnovabili in biometano grazie ad un processo chiamato elettrolisi: consente di produrre energia a basso impatto di CO₂ e di immagazzinare elettricità ad un costo sostenibile, bilanciando la variabilità e la non programmabilità della produzione elettrica proveniente da solare ed eolico ottimizzando al contempo i cascami energetici (Fig 5.2).[61][62]

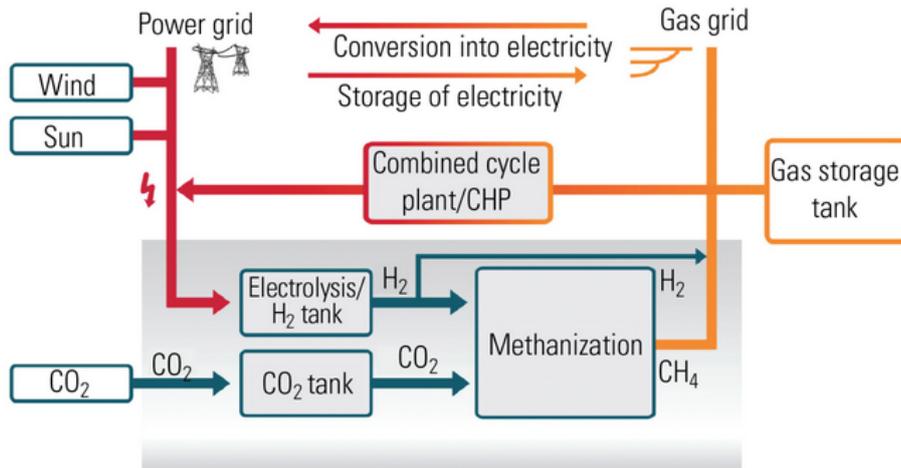


Fig. 5.1 Schema di processo Power to biomethane [61]

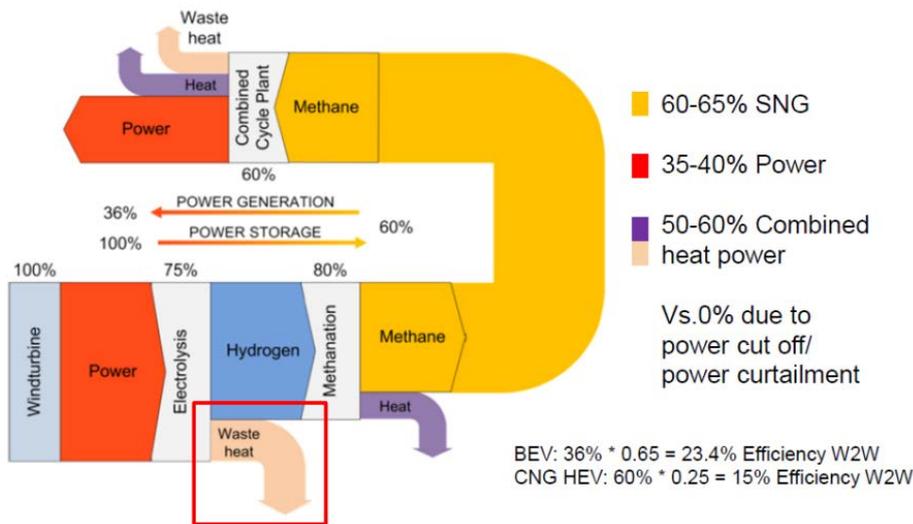


Fig. 5.2 Diagramma di Sankey illustrante i flussi energetici in un impianto cogenerativo "Power to biomethane" [62]

Tecnologia alternativa alla digestione anaerobica in fase crescente è inoltre la gassificazione della biomassa che permette di utilizzare una maggiore varietà di risorse vegetali come cippato, pellet e persino scarti ottenendo così il cosiddetto "biometano di seconda generazione", ossia il biometano ottenuto dalle biomasse lignocellulosiche (come legno e paglia) che non hanno alcun impatto sulla filiera alimentare.

Per questo tipo di combustibile si utilizza un processo diverso dalla fermentazione e ad oggi sono sorti svariati progetti pilota tra i quali in particolare è da citare la piattaforma *Gaya* in Francia che si profila quale modello replicabile per gli impianti di biometano di futura generazione.

Nel 2016, la produzione UE di biometano ammontava a 17.264 GWh, con uno sviluppo prevalente in Germania (+900 GWh), Francia (+133 GWh) e Svezia (+78 GWh) [45].

Il trend di crescita è destinato ad aumentare anche nei prossimi anni, sospinto dagli incentivi e dal grande interesse per il biometano per autotrazione, un biocarburante caratterizzato da ottime performance ambientali ed immediatamente utilizzabile sfruttando le tecnologie esistenti. Numerosi paesi, in particolare Francia, la Penisola Scandinava e l'Italia, disponendo di un ampio potenziale di materia prima, hanno definito target specifici per la produzione di biometano e dovrebbero pertanto far riscontrare un significativo sviluppo del settore nei prossimi anni.



Fig. 5.3 Produzione di biometano in Europa (GWh) e paesi UE attivi nella produzione di biometano [45]

Le revisioni in corso sul *Clean Energy Package* da parte della UE dovrebbero garantire una maggiore certezza ai potenziali investitori e soluzioni più rispettose dell'ambiente per la società, sviluppando i settori, quelli del biogas e del biometano, dove c'è ampio spazio sia per piccoli che grandi player.

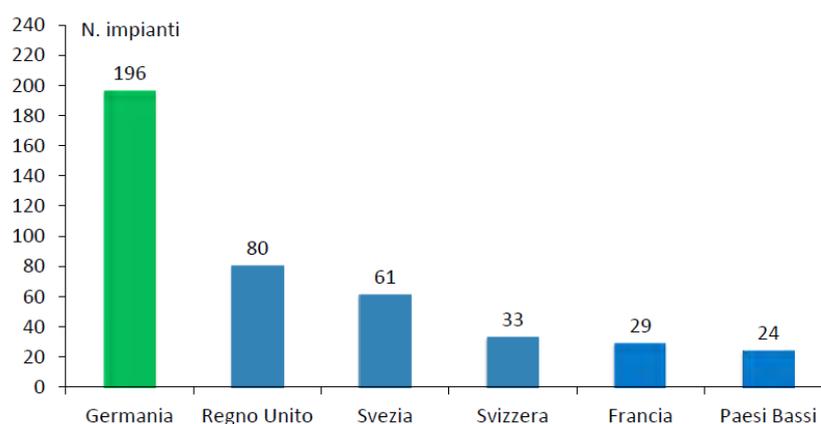


Fig. 5.4 Impianti di produzione di biometano in Europa (GWh) (2016).[63]

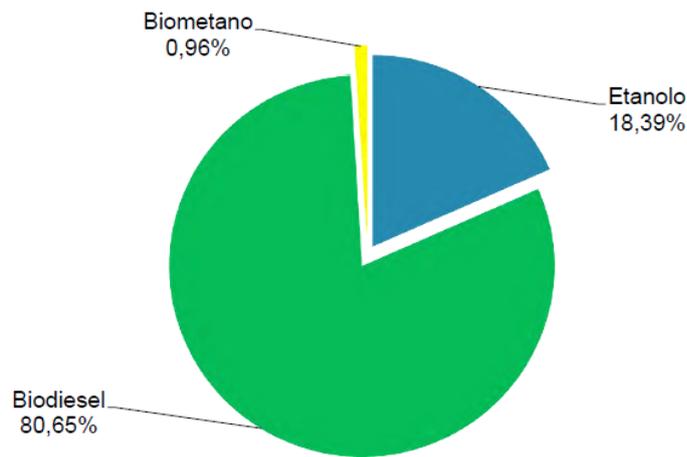


Fig. 5.5 Consumi percentuali dei diversi biocarburanti nei Paesi dell'Unione Europea nel 2016 [1]

5.2 Utilizzi del biometano

In base alla normativa vigente il biometano prodotto dalla purificazione del biogas può essere impiegato come segue:

- Immissione nella rete locale o nazionale di trasporto del gas metano, con utilizzazione anche a grande distanza dalla fonte di produzione per:
 - Usi domestici (produzione di calore, acqua calda sanitaria ecc.);
 - Cogenerazione di energia elettrica e termica in impianti delocalizzati;
 - Alimentazione di autoveicoli a metano presso impianti di rifornimento stradali.
- Distribuzione presso il sito di produzione per l'alimentazione di automezzi a metano in modalità extra-rete.

Al momento le norme che stabiliscono lo standard di qualità necessario per il biometano ad essere affinché possa essere immesso nelle reti gas sono Norme UNI EN 16723-1 e UNI EN 11537 mentre la normativa per uso nei trasporti la si avrà con l'emanazione del UNI EN 16723-2 che definirà le specifiche tecniche per questo utilizzo specifico.[65]

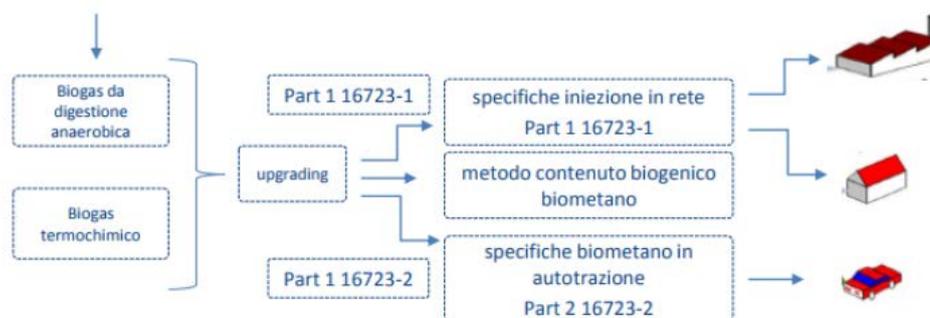


Figura 5.6 Schema riassuntivo le norme UNI EN per gli standard del biometano per iniezione in rete e autotrazione [65].

Il regolamento 11537 indica le periodicità dei controlli da effettuare sui componenti oltre che fornire indicazioni sulle prove di odorizzazione del biometano.

Il biogas, pertanto, prima di poter essere utilizzato come biometano per uno qualsiasi degli scopi previsti dal D.M. 02.03.2018, deve essere purificato mediante la rimozione dei contaminanti in esso contenuti ed arricchito in percentuale di CH₄ rimuovendo gas inerti come la CO₂, così da rendere la concentrazione di metano nel gas simile a quella del gas naturale (>90%) ed aumentare il potere calorifico della miscela.

La fase di rimozione delle componenti nocive presenti a bassa concentrazione è definita *cleaning*, mentre il processo di purificazione ed arricchimento in CH₄ è detta fase di *upgrading*.

La convenienza nell'investire nella produzione di biometano con conseguente immissione nella rete nazionale è fortemente correlata ad una fattibilità socio-economica spesso caratteristica del luogo stesso di produzione ed alla presenza o meno di incentivi nazionali.

Il biogas, se non sottoposto ad *upgrading*, può essere utilizzato, dopo opportuni trattamenti di *cleaning*, direttamente nello stesso luogo di produzione quale alimentazione per motori a combustione interna per cogenerazione, caldaie, sistemi di teleriscaldamento oppure, in alcuni casi, per l'immissione in reti di distribuzione locali per le quali il gas dovrà soddisfare requisiti chimici e fisici definiti semplicemente dall'utenza finale e pertanto meno onerosi di quelli fissati dalla vigente normativa necessari per qualificare il biometano per l'immissione nella rete di distribuzione nazionale.

Alcuni casi in Europa sono rappresentati ad esempio dalla cittadina danese di Revninge, dove un impianto a biogas supplisce al fabbisogno energetico di 67 abitazioni, in tal caso, l'indice di Wobbe, viene tenuto sempre basso per questioni di sicurezza miscelando il biometano ottenuto con gas naturale e aria. [59] [60] e dalla cittadina di Gotèborg dove è stato sviluppato il progetto GoBiGas in cui il prodotto di un impianto di gassificazione di biomassa viene utilizzato in due modi: una parte viene pulito dagli inquinanti ed usato in motori a combustione interna per applicazioni CHP ed il residuale 10% viene invece sottoposto a metanazione ed *upgrading* per essere poi immesso nella rete nazionale. [59]

La percentuale di metano nel biogas dipende dalle condizioni di processo ma soprattutto è funzione dalla matrice di biomassa di partenza che può portare ad un contenuto volumetrico di CH₄ nel biogas generato compreso generalmente tra il 50 e l'70% .

I trattamenti di purificazione di *cleaning* ed *upgrading*, in precedenza citati, sono pertanto volti ad innalzare la concentrazione di CH₄ a valori anche maggiori al 98% separando selettivamente da quest'ultimo le sostanze indesiderate.

A titolo indicativo la composizione del biogas ottenuta mediante digestione anaerobica è riportata nella Tab. 5.1 dove viene fatto un confronto con il gas naturale. [42]

Composto	Biogas (%)	Gas Naturale (%)
Metano	50-70	93-98
Etano		< 3
Propano		< 2
Azoto	< 3	< 1
Ossigeno	< 2	< 1
Diossido di carbonio	25-40	
Acqua	02-lug	
Solfuro di idrogeno	< 1	
Ammoniaca	< 1	
Silossani	tracce	

Tabella 5.1 - Confronto di massima fra la composizione del biogas e del gas naturale [42]

La determinazione della composizione chimica del biometano da immettere in rete viene, effettuata mediante la gascromatografia, che applica la norma ISO 6976 per il calcolo dei parametri fisici del gas tra i quali il PCS (Potere Calorifico Superiore, parametro fondamentale per il calcolo dell'energia), la normativa di riferimento vigente è la seguente:

- CNR-UNI 10003 «Sistema internazionale di unità (SI)».
- DUNI EN 437 «Gas di prova - Pressioni di prova - Categorie di apparecchi».
- ISO 13443 «Natural gas - Standard reference conditions»;
- Decreto 19 febbraio 2007 «Approvazione della regola tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile da convogliare»
- Decreto 22 dicembre 2000 «Individuazione della rete nazionale dei gasdotti ai sensi dell'art. 9 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164»;
- Decreto ministeriale 24 novembre 1984 «Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8».

5.3 Contaminanti principali del biogas

Il principale contaminante all'interno del biogas è costituito dall'acido solfidrico H_2S , che può corrodere le parti metalliche delle apparecchiature di processo oltreché risultare tossico sia per l'ambiente che l'uomo.

Altri contaminanti se presenti in concentrazioni rilevanti, sono N_2 , O_2 , silossani, H_2 , eventuali composti organici volatili, CO , e NH_3 , sebbene questi composti normalmente siano presenti in quantità trascurabili. [40]

Prima di avviare il biometano alla combustione, inoltre, è indispensabile un'essiccazione della corrente gassosa, che in genere si trova satura di vapore d'acqua; la presenza di vapore d'acqua

contribuisce ad abbassare il contenuto energetico del combustibile e, condensando nelle condotte del gas, può portare a fenomeni di corrosione.

Il processo attraverso il quale viene rimossa la componente di vapore d'acqua è la deidratazione che in genere si realizza mediante un processo di raffreddamento a 2-5°C così da separare l'acqua condensata dal gas, spingendo il raffreddamento fino a -23°C è possibile eliminare anche i silossani; altri processi utilizzati allo scopo, generalmente stimati come meno efficaci, possono essere l'assorbimento in soluzioni a base di glicoli, l'utilizzo di sali igroscopici, e l'impiego di carboni attivi che hanno una funzione selettiva nei confronti dell'H₂O.

La presenza della CO₂ nel biogas determina invece solo una diminuzione del suo potere calorifico motivo per cui è necessario in molti casi eseguire un successivo *upgrading* a biometano, aggiustando il contenuto di anidride carbonica per raggiungere il potere calorifico ottimale.

Composto	Unità	Germania	Svezia	Francia	Olanda	Spagna
Indice di Wobbe superiore (H)	MJ/Nm ³	46,1 - 56,5	44,7 - 46,4	48,2-56,5	43,46 - 44,41	48,3 - 57,8
inferiore (L)	MJ/Nm ³	37,8 - 46,8	43,9 - 47,3	42,5 - 46,8		
CH₄	% vol.		≥ 97	≥ 86	≥ 85	≥ 95
CO₂	% vol.	≤ 6 (secco)	≤ 3	≤ 2,5 (a)	≤ 6 (b)	2,5
H₂	% vol.	≤ 5	≤ 0,5	≤ 6	≤ 12	
O₂	% vol.	≤ 3	≤ 1	≤ 0,01	≤ 0,5	0,01
Co₂+O₂+N₂			≤ 5			< 4
H₂S	ppm	< 5	< 15,2	≤ 5	≤ 5	15
S totale	ppm	< 30	< 23	< 30	< 45	50
Mercaptani	ppm	≤ 15		≤ 5	≤ 10	17
NH₃	mg/m ³	≤ 20	≤ 20	≤ 3	≤ 3	≤ 3
Silossani (Si)	mg/m ³				≤ 5 ppm 6,2 (Si)	≤ 10
Composti alogenati	°C	≤ 1	≤ 1	≤ 1 (c) <10 (d)	≤ 50 (c) ≤ 25 (d)	≤ 1
Punto di rugiada dell'H₂O		T ambiente	≤ -5 (e) ≤ -9 a 200 bar	≤ -5 a P max	≤ -10 a 8 bar	≤ -2 a 7 bar

(a) La Francia permette una certa flessibilità per O₂ e CO₂ sotto particolari condizioni (b) L'Olanda permette anche < 10-10,3 per l'immissione nella rete regionale - (c) Composti del Cloro - (d) Composti del Fluoro - (e) T ambiente

Tabella 5.2 Principali standard per l'immissione del biometano nella rete del gas naturale o l'utilizzo per autotrazione in alcuni Paesi europei [40]

A parità di contenuto energetico, ad esempio, il bio-CH₄ ha il vantaggio del minore contenuto in carbonio rispetto al petrolio ed al carbone, e dunque può essere considerato un carburante di origine rinnovabile a basse emissioni climalteranti. Può essere stoccato nei veicoli in forma compressa (bio-CNG – bio-compressed natural gas) o liquefatta (LBG – liquefied bio gas) [41].

Il CNG costituisce la forma più comune: il metano in questo caso viene compresso e distribuito ad una pressione attorno i 200-250 bar. Tuttavia, dato che la quantità di energia stoccata in questo

modo è significativamente inferiore rispetto a quella ottenibile da un egual volume di combustibile liquido (ad esempio, il diesel), talvolta il CH₄ viene liquefatto ad alte pressioni e basse temperature. Questa soluzione, tuttavia, ad oggi, risulta molto costosa e viene utilizzata solamente per mezzi pesanti. Sebbene vi sia la volontà da parte dell'Unione Europea di unificare gli standard di qualità richiesti per l'immissione in rete o l'utilizzo come combustibile del biometano, al momento attuale essi differiscono da Paese a Paese. Alcuni parametri sono riportati in Tab. 5.2[40]

5.4 Indice di Wobbe

Nella Tab. 5.2 viene riportato anche l'indice di Wobbe, un parametro che costituisce l'indicatore dell'intercambiabilità dei combustibili e viene utilizzato per confrontare il comportamento di differenti miscele in un dispositivo di combustione. Esso è definito come:

$$\text{Indice di Wobbe} = \frac{PC}{\sqrt{\rho_g / \rho_a}}$$

L'indice esprime il valore del rapporto tra il potere calorifico PC e la radice quadrata della gravità specifica del gas ossia del rapporto tra la densità del gas ρ_g e quella dell'aria ρ_a ; due carburanti con lo stesso indice di Wobbe, a parità di condizioni del sistema, sono in grado di produrre la stessa potenza termica. [43]

L'indice di Wobbe è indicato in tabella con H se riferito al potere calorifico superiore e con L se riferito al potere calorifico inferiore

Oltre all'effetto negativo della CO₂, anche la presenza di N₂ e O₂ è deleteria per l'indice di Wobbe (ossia per il potere calorifico); per questo motivo ogni stato ha stabilito delle concentrazioni limite per questi gas. Le altre limitazioni sono invece legate a regioni di sicurezza (l'ammoniaca, ad esempio, potrebbe provocare l'emissione di NO_x, gas con importante effetto serra) e al grado di deumidificazione del biogas desiderato.

La sequenza con cui si susseguono i processi di purificazione dipende dalla specifica tecnologia di upgrading adottata.

Spingendo fino a -23°C il biogas si può ottenere un analogo processo di condensazione per la rimozione dei silossani (R₂SiO)_n. Altri processi per la rimozione del vapore, ma meno efficaci, possono essere l'assorbimento in soluzioni a base di glicoli, il ricorso a sali igroscopici, i carboni attivi che agiscono selettivamente verso nei confronti di questo componente.

La desolfurazione consiste essenzialmente nella rimozione di acido solfidrico (H₂S), che può avvenire agendo sul biogas da sottoporre o sottoposto ad upgrading.

Nel primo caso la rimozione della H₂S può essere basata su un sistema a carboni attivi impregnati di sostanze basiche come idrossido di sodio o di potassio, nei quali l'acido solfidrico viene neutralizzato dalla base impregnante. Il vantaggio di utilizzare un substrato di carbone attivo è quello di essere in grado di rimuovere anche tracce di molti altri contaminanti che potrebbero essere presenti nel gas (polveri, mercaptani e ammoniaca). Inoltre, con l'aggiunta di setaccio molecolare, si effettua una prima grossolana eliminazione dell'acqua presente nel biogas.

Si possono poi applicare metodi di precipitazione fisico-chimica, addizionando alla fase liquida molecole quali il cloruro ferroso (FeCl₂) o il solfato di ferro (FeSO₄).

La desolforazione del biogas può essere condotta nel digestore, in un reattore specifico o nella stessa colonna ove avviene il vero e proprio processo di upgrading, contestualmente al processo di rimozione della CO₂.

CAP. 6 TRASFORMAZIONE DEL BIOGAS IN BIOMETANO

Come riportato nel precedente capitolo, il biogas per essere immesso in rete come biometano deve subire alcuni processi di purificazione:

- *Cleaning*: deidratazione, desolforazione e rimozione di tutti i contaminanti indesiderati (H_2O , H_2S , polveri, silossani, ammoniaca, ecc.);
- *Upgrading*: abbattimento del contenuto dei gas inerti, prevalentemente di CO_2 ed incremento della concentrazione di CH_4 per aumentare il potere calorifico e la densità relativa così da raggiungere le specifiche richieste dell'indice di Wobbe ed ottenere gli standard qualitativi richiesti dalla rete nazionale del gas o per essere utilizzato come combustibile per autotrazione per gli utilizzi richiesti.

Di seguito verranno analizzate diverse tecnologie, tra le più comunemente usate, ed i relativi vantaggi e svantaggi.

6.1 PROCESSI DI CLEANING

Indipendentemente dalla natura delle matrici di carico, il biogas che viene generato da un processo di digestione anaerobica deve essere sottoposto preliminarmente ad alcuni processi di *cleaning* per rimuovere l'idrogeno solforato ed il vapore acqueo prima di essere avviato all'*upgrading*.

E' necessario infatti rimuovere l' H_2S mediante un processo di desolforazione ed il vapore acqueo H_2O ; infatti l' H_2S è tossico e risulta corrosivo per i compressori, i serbatoi di stoccaggio e per altre apparecchiature; la sua conversione in SO_2 , a seguito della combustione, costituisce un grave pericolo per l'ambiente; inoltre, talvolta la presenza di acido solfidrico può interferire nella successiva fase di *upgrading*. [44]

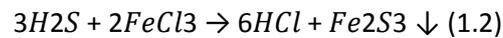
Il vapore acqueo, invece, può determinare un fenomeno di corrosione delle tubazioni e di altre apparecchiature nel momento in cui, condensando, discioglie la CO_2 o altri composti acidi.

L'acqua peraltro potrebbe congelare e formare incrostazioni lungo l'impianto nel caso di basse temperature. È molto raro che altri contaminanti siano presenti nel biogas in concentrazioni superiori alla soglia di accettabilità; di seguito descriveremo i soli processi per la rimozione dell'acido solfidrico e dell'essiccamento del biogas.

6.1.2 RIMOZIONE DELL' H_2S

Sul mercato sono disponibili varie tecnologie atte alla rimozione dell'acido solfidrico presente nell'alimentazione. Le più importanti sono costituite da desolforazione in situ, scrubbing chimico-ossidativo o chimico ed adsorbimento su ossidi metallici o carboni attivi.

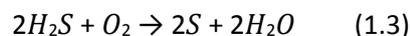
La desolfurazione in situ avviene per mezzo della precipitazione di solfuri. Lo zolfo presente nel substrato, infatti, può essere eliminato mediante l'aggiunta di soluzioni di Sali metallici (FeCl₂, FeCl₃, FeSO₄) direttamente nel digestore, secondo la reazione: [44]



In questo modo, il solfuro formatosi precipita e può essere rimosso con il digestato.

Si tratta di un metodo poco costoso, che talvolta può essere utile anche nella diminuzione della concentrazione di ammoniaca; normalmente esso viene impiegato quando la concentrazione di H₂S è molto elevata. Va tuttavia rilevato che le prestazioni di questo genere di processo non risultano sempre stabili; per questo motivo, in genere esso viene utilizzato come metodo di rimozione parziale cui va abbinata un'altra tecnologia per soddisfare pienamente le specifiche normative nazionali [41].

Un'alternativa, sempre in situ, è l'insufflazione controllata di aria/ossigeno (2-6% di aria) nel biogas direttamente nel digestore anaerobico. In questo modo, ad opera di particolari batteri Thiobacillus o Sulfolobus si assiste all'ossidazione biologica in condizioni aerobiche dell'idrogeno solforato a solfati o zolfo elementare: [40]

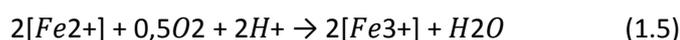
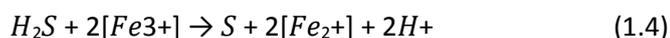


Questo trattamento è tra tutti in assoluto il meno costoso ma, come nel caso precedente, non è in grado di adattarsi ad oscillazioni nel contenuto di H₂S in ingresso. È inoltre necessario prestare particolare attenzione al dosaggio d'aria; un suo eccesso può infatti inibire la digestione ed eventualmente portare ad avvicinarsi ai limiti di esplosività del biogas in aria (6- 12% in base al contenuto in metano).

L'assorbimento chimico-ossidativo, invece, coinvolge l'ossidazione dell'H₂S a zolfo elementare in presenza di un particolare composto chimico, tipicamente NaOH, in condizioni basiche. Si tratta di una metodologia non molto utilizzata ma che tuttavia è efficiente nel fronteggiare ampie fluttuazioni della concentrazione di acido solfidrico nel biogas ed è dunque raccomandata per sistemi di questo genere. Per bilanciare costi capitali ed operativi, comunque, si preferisce abbassare il contenuto H₂S fino ai circa 50 ppm sfruttando questa tecnologia, ed in seguito accoppiarvi un altro pretrattamento (in generale, con ossidi metallici) per giungere al di sotto dei 5 ppm.

Un altro tipo di assorbimento chimico sfrutta soluzioni di ossidi di ferro chelati. In questo caso, gli ioni metallici si trovano legati ad agenti chelanti organici ed è possibile ossidare l'acido solfidrico a zolfo elementare evitando la precipitazione dei solfuri.

Si utilizzano due colonne in cui avvengono in parallelo le reazioni di purificazione e rigenerazione, descritte rispettivamente dalle equazioni:



Con questa tecnologia è possibile ottenere efficienze di rimozione dell'H₂S dell'ordine del 99,99%, sebbene talvolta in questo genere di impianti si possano riscontrare problemi di incrostazioni e di formazione di schiume.

Per quanto riguarda i processi di adsorbimento, l'adsorbimento su ossidi metallici risulta una soluzione piuttosto comune. La colonna utilizzata viene riempita di un particolare materiale impregnato di ossidi di ferro (Fe₂O₃), idrossidi di ferro (Fe(OH)₃) o ossidi di zinco (ZnO).

Si assiste alla formazione di un solfuro metallico ed al contemporaneo rilascio di vapore acqueo con la tipica reazione:



Dove M indica il generico metallo. Quando il metallo risulta completamente saturo di H₂S, esso deve essere sostituito e rinviato al Costruttore, che provvederà alla sua rigenerazione. Si può alternativamente operare con due colonne in parallelo, una in adsorbimento e l'altra in rigenerazione, effettuata direttamente in loco insufflando aria. Ciò è possibile per un numero limitato di cicli, a seguito dei quali il materiale deve essere definitivamente sostituito.

Talvolta al posto degli ossidi metallici vengono utilizzati carboni attivi. In questo caso è necessario aggiungere una piccola quantità di O₂ per ossidare l'idrogeno solforato, che già tenderebbe comunque ad adsorbirsi sul materiale, a S elementare, il quale è in grado di instaurare un'interazione più forte con la superficie. Se non è permessa l'aggiunta di O₂, ad esempio per problemi legati alla diminuzione dell'indice di Wobbe, è possibile utilizzare particolari carboni attivi impregnati. Nel caso si operi con due colonne in parallelo, in questo caso il calore necessario per la fase di rigenerazione è fornito dal vapore acqueo.

Le tecniche di adsorbimento risultano molto efficienti e possono portare ad una concentrazione residua di H₂S anche di solo 1 ppm. Tuttavia, i costi sono relativamente elevati ed è dunque

consigliabile utilizzare questa tecnologia a seguito di un altro trattamento più grossolano, o nel caso in cui il biogas di partenza non contenga più di 150 ppm di acido solfidrico.

Tra tutti i metodi descritti, in conclusione, quelli maggiormente utilizzati per la rimozione dell'acido solfidrico dal biogas sono costituiti dall'adsorbimento su ossidi di ferro o carboni attivi e dall'assorbimento chimico con ossidi di ferro chelati. [41]

6.1.3 RIMOZIONE DELL'UMIDITÀ

Il biogas in uscita dal digestore anaerobico risulta sempre saturo d'acqua ed il contenuto assoluto di umidità dipende dalla temperatura (è circa il 5% a 35 °C). Ad eccezione dell'assorbimento ad acqua, tutti i principali processi di upgrading richiedono un essiccamento preventivo del biogas in alimentazione. Esso viene effettuato mediante una separazione fisica (condensazione) o chimica (adsorbimento). Nel primo caso, è possibile utilizzare apparecchiature quali il *demister* (Fig. 6.1), in cui le particelle di liquido vengono separate grazie a griglie metalliche molto fini che permettono di raggiungere un punto di rugiada di 2-20 °C, o cicloni, che sfruttano la forza centrifuga per separare le gocce di liquido, oppure "trappole" per l'umidità (per espansione, diminuendo in questo modo la temperatura e condensando il vapore acqueo), "trappole" per l'acqua all'interno delle tubazioni del biogas, dalle quali è possibile rimuovere l'H₂O.

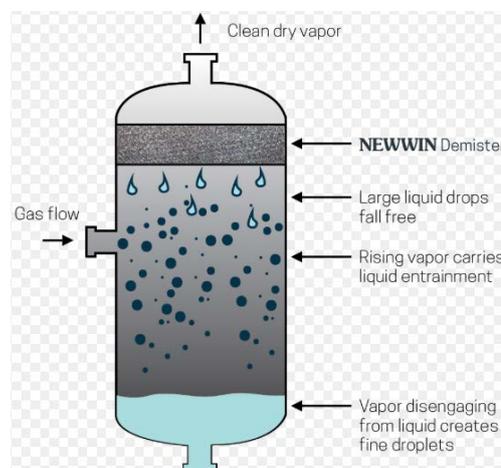


Fig. 6.1 Schema funzionale di un *demister*

Tuttavia, queste tecnologie non risultano molto efficienti.

In alternativa, è possibile effettuare un assorbimento chimico con un glicole come agente essiccante. Esso è in grado di legare a sé l'acqua, riducendo il punto di rugiada da -5 a -15 °C, e può essere rigenerato a 200 °C. [410] [41]

Si può sfruttare anche l'adsorbimento su gel di silice, ossidi di magnesio, carboni attivi, allumina ed altri agenti chimici. In questo caso, il punto di rugiada viene diminuito a $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ad una pressione di 6-10 bar.

Ovviamente, per rendere continuo il processo si richiede l'installazione di due colonne in parallelo: mentre la prima effettua la fase di adsorbimento, la seconda si rigenera tramite diminuzione della pressione ed aumento della temperatura.

6.2 TECNOLOGIE PER L'UPGRADING

Il processo di upgrading è volto alla riduzione del tenore di anidride carbonica fino ad una concentrazione talvolta anche inferiore al 2% e può avvenire ad opera di processi differenti con corrispondenti rese e dispendi energetici.

Nel seguente schema (Fig. 6.2) vengono illustrate le diverse tipologie di processi, che verranno analizzate singolarmente nel seguito:

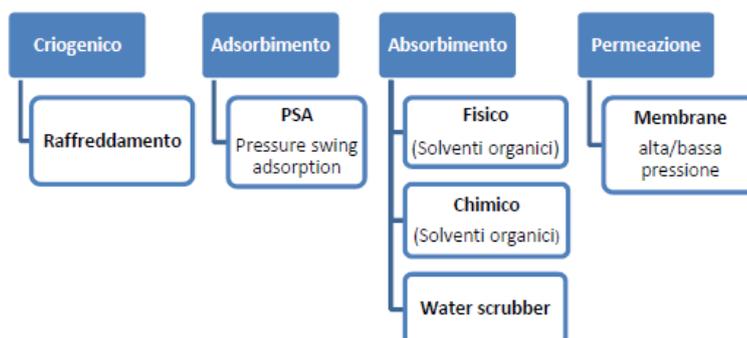


Fig. 6.2 – Classificazione dei metodi di upgrading del biogas

6.2.1 LA TECNOLOGIA CRIOGENICA

La tecnologia criogenica sfrutta i distinti punti di ebollizione / sublimazione dei vari tipi di gas in particolare del CO_2 e del CH_4 , rispettivamente -78° e -160° (alla pressione di 1 bar). Il biogas grezzo viene raffreddato fino a quando la CO_2 non condensa passando alla forma liquida facile da separare dal metano il quale invece rimane nella forma gassosa. Qui di seguito è illustrato lo schema semplificato del processo criogenico (Fig. 6.3).

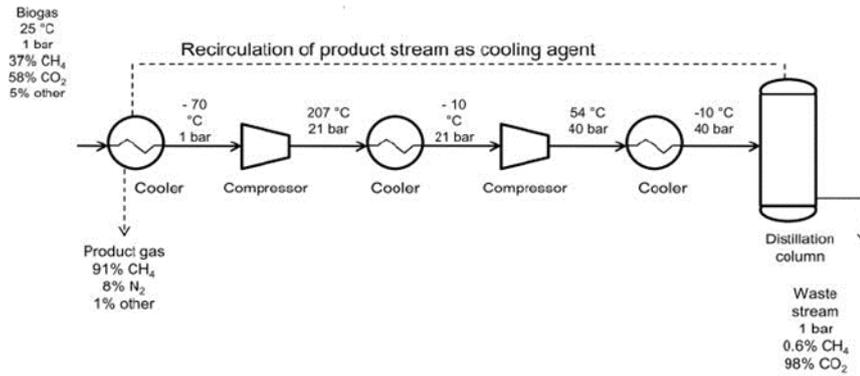


Figura 6.3-Schema funzionamento tecnologia criogenica

Questa tecnologia è piuttosto rara in quanto molto costosa e energeticamente dispendiosa nelle fasi di compressione e abbassamento della temperatura. Tuttavia l'efficienza nella rimozione del CO₂ è molto elevata (99%).

6.2.2 L'ASSORBIMENTO

Il principio di separazione dell'assorbimento si basa sulla differente solubilità dei vari componenti del gas in una soluzione liquida di scrubbing. In un impianto di upgrading che utilizza questa tecnica il biogas grezzo è intensamente a contatto con un liquido di lavaggio all'interno di una colonna di scrubbing piena, con una guarnizione di plastica per aumentare l'area di contatto tra le fasi. I componenti che devono essere rimossi dal biogas (soprattutto anidride carbonica) sono tipicamente molto più solubili nel liquido applicato rispetto al metano e vengono così rimossi dal flusso di gas. Come risultato, il flusso di gas rimanente vede arricchire la concentrazione di metano mentre il liquido vede aumentare la concentrazione di anidride carbonica. Per mantenere le prestazioni di assorbimento, il liquido di lavaggio deve essere sostituito con liquido fresco o rigenerato in una fase separata (deassorbimento o fase di rigenerazione). Attualmente sono presenti tre diverse tecnologie di upgrading che usano questo principio fisico: assorbimento fisico, chimico e water scrubbing.

6.2.1 WATER SCRUBBING

È una delle tecnologie maggiormente diffuse, può essere installata con e senza recupero dell'acqua di lavaggio e opera anche a piccole taglie. L'assorbimento può avvenire in torri a flusso equicorrente, controcorrente o incrociato. I componenti dei gas assorbiti vengono fisicamente legati al liquido di lavaggio, in questo caso l'acqua. L'anidride carbonica ha una solubilità in acqua superiore a quella nel metano e sarà quindi maggiormente dissolta, in particolare a basse temperature e pressioni più

elevate. Oltre al biossido di carbonio, è possibile ridurre anche il solfuro di idrogeno e l'ammoniaca nel flusso di biometano utilizzando acqua come liquido di lavaggio. L'acqua effluente in uscita dalla colonna è satura di anidride carbonica e viene trasferita ad un serbatoio in cui la pressione viene bruscamente ridotta e la maggiore parte del gas disciolto viene rilasciato. Visto che questo gas contiene principalmente biossido di carbonio, ma anche una certa quantità di metano (metano solubile in acqua, ma in misura minore), questo gas viene convogliato alla bocchetta del biogas grezzo. Se l'acqua deve essere riciclata nella colonna di assorbimento, essa deve essere rigenerata e viene quindi pompata ad una colonna di deassorbimento in cui incontra un flusso controcorrente d'aria di stripping, in cui viene rilasciata l'anidride carbonica rimanente disciolta. L'acqua rigenerata viene poi pompata di nuovo all'assorbitore come liquido di lavaggio fresco (Fig. 6.4).

Lo svantaggio di questo metodo è che i componenti dell'aria, ossigeno e azoto, vengono disciolti in acqua durante la rigenerazione e quindi trasportati nel flusso di upgrading del biometano.

Pertanto, il biometano prodotto con questa tecnologia contiene sempre ossigeno e azoto. Poiché il flusso di biometano prodotto è saturo di acqua, la fase finale di upgrading è l'essiccazione a gas, per esempio mediante l'applicazione di scrubbing ad acido glicolico.

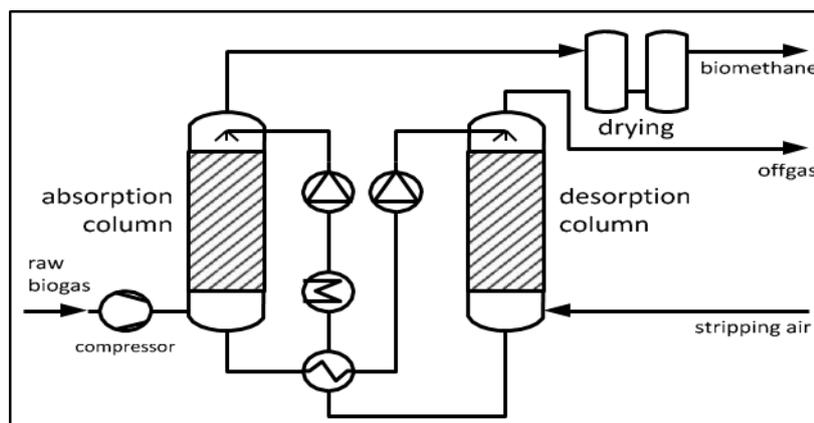


Figura 6.4- Schema semplificato processo di water scrubbing [69]

6.2.2 ASSORBIMENTO FISICO CON SOLVENTI ORGANICI

Molto simile al lavaggio in acqua, questa tecnologia utilizza una soluzione di solvente organico (es. glicole polietilenico) invece di acqua come liquido di lavaggio. L'anidride carbonica mostra solubilità più elevata in questi solventi che in acqua. Come risultato, per la stessa capacità del biogas grezzo sono necessari meno circolazione del liquido di lavaggio e piccole apparecchiature (Fig. 6.5). Esempi di tecnologie di upgrading di biogas che utilizzano scrubbing fisico con composti organici sono Genosorb , Selexol , Sepsolv , Rektisol e Purisol .

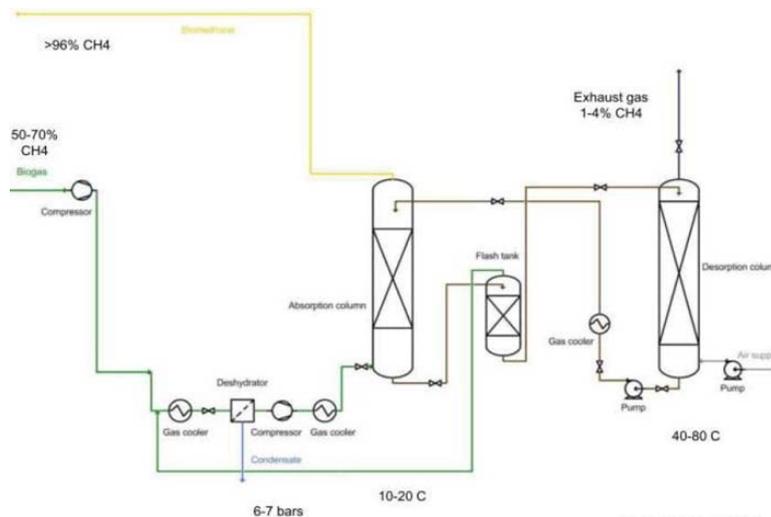


Figura 6.5 -Schema semplificato assorbimento fisico [56]

6.2.3 ASSORBIMENTO CHIMICO: AMMINE O SOLUZIONI DI POTASSIO E CARBONIO

L'assorbimento chimico è caratterizzato da un assorbimento fisico dei componenti gassosi in un liquido di lavaggio seguito da una reazione chimica tra i componenti liquidi di lavaggio e componenti di gas assorbiti all'interno della fase liquida. Come risultato, il legame dei componenti di gas indesiderati al liquido di lavaggio è significativamente più forte e la capacità di carico del liquido di lavaggio è molto più elevata (Fig. 6.6).

La reazione chimica è fortemente selettiva e la quantità di metano assorbito nel liquido è molto bassa con conseguente recupero di metano molto elevato e dispersione di esso molto bassa.

A causa dell'elevata affinità in particolare dell'anidride carbonica ai solventi utilizzati (soluzioni prevalentemente acquose di mono-etanolamina MEA, di-etanolamina e DEA metildi-etanolamina MDEA) la pressione dello *scrubber* ad ammina può essere mantenuta significativamente più bassa rispetto ad impianti di scrubbing ad acqua pressurizzata.

Di solito gli impianti a lavaggio amminico funzionano a pressione leggermente elevata già fornita nel biogas grezzo e non è necessaria una ulteriore compressione. L'alta capacità e l'alta selettività della soluzione di ammina, sebbene costituisca un vantaggio durante l'assorbimento, risulta essere uno svantaggio durante la rigenerazione della soluzione di lavaggio. I liquidi chimici di scrubbing richiedono una quantità significativamente maggiore di energia durante la rigenerazione, che deve essere fornita come calore di processo. La soluzione carica di ammina viene riscaldata fino a circa 160°C dove la maggior parte del biossido di carbonio viene rilasciata e lascia la colonna di rigenerazione come flusso altamente puro di desaturazione.

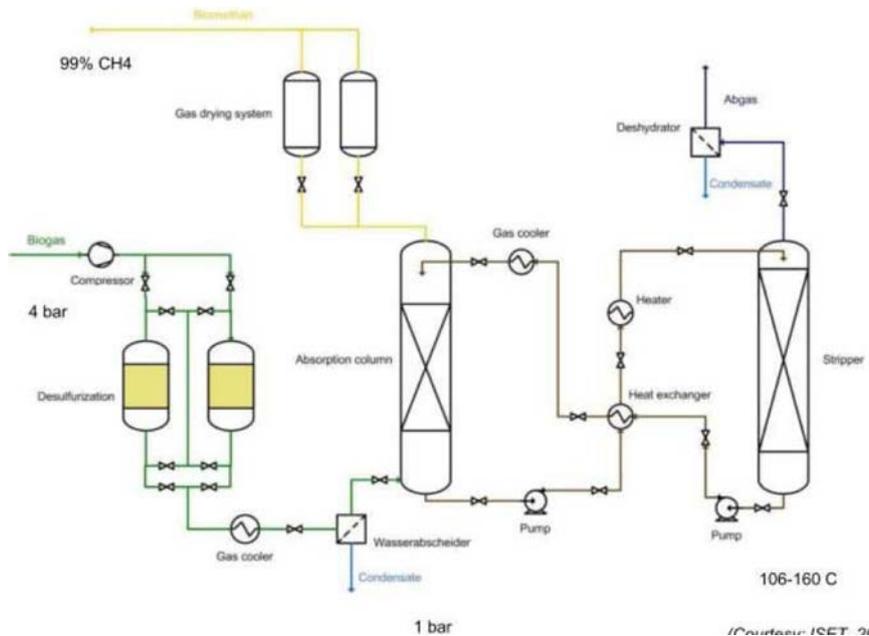


Figura 6.6 -Schema processo di assorbimento chimico [56]

Visto che, a causa dell'evaporazione, una piccola parte del liquido di lavaggio viene persa nel biometano prodotto, essa deve essere rifornita spesso. L'idrogeno solforato potrebbe anche essere assorbito dal biogas grezzo attraverso assorbimento chimico, ma sarebbero necessarie temperature più elevate durante la rigenerazione. Per questo motivo è consigliabile eliminare questa componente prima dello *scrub* ad ammina.

6.3 TECNOLOGIE A MEMBRANA

Le membrane per l'upgrading del biogas sono costituite da materiali permeabili all'anidride carbonica, acqua e ammoniaca. Il solfuro di idrogeno, ossigeno e azoto passano attraverso la membrana in considerevole misura mentre il metano passa solo in misura molto ridotta.

Membrane tipiche per l'upgrading del biogas sono costituite da materiali polimerici come il polisolfone, poliammide o polidimetilsilossano. Questi materiali mostrano selettività favorevole per la separazione metano/anidride carbonica e presentano una robustezza ragionevole per tracciare componenti contenuti nei tipici biogas grezzi. Per fornire una sufficiente superficie di membrana in impianti di dimensioni compatte queste membrane sono applicate in forma di fibre cave combinate ad una serie di moduli a membrana paralleli (Fig. 6.7).

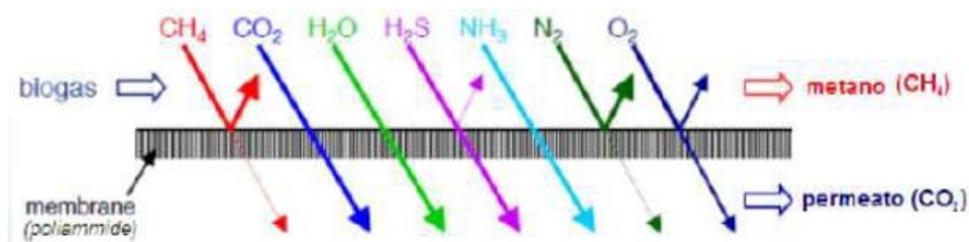


Fig. 6.7 -Schema funzionamento della membrana [56]

Dopo la compressione alla pressione di processo, il biogas grezzo viene raffreddato per l'essiccazione e la rimozione di ammoniacca. Dopo il riscaldamento attraverso il calore di scarto del compressore, il restante idrogeno solforato è rimosso mediante adsorbimento su ferro o ossido di zinco. Infine, il gas viene convogliato ad un'unità di permeazione singola o multipla. I numeri e l'interconnessione degli stadi a membrana applicati non sono determinati dalla qualità del biometano desiderata ma dal recupero del metano richiesto e dalla specifica richiesta di energia di compressione. I moderni impianti di upgrading con un design più complesso offrono possibilità di recupero di metano molto elevato con quantità di energia relativamente bassa. Si sono realizzati anche compressori multi- modalità che si sono dimostrati economicamente vantaggiosi. La pressione e la velocità di funzionamento del compressore sono entrambi controllati per fornire la qualità e la quantità del biometano prodotto.

6.4 ADSORBIMENTO: PRESSURE SWING ADSORPTION (PSA)

La separazione del gas utilizzando l'adsorbimento fa riferimento al diverso comportamento di adsorbimento che i vari componenti del gas assumono su una superficie solida sotto pressione elevata. Solitamente, vari tipi di carbone attivo o setacci molecolari (zeoliti) sono utilizzati come materiale adsorbente. Questi materiali assorbono selettivamente anidride carbonica dal biogas grezzo, arricchendo così il contenuto di metano del gas. Dopo l'adsorbimento ad alta pressione il materiale caricato adsorbente viene rigenerato da una diminuzione graduale della pressione e lavaggio con biogas grezzo o biologico. Durante questa fase il gas di scarico lascia l'adsorbitore. Successivamente, la pressione viene aumentata nuovamente con biogas grezzo o biologico e l'adsorbitore è pronto per la successiva sequenza di carico. Gli impianti industriali di upgrading utilizzano quattro, sei o nove vasche di adsorbimento in parallelo in posizioni diverse all'interno di questa sequenza in modo da fornire un funzionamento continuo. Durante la fase di decompressione della rigenerazione, la composizione del gas di scarico cambia poiché anche il metano adsorbito viene rilasciato in precedenza (a pressioni più elevate) e la maggior parte dell'anidride carbonica è preferenzialmente desorbita a pressioni inferiori.

Così, i gas di scarico dei primi *step* di decompressione possono essere convogliati indietro verso l'ingresso del biogas grezzo al fine di ridurre la dispersione del metano. Il gas di scarico delle fasi successive di rigenerazione può essere portato ad una seconda fase di adsorbimento, all'unità di trattamento del gas di scarico o può essere scaricato in atmosfera. Visto che l'acqua e l'idrogeno solforato contenuto nel gas potrebbero danneggiare irreversibilmente il materiale adsorbente questi componenti devono essere rimossi prima della colonna di adsorbimento.

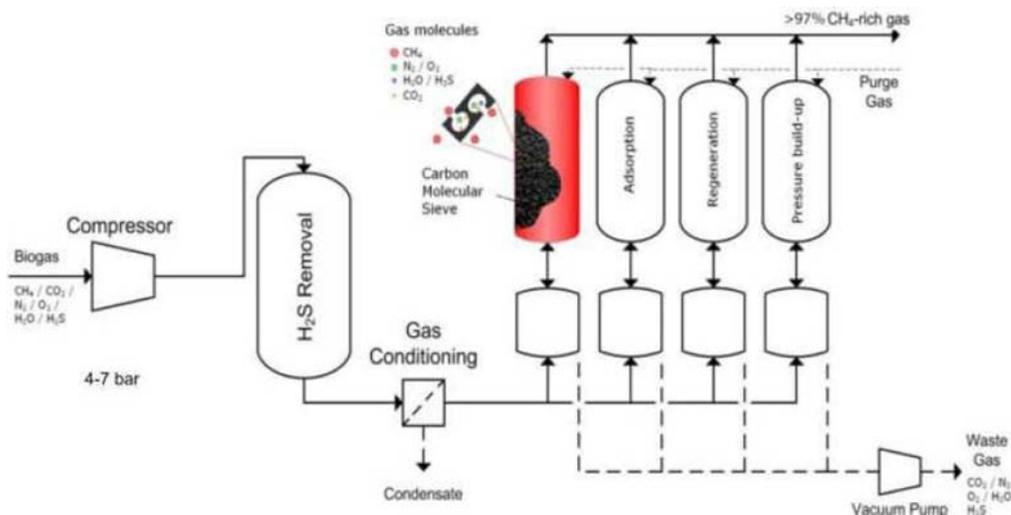


Figura 6.8 -Schema funzionamento tecnologia PSA [56]

6.5 GLI OFFGAS

Il gas di scarico prodotto durante l'upgrading del biogas contiene ancora una certa quantità di metano a seconda della tecnologia di separazione di gas applicata. Visto che il metano è un gas serra, è di vitale importanza per la sostenibilità complessiva della catena di produzione del biometano ridurre al minimo le emissioni di metano nell'atmosfera.

Va detto, che le emissioni di metano da impianti di trasformazione di biogas sono limitate in molti paesi. Inoltre, una maggiore quantità di metano nell'offgas aumenta i costi specifici di upgrading e potrebbe ostacolare la fattibilità economica dell'impianto. Ma non è così semplice in quanto esiste un *trade-off* nella scelta di un dato valore di recupero del metano perché il recupero del metano aumenta sempre più i costi di investimento e funzionamento di una data tecnologia di upgrading. Di conseguenza, il miglior layout dell'impianto in termini economici di solito consente una certa quantità di metano rimanente nel gas di scarico, trattando il gas prima di immetterlo nell'atmosfera.

Il gas di coda può essere:

- miscelato con biogas per essere utilizzato in cogenerazione;
- trattato per ossidazione termica (sistemi di ossidazione senza fiamma);
- trattato per ossidazione catalitica;
- trattato ulteriormente con un secondo passaggio in membrana;
- trattato per recuperare CO₂ e/o essere integrato in sistemi Power-to-gas.

La tecnica più comune per rimuovere il contenuto di metano nell'offgas è l'ossidazione (combustione) e la generazione di calore. Questo calore può essere dissipato nello stabilimento di digestione anaerobica stessa (visto che questo impianto ha spesso una domanda di calore), può alimentare un sistema di teleriscaldamento (se disponibile a livello locale) o deve essere dispersa per raffreddamento. Un'altra possibilità sarebbe di mescolare l'offgas con biogas grezzo e immetterlo in un motore di cogenerazione a gas esistente. In entrambi i casi, il layout dello stabilimento deve essere pianificato con cura visto che il gas di scarico di un moderno impianto di upgrading del biogas raramente contiene metano sufficiente a mantenere una fiamma senza aggiunta di gas naturale o biogas grezzo.

In alternativa, il metano nell'offgas può essere ossidato con un basso potere calorifico di combustione o dalla combustione catalitica. Un certo numero di aziende già offrono tecnologie applicabili economicamente vantaggiose. Questi sistemi forniscono una combustione stabile anche a contenuti di metano fino al 3% nella miscela di combustione con aria. Il trattamento di offgas con contenuto di metano inferiore è sempre più difficile in quanto non viene fornita energia sufficiente durante la combustione di questo gas ed è necessario aggiungere biogas grezzo o biometano al fine di raggiungere un'ossidazione stabile. Questo è il motivo per cui non ha senso scegliere una tecnologia di upgrading con il maggiore recupero possibile di metano perché bisogna sempre fare i conti con il gas di scarico. L'integrazione dell'impianto di upgrading nella struttura di produzione di biogas e il concetto generale del sito di produzione di biometano sono molto più importanti. Soltanto pochissime tecnologie di upgrading con recuperi estremamente elevati di metano forniscono un gas di scarico che può essere immesso direttamente in atmosfera.

6.3 CONFRONTO TRA LE DIVERSE TECNOLOGIE DI UPGRADING DEL BIOGAS

E' difficile fare un paragone universalmente valido tra le diverse tecnologie di upgrading del biogas, perché molti parametri essenziali dipendono fortemente dal contesto locale. Inoltre, le capacità di una certa tecnologia, ad esempio per quanto riguarda la qualità ottenibile del biometano, spesso non corrispondono con l'operazione più economica. Lo sviluppo tecnico della maggior parte dei

metodi di purificazione del biogas al giorno d'oggi è in genere sufficiente a soddisfare tutte le esigenze di un potenziale gestore dell'impianto.

Si tratta solo di trovare un impianto che fornisca l'operazione più economica per la produzione di biometano.

La Tab 6.1 riassume i più importanti parametri del tecnologie di upgrading del biogas descritte, applicate ad una tipica composizione di biogas grezzo.

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

Tabella 6.1-Comparazione tra le diverse tecnologie [59]

Il costo di investimento di un impianto di upgrading di biogas dipende molto dalla sua taglia.

In Fig 6.9 sono messi a confronto i costi di investimento delle varie tecnologie al variare delle capacità di produzione di biogas, esso presenta i costi di investimento per ciascuna tecnologia entro un intervallo-corrispondente allo spessore della linea-poiché i costi specifici dell'impianto dipendono dalle specifiche del sito e dalle opzioni di investimento extra.

Come si può notare per capacità elevate i costi di investimento sono gli stessi per tutte le tecnologie eccetto le membrane che hanno, in questi casi, costi di investimento più alti. Per impianti di piccola taglia i costi aumentano, meno rapidamente per le membrane.

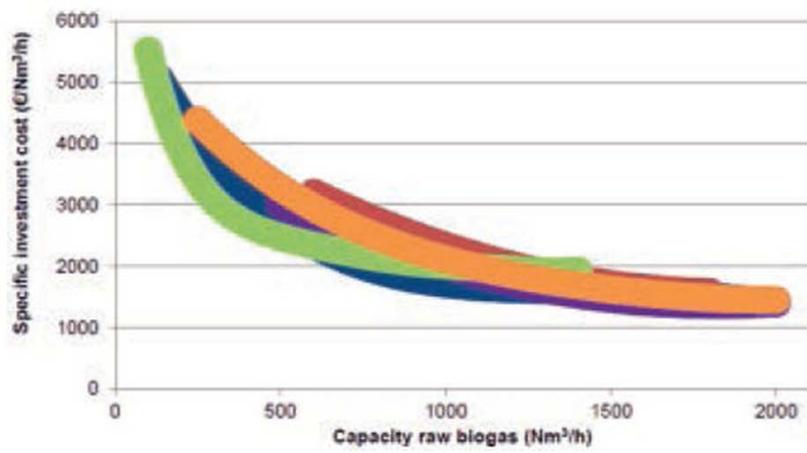


Figura 6.9 -Comparazione costi specifici di investimento delle tecnologie di upgrading di biogas in funzione della taglia dell'impianto [59]

CAP 7 NORMATIVA ED INCENTIVAZIONI

La Direttiva Europea 2003/55 del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale ed abrogativa della direttiva 98/30/CE, autorizza l'immissione anche di altri tipi di gas nella rete del gas naturale. Particolarmente interessante è la possibilità di iniettare in rete il biometano, gas derivante dalla biomassa opportunamente raffinato fino al raggiungimento di caratteristiche qualitative paragonabili a quelle del gas naturale (concentrazione di CH₄ superiore al 95%) così da poter essere utilizzato in sostituzione del metano fossile in tutte le sue applicazioni di rete e nei trasporti.

Il DM del 2 marzo 2018, definisce come rete del gas naturale quella che *“comprende tutte le reti e i sistemi di trasporto e distribuzione del gas naturale e del biometano, incluse in particolare le reti di trasporto e distribuzione del gas naturale i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi (di seguito: “reti con l'obbligo di connessione di terzi”), altre reti di trasporto, i mezzi di trasporto del gas naturale sia allo stato gassoso che liquido, e i distributori di gas naturale liquido o gassoso per i trasporti, anche ad uso privato, compresi quelli non connessi alle reti con l'obbligo di connessione di terzi.”*

L'incentivazione del biometano, in precedenza disciplinata dal DM 5 dicembre 2013, è pertanto oggi normata dal DM del 2 marzo 2018 avendo ricevuto quest'ultimo parere favorevole dalla Commissione Europea che, con la decisione C(2018) 1379 final del 1 marzo 2018, ha considerato il citato DM compatibile con il mercato interno ai sensi dell'art. 107, paragrafo 3, lettera c) del trattato sul funzionamento dell'Unione europea;

Il DM integra e modifica il DM del 10 ottobre 2014 ed il DM del 5 dicembre 2013 alla luce delle nuove norme europee.

L'Arera (autorità di regolazione energia reti e ambienti) con delibera del 29 Marzo 2018 - 173/2018/Rgas ha attivato pertanto il procedimento per l'attuazione delle disposizioni del DM Marzo 2018 conglobando la delibera 239/2017/Rgas per l'aggiornamento delle direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale in ottemperanza della norma CEN EN 16723-1, recepita in Italia con la pubblicazione della norma UNI EN 16723-1;

Alla luce del nuovo decreto, possono usufruire degli incentivi i nuovi impianti di produzione di biometano che sono entrati in esercizio successivamente all'entrata in vigore del decreto (20 marzo 2018) e comunque non oltre il 31 dicembre 2022 e gli impianti esistenti riconvertiti parzialmente o totalmente entro la stessa data, anche con incrementi di potenza.

Per gli impianti di produzione di biogas oggetto di riconversione a biometano, già incentivati sulla produzione elettrica, il periodo di diritto dell'incentivo è pari a quello spettante per impianti nuovi, ed è possibile:

- mantenere l'incentivo elettrico per il residuo periodo di diritto su una quota non superiore al 70% della produzione annua media incentivata calcolata a partire dalla data di esercizio commerciale;

- ottenere, se riconvertiti oltre la data di fine diritto all'incentivo elettrico, il 70% dei CIC (con ritiro per 10 anni e solo il rilascio dei CIC successivamente, nel caso di biometano avanzato).

Per la valutazione della qualità del biometano da immettere in rete si applicano le disposizioni del decreto del Ministero dello sviluppo economico 19 febbraio 2007, delle norme tecniche europee elaborate a supporto del Mandato M/475 e delle norme tecniche nazionali applicabili.

7.1 BIOMETANO SENZA SPECIFICA DESTINAZIONE D'USO

L'incentivo per il biometano immesso nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale, senza specifica destinazione d'uso, è calcolato sulla base della quantità di biometano immesso in rete, al netto dei consumi energetici dei processi di produzione del biometano e di compressione dello stesso ai fini dell'immissione in rete. Se il produttore vende il gas direttamente sul mercato, il beneficio spettante, espresso in €/MWh, è riconosciuto per un periodo di 20 anni a partire dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, ed è pari alla differenza tra il doppio del prezzo medio annuale del gas naturale, riscontrato nel 2012 nel mercato di bilanciamento del gas naturale gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), e il prezzo medio mensile del gas naturale nel medesimo mercato, riscontrato in ciascun mese di immissione del biometano nella rete.

Il valore dell'incentivo, così determinato, viene quindi modulato sulla base della capacità produttiva dell'impianto (C), e in particolare:

- è incrementato del 10% per impianti con taglie fino a 500 standard metri cubi/ora di capacità produttiva;
- non subisce variazioni per impianti da 501 a 1000 standard metri cubi/ora di capacità produttiva;
- è ridotto del 10% per impianti oltre 1000 standard metri cubi/ora di capacità produttiva.

Il Decreto prevede, inoltre, un incremento del 50% all'importo risultante (incentivo + modulazione) qualora il biometano sia prodotto esclusivamente a partire da sottoprodotti.

Per gli impianti con capacità produttiva fino a 500 standard metri cubi/ora, in alternativa alla vendita diretta sul mercato il produttore può optare per il ritiro del biometano da parte del GSE a un prezzo amministrato pari al doppio del prezzo medio annuale del gas naturale registrato nel 2012 sul mercato di bilanciamento, gestito dal GME.

Tipologia	Vendita diretta sul mercato €/Smc								Vendita diretta al GSE €/Smc			
	Impianto biogas nuovo (Smc/h)				Impianto biogas esistente (Smc/h)				Impianto biogas nuovo (Smc/h)		Impianto biogas esistente	
	≤250	251-500	501-1000	>1000	≤250	251-500	501-1000	>1000	≤250	251-500	≤250	251-500
Sottoprodotti tabella 1A	0,57				0,39				0,59		0,24	
Sottoprodotti tabella 1A	0,57	0,57	0,54	0,51	0,39	0,39	0,38	0,37	0,59	0,59	0,24	0,24
Sottoprodotti tabella 1A	0,71	0,71	0,67	0,63	0,45	0,45	0,43	0,41	0,89	0,89	0,36	0,36

Tabella 7.1 -Incentivi monetari per la vendita diretta in rete [48]

7.2 BIOMETANO CON DESTINAZIONE SPECIFICA NEI TRASPORTI

Il biometano immesso nella rete del gas naturale e utilizzato per i trasporti è incentivato tramite il rilascio, per un periodo di 20 anni dall'entrata in esercizio dell'impianto, di Certificati di Immissione in Consumo (CIC) di biocarburanti (DM MIPAAF 29 aprile 2008, n.110) al soggetto che lo immette in consumo nei trasporti. Un CIC attesta l'immissione in consumo di un quantitativo di biocarburanti pari a 10 Gcal. Per il riconoscimento dei CIC è necessario che il biometano immesso in consumo nei trasporti rispetti i requisiti di sostenibilità.

Anche in questo caso, sono previste delle maggiorazioni in funzione della matrice organica in ingresso all'impianto, Tab. 27. Qualora infatti l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione del biometano preveda l'utilizzo esclusivo di una o più delle materie di cui all'articolo 4, comma 3 del Decreto, alla produzione può essere riconosciuto un numero doppio di CIC rispetto a quelli normalmente spettanti (double counting).

SEZIONE A Determinazione del numero dei certificati di immissione in consumo spettanti in caso di utilizzo del biometano nei trasporti					SEZIONE B Determinazione della maggiorazione, in caso di immissione in consumo tramite impianto di distribuzione del produttore di biometano (articolo 4, comma 8 del DM biometano)	
Tipologia impianto	L'impianto di produzione del biometano è alimentato:	G c a l / C I	I certificati vengono rilasciati su una quota percentuale del quantitativo di biometano utilizzato nei	Durata	Determinazione	Durata
nuovo	esclusivamente da biomasse di cui all'art. 4, comma 3 del DM biometano	5	100%	20 anni a decorrere dalla data di prima immissione in consumo del biometano nei trasporti	1,5 * numero CIC determinati nella SEZIONE A	10 anni a decorrere dalla data di prima cessione del biometano
	da biomasse di cui all'art. 4, comma 3 del DM biometano, in codigestione con altri prodotti di origine biologica in percentuale inferiore o uguale al 30 % in peso	5	70%			
		10	30%			
	da altre biomasse, ovvero da biomasse di cui all'art. 4, comma 3 del DM biometano, in codigestione con altri prodotti di origine biologica in percentuale superiore al 30 % in peso	10	100%			
ricoverito	esclusivamente da biomasse di cui all'art. 4, comma 3 del DM biometano	5	70%			
	da altre biomasse	1				

Tabella 7.-Determinazione incentivo nel caso di utilizzo del biometano nei trasporti [49]

Tipologia di matrice organica in ingresso	Maggiorazione riconosciuta
Frazione biodegradabile dei rifiuti urbani a valle della raccolta differenziata	
Sottoprodotti destinati alla produzione di carburanti o a fini energetici (art.33, comma 5-ter del D.lgs 28/11)	1 CIC= 5 Gcal (double counting)
Alghe e materie di origine non alimentare indicate nella tabella 1.B del DM 6 luglio 2012	
Sottoprodotti di cui alla tabella 1.A del DM 6 luglio 2012	

Tabella 7.3-Matrice organica in ingresso all'impianto[49]

7.2.1 OBBLIGHI CIC

Il Decreto MiSE 20 gennaio 2015 ha rideterminato le sanzioni amministrative pecuniarie per il mancato raggiungimento dell'obbligo d'immissione in consumo della quota minima di biocarburanti sostenibili, specificandone le relative modalità di irrogazione. Al riguardo, nel caso in cui si riscontrassero violazioni, si trasmetterà un documentato rapporto all'autorità competente ai fini dell'irrogazione delle suddette sanzioni amministrative:

- per ogni certificato di obbligo mancante e riconducibile a ciascun Soggetto Obligato e nell'anno di riferimento, si applica la sanzione di 750,00 euro;
- La sanzione può essere pagata ridotta a 250,00 euro;
- La sanzione comminata per un anno non estingue l'obbligo di immissione dei biocarburanti e l'obbligo inevaso è riportato per l'anno successivo in aggiunta a quello derivante dall'obbligo relativo allo stesso anno.

7.3 BIOMETANO UTILIZZATO IN IMPIANTO COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO (CAR)

Il biometano immesso nelle reti del gas naturale e utilizzato in impianti riconosciuti dal GSE di "Cogenerazione ad Alto Rendimento" (CAR) è incentivato mediante il riconoscimento delle tariffe del DM 6 luglio 2012 per la produzione di energia elettrica da biogas. L'energia elettrica incentivata è quella cogenerata netta e immessa in rete.

Il biometano utilizzato negli impianti CAR può, pertanto, accedere agli incentivi secondo le modalità e i livelli di incentivazione definiti dal Decreto 6 luglio 2012.

L'incentivo è riconosciuto al netto dei consumi energetici dell'impianto relativi ai processi di produzione del biometano ed eventuale compressione ai fini dell'immissione in rete, nonché di produzione di energia elettrica in cogenerazione ad alto rendimento. Qualora il biometano sia utilizzato in un sito diverso da quello di produzione e trasportato tramite la rete del gas naturale, il soggetto produttore deve sottoscrivere un contratto bilaterale di fornitura del biometano con il soggetto che lo utilizza per la produzione di energia elettrica. Tale contratto, che specifica anche la durata della fornitura del biometano, è inviato in copia al GSE che può disporre i relativi controlli.

7.4 RICONVERSIONE DI IMPIANTI ALLA PRODUZIONE DI BIOMETANO

Al biometano prodotto da impianti a biogas, gas di discarica, gas residuati da processi di depurazione e syngas prodotto per via termochimica che siano già in esercizio al 18 dicembre 2013 (data di entrata in vigore del Decreto) e che, successivamente a tale data, siano riconvertiti completamente alla produzione

di biometano o utilizzino parte del gas o del biogas prodotto per la produzione di biometano, è riconosciuto:

- il 40% degli incentivi spettanti all'analogo nuovo impianto nel caso di immissione nella rete di trasporto e distribuzione del gas naturale o di utilizzo in impianti di cogenerazione ad alto rendimento;
- il 70% dell'incentivo assegnato all'analogo nuovo impianto nel caso di utilizzo nei trasporti, previa immissione nella rete del gas naturale.

Possono accedere agli incentivi previsti dal Decreto anche gli impianti esistenti che, prima della riconversione, già beneficiano o hanno beneficiato di incentivi per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

CAP 8 CASE STUDY

8.1 L'impianto AGRI POWER PLUS di Borgo Bainsizza(LT)

L'impianto in oggetto, di proprietà della AGRI POWER PLUS Società Agricola S.r.l ubicato in Comune di Latina località Borgo Bainsizza, è operativo dal novembre 2011 ed è il primo impianto a biogas da 1 MW realizzato nella Provincia di Latina e alimentato da prodotti e sottoprodotti. È un impianto di produzione di energia elettrica da biogas prodotto dalla digestione (fermentazione) anaerobica in condizioni mesofila ad una temperatura costante di 39°C di biomasse agricole, derivate da colture energetiche, sottoprodotti dell'agroindustria e dell'industrie alimentari. Tale biogas, costituito essenzialmente da metano e anidride carbonica, viene avviato alla combustione in un motore endotermico in assetto cogenerativo (circa 7.800.000kWh /anno ceduti al Gestore della rete Elettrica Nazionale al netto dell'autoconsumo). L'energia termica è invece, al netto dell'autoconsumo, ceduta attraverso teleriscaldamento alla confinante azienda florovivaista , che la utilizza per il riscaldamento delle proprie coltivazioni in serra(fino a 7.500MWh/anno).

8.1.1 LE BIOMASSE UTILIZZATE

L'alimentazione dell'impianto è garantita dal carico costante di liquami bovini , dei sottoprodotti agro-industriali e degli insilati di mais e triticale, con addizione di acqua per raggiungere il giusto grado di sostanza secca della miscela in entrata. Sono avviati alla digestione i seguenti quantitativi di materiale:
Il quantitativo complessivo di materiale trattato è pari a circa 21.300 ton /anno (tab 8.1).

Biomassa in ingresso	Ton /anno
Liquami bovini	1.000
Insilato di Triticale	7.000
insilato di mais	11.300
acqua	2.000
TOTALE	1.300

Tab. 8.1 distinta matrici di carico.

Colture Energetiche

Le colture dedicate impiegate nell'impianto in oggetto sono gli insilati di triticale e mais, che vengono appositamente coltivate per l'alimentazione dell'impianto a biogas. Vengono entrambe raccolte in fase di maturazione lattea: il triticale viene raccolto in aprile-maggio, mentre il mais in agosto-settembre.

La trinciatura avviene contemporaneamente alla raccolta. Il prodotto viene quindi trasportato all'impianto di biogas già trinciato e ciò sicuramente evita la formazione di polveri in impianto. Il trinciato di triticale e di mais viene quindi stoccato (Fig.8.2) nei silos orizzontali d'impianto (denominati trincee).

Ogni strato di insilato viene compattato con gli stessi mezzi agricoli (ad esempio con pala gommata, ruspa...). Una volta che l'insilaggio è avvenuto, i silos orizzontali vengono coperti con un telone per evitare il contatto dell'insilato con gli agenti atmosferici (precipitazioni , venti) e con l'aria.



Figura 8.2- fase di insilaggio del trinciato di mais

Deiezioni animali

Si utilizzano nell'impianto di biogas le deiezioni bovine prodotte in un allevamento limitrofo.

La configurazione nominale dell'impianto a biogas prevede di avere a disposizione circa 2,7 ton/gg di liquame bovino avente densità media pari a 1 ton/m³.

Sottoprodotti

I sottoprodotti utilizzati nell'impianto sono scarti della produzione agricola e dell'industria alimentare quali: sansa ottenuta dalla lavorazione delle olive , oli vegetali, frutta e dolci. Questi sottoprodotti prendono parte alla miscelazione, le varie biomasse vengono introdotte in diverse percentuali con lo scopo di ottimizzare le rese di biogas.

Approvvigionamento delle biomasse

Come precedentemente indicato, la configurazione di carico nominale prevede l'impiego di circa 11.300 ton/anno di insilato di mais al 33% s.s. e circa 7.000 ton/anno di insilato di triticale al 35 % s.s. Alle quantità

sopra considerate si aggiunge una quantità di liquame proveniente da allevamento bovino pari a 1000 ton/anno.

Le superfici da dedicare alle coltivazioni delle biomasse per l'alimentazione dell'impianto ammontano a circa 150 ha in doppio raccolto, terreni che la società ha direttamente in gestione.

Per quanto riguarda l'approvvigionamento dei sottoprodotti (dolci e scarti agroindustriali) questi vengono "acquistati" in base alla necessità ad un basso costo perlopiù dovuto alle spese di trasporto dall'azienda che li fornisce fino all'impianto.

Caratteristiche generali dell'impianto

L'impianto è progettato per erogare una potenza elettrica di 999 kW (potenza termica nominale complessiva pari a 2,4 MWt), con una produzione annua pari a circa 7.830.000 kWh/anno, un risparmio d'energia primaria pari a 1.712 Tep e mancate emissioni d'anidride carbonica pari a 4.900 ton/anno.

TIPOLOGIA VASCA	Volume di lavoro [m3] Ca.	Dimensioni interne [m]
1 pozzetto raccolta acque trincee	8	2 x 2 x 2 m
1 pozzetto raccolta acque piazzale	8	2 x 2 x 2 m
Digestore Primario A (costruito con elementi prefabbricati precompressi, dotato di copertura e riscaldato)	2.570	25,5 x 6,0 m
Digestore Primario B (costruito con elementi prefabbricati precompressi, dotato di copertura e riscaldato)	2.570	25,5 x 6,0 m
Vasca di stoccaggio del digestato A (realizzata con elementi prefabbricati)	4.970	30,81 x 7,0 m
Vasca di stoccaggio del digestato B (realizzata con elementi prefabbricati)	4.970	30,81 x 7,0 m

Tabella 8.2-Alcuni volumi dell'impianto

La produzione di energia elettrica si considera costante per tutto l'anno, poiché le biomasse sono stoccate in apposite strutture per essere poi avviate gradualmente alla valorizzazione energetica, con un dosaggio tale da assicurare un contenuto di sostanza secca e di carico organico del materiale introdotto sempre costante. Il materiale derivato dalla digestione anaerobica (digestato) è utilizzato come ammendante nei terreni gestiti dalla società agricola.

Descrizione del ciclo produttivo

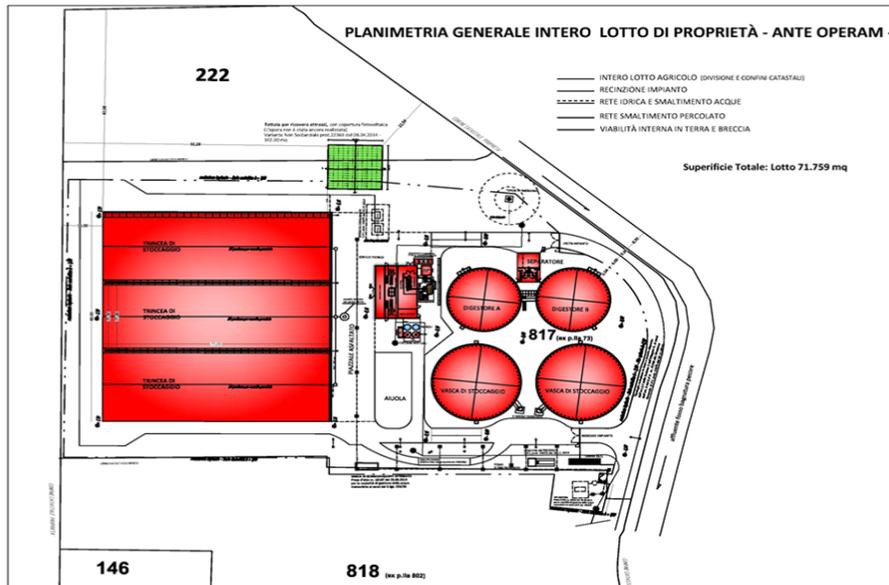


Fig. 8.3 Layout Impianto

Ricezione, stoccaggio e introduzione delle biomasse

I materiali introdotti all'interno dei miscelatori sono i seguenti:

- Liquame bovino;
- Insilati di triticale e mais;
- Acqua;
- Sottoprodotti agroindustriali.

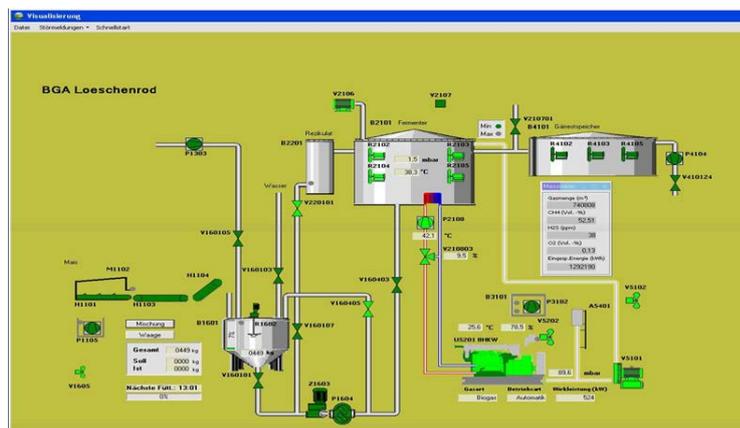


Fig 8.4-Schermata principale del PC di controllo

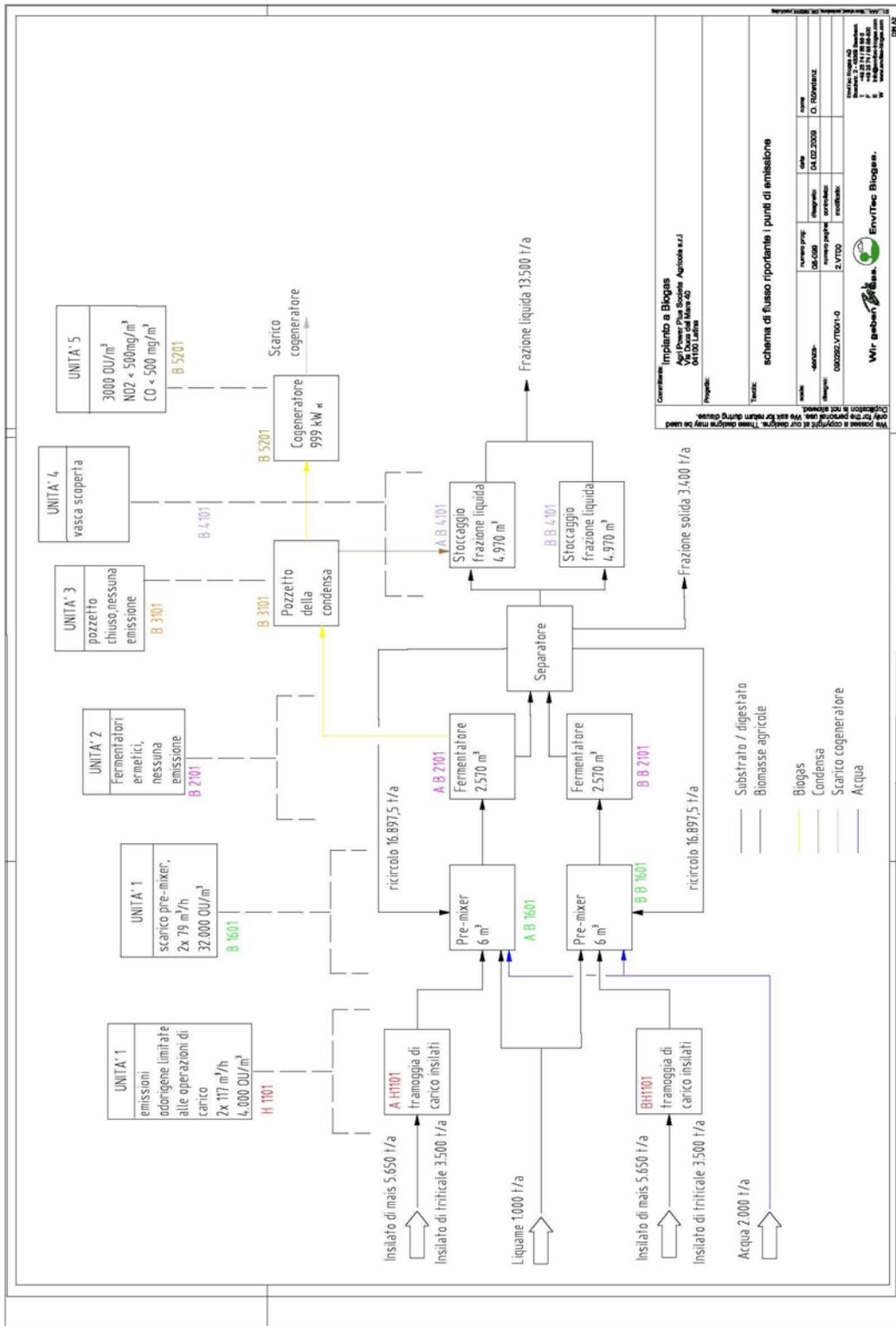


Figura 8.5 - Schema di flusso dell'impianto

La proporzione di ciascun singolo componente che rappresenta la "ricetta" di alimentazione viene visualizzata mediante il programma di inserimento nel menu *Visualisation* (Fig. 8.4). La quantità di ciascuna sostanza che viene aggiunta alla miscela viene pesata, controllata e registrata dalle celle di

pesatura del controllo di miscelazione. Nello schema di Fig 8.5 si descrive come i materiali in ingresso vengono introdotti nel serbatoio di miscelazione.

Introduzione del liquame bovino

Il liquame proveniente dall'azienda limitrofa all'impianto a biogas viene caricato nella vasca di raccolta (Fig.8.7), della capacità di 30 m³ in materiale Polietilene, e da qui pompato alternativamente nei 2 serbatoi di pre-miscelazione.



Figura 8.7- Vasca di raccolta liquame

Introduzione degli insilati e dei sottoprodotti

Gli insilati di tritcale e mais, così come i sottoprodotti, vengono stoccati presso le trincee dell'impianto. Gli insilati vengono fresati, raccolti con pale gommate e scaricati nel bunker in c.a.(Fig.8.8) dell'edificio tecnico all'interno del quale si trovano i nastri trasportatori a tapparelle



Figura 8.8-Tramoggia di carico per gli insilati

metalliche che convogliano gli insilati nelle rispettive coclee e successivamente nei serbatoi di pre-miscelazione.

Un dispositivo di controllo funge da unità di protezione dal sovraccarico e impedisce che il nastro trasportatore introduca troppo materiale nel trasportatore per materiali solidi. Quando il livello di riempimento della zona di alimentazione è troppo elevato, tutti i dispositivi di azionamento del trasportatore di uscita vengono disattivati.

I dispositivi di azionamento vengono riattivati soltanto quando il livello di riempimento scende di nuovo al di sotto del massimo. Il processo di riempimento si arresta non appena viene trasferita la quantità calcolata o preimpostata.

Introduzione del materiale di ricircolo

Il contenuto di sostanza secca della miscela presente all'interno del serbatoio di miscelazione deve raggiungere un massimo del 10%. Per aggiustare la percentuale di sostanza secca viene aggiunto del substrato proveniente dal fermentatore. Questo viene introdotto attraverso il condotto di ricircolo nel serbatoio di miscelazione mediante la pompa. Il processo di pompaggio si arresta non appena viene trasferita la quantità calcolata o preimpostata.

Introduzione dell'acqua

Nel serbatoio di miscelazione viene aggiunta acqua per amalgamare la massa dal pozzetto usando la pompa. Aggiungendo acqua da un lato si aumenta la pompabilità della miscela e dall'altro si è in grado di regolare il contenuto di ammonio nella miscela.

Serbatoi di pre-miscelazione

I serbatoi di pre-miscelazione hanno una capacità di circa 6 m³ ciascuno e sono recipienti chiusi in acciaio inox. I substrati vengono omogeneizzati dagli agitatori. Se si desidera, è possibile attivare l'agitatore mediante il menu Visualisation ad ogni aggiunta dei singoli ingredienti. Una volta aggiunte tutte le biomasse, il substrato viene omogeneizzato. Il tempo di azionamento dell'agitatore viene inserito mediante il menu Visualisation ed è regolabile. Una volta terminata la fase di attività dell'agitatore, il substrato viene tritato con un sistema Rotacut (polverizzatore) che tritura il materiale grezzo e lo prepara alla decomposizione biologica, quindi viene pompato mediante le pompe a spirale eccentrica nei rispettivi fermentatori. Il processo di pompaggio è controllato dal sistema di pesatura e continua finché non viene raggiunto un livello di riempimento minimo

preimpostato (limite inferiore) nei serbatoi di pre-miscelazione. Le pompe e i trituratorini sono installati nel locale di miscelazione (Fig.8.9) dell'edificio tecnico.

Le quantità giornaliere dei singoli substrati vengono suddivise in 12 - 24 miscele preparate in sequenza nel recipiente di miscelazione. Tutte le pompe di substrato sono dotate sul lato in pressione di un pressostato con due impostazioni di azionamento. La prima impostazione di azionamento si attiva quando viene superata la sovrappressione ammessa. La seconda impostazione di azionamento si attiva quando per un dato intervallo di tempo non viene raggiunta la pressione minima impostata per il funzionamento della pompa. L'attivazione di uno o entrambi i contatti di azionamento del pressostato interrompe l'operazione di pompaggio e genera un segnale d'allarme mediante il telefono d'allarme. Se si verifica un errore durante l'operazione di miscelazione, l'operazione può essere portata a termine in modalità manuale. Tutti gli elementi di azionamento possono essere attivati mediante il menu Visualisation in modalità manuale.



Fig.8.9-Locale di miscelazione con trasportatori del substrato e serbatoio di miscelazione

Fermentazione

I fermentatori sono vasche in cemento armato prefabbricato a base circolare isolati con pannelli esterni e rivestiti da lamiera metallica trapezoidale. Gli elementi prefabbricati, aventi un'altezza di 6,00 m, sono annegati nella platea di fondazione in c.a. gettata in opera. Nei fermentatori, aventi una capacità netta di 2.570 m³ ciascuno, il processo di digestione anaerobica viene condotto nell'intervallo di temperatura mesofilo, tra 35 e 40 °C. Il fermentatore è un reattore continuo in cui il substrato viene mantenuto costantemente agitato al fine di creare una miscela completamente

omogenea. L'introduzione temporizzata delle biomasse avviene mediante tubazione apposita per il substrato che termina al di sopra del livello di massimo battente nel fermentatore.

I fori di passaggio nella parete per le tubazioni del substrato sono al di sopra del livello del suolo e pertanto sono sempre visibili. A seconda delle quantità (volumi) di substrato inserite, ne viene trasportato per tracimazione un volume corrispondente nel serbatoio di stoccaggio del digestato mediante tubo di tracimazione immerso nel fluido in fermentazione. Un tubo flessibile pneumatico nella tubazione di tracimazione è immerso appena sotto il livello del fluido nel fermentatore. Questo tubo flessibile viene usato per insufflare aria fornita dal compressore nel tubo di tracimazione a intervalli regolari per aiutare il digestato a percorrere liberamente il condotto di tracimazione.

Al di sopra del materiale in fermentazione si trova un accumulatore pressostatico, realizzato con film a tenuta di gas.

Requisiti minimi del serbatoio del gas	
Permeabilità al gas in riferimento al metano	<1.000cm ³ /m ² /giorno/bar
Resistenza allo strappo	min. 500 N / 50 mm
Resistenza alla tensione	min. 250 N / 50 mm
Intervallo di temperatura	-30 – +50 °C

Tab. 8.3 - Requisiti minimi del serbatoio del gas

La densità del gas per il film usato nel fermentatore (film a tenuta di gas incerato resistente agli agenti atmosferici), è stata testata a norma DIN 53380 a una temperatura di 23°C e con un gradiente di pressione da vuoto pneumatico a 1 bar. Il produttore, Wiefferink GmbH, conferma la permeabilità di 400 mg/m²/giorno/bar. L'accumulatore pressostatico è composto da un film a tenuta di gas, un materiale a base di PVC rinforzato con tessuto rivestito in poliestere con un peso di circa 850 g/m², sostenuto da un pilastro centrale in legno massiccio. Il lato interno del film è rinforzato con nastri di poliestere ancorati alla piastra di colmo al centro del tetto mediante bulloni e piastre di fissaggio. Le caratteristiche statiche della copertura tengono conto del carico proprio e del carico dovuto a vento e neve. In ognuno dei 2 fermentatori sono installati quattro agitatori. Gli agitatori vengono utilizzati per miscelare il substrato e per assicurare una miscela omogenea in ogni sua parte durante la fermentazione .

Essi possono essere riposizionati usando i dispositivi di sollevamento e rotazione per migliorare l'omogeneità della miscela e prevenire la formazione di una crosta superficiale all'interno del fermentatore. Gli agitatori vengono utilizzati solo in immersione. I fermentatori vengono riscaldati

con un sistema di tubazioni sovrapposte in acciaio inox fissate internamente a parete per compensare la perdita di calore e riscaldare i substrati appena aggiunti.

Desolforazione

Il biogas contiene una piccola quantità di acido solfidrico (H_2S), che deve essere eliminato prima dell'utilizzazione dello stesso. Per questo motivo il gasometro sovrastante il fermentatore è dotato di un impianto di desolforazione biologica. Mediante un compressore, una piccola quantità d'aria, continuamente controllata, viene introdotta nel serbatoio di raccolta del gas.

La quantità d'aria viene regolata secondo il contenuto di acido solfidrico. Quando il contenuto di acido solfidrico aumenta, l'aria introdotta aumenta di conseguenza, e quando il contenuto di acido solfidrico diminuisce viene analogamente ridotta l'aria in ingresso. Il tasso di ossigeno del biogas viene misurato e visualizzato. Il tasso di ossigeno deve rientrare tra un minimo dello 0,1% in volume e un massimo dello 0,8% in volume.

Il tasso d'ossigeno non dovrà eccedere il 6% in volume in nessuna circostanza.

Per evitare il riflusso di biogas nell'aria introdotta è installato un inibitore nel fermentatore. Nel processo di desolforazione biologica, i batteri dapprima ossidano l'acido solfidrico in ione solfato e quindi riducono il solfato formando zolfo elementare. Per i batteri è normalmente sufficiente un tasso di ossigeno ridotto (< 1% in volume). I batteri sono presenti sulle superfici del serbatoio del gas del fermentatore.

È presente un leggero deposito solido sopra la sospensione semiliquida. Lo strato di deposito fornisce umidità e nutrimento ai batteri.

Lo zolfo elementare si accumula sulle superfici dei fermentatori, specialmente sulla superficie del fluido in fermentazione, ed è visibile sotto forma di strato bianco-giallastro. Questi depositi di zolfo elementare vengono successivamente rimossi dalla camera di sospensione assieme al residuo di fermentazione e non ne viene permesso l'accumulo nel fermentatore.

Le rese di abbattimento, variabili in funzione delle caratteristiche locali di temperatura e del tempo di reazione, possono raggiungere il 95%. La concentrazione di H_2S nel biogas è pari a circa lo 0,02 % in volume, valore molto inferiore a quanto prescritto, cioè lo 0,1 % in volume.

Condotti di ricircolo

La sospensione semiliquida di digestato presente nei condotti di ricircolo (Fig.8.10) è necessaria per miscelare, preriscaldare ed amalgamare le biomasse in ingresso nei serbatoi di miscelazione.

I condotti di ricircolo vengono riempiti mediante un tubo di trascinamento separato immerso nel fermentatore. Per bilanciare la pressione, i condotti di ricircolo sono collegati al serbatoio del gas dei

fermentatori mediante un tubo di recupero gas con valvola di intercettazione situata al di sopra del fluido.

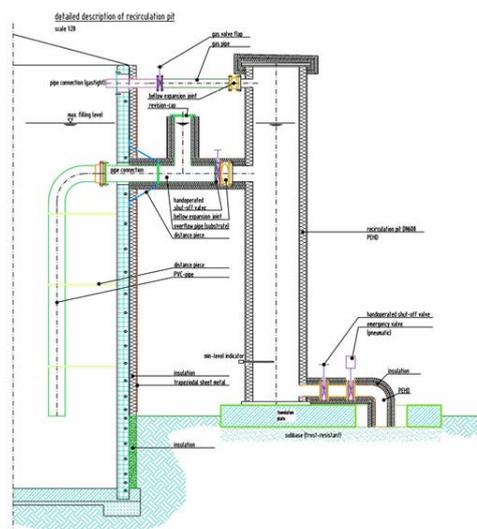


Figura 8.10-Condotto per ricircolo

Il tubo di aspirazione dei condotti di ricircolo è dotato di una valvola pneumatica che chiude in sicurezza il tubo di aspirazione in caso di interruzione dell'alimentazione o di livello di riempimento troppo basso. La miscela in fermentazione viene pompata nei serbatoi di pre-miscelazione mediante le pompe per il substrato. I condotti di ricircolo sono in PEHD (polietilene ad alta densità) con isolamento e rivestimento in lamiera di alluminio.

Circuito di condensazione e preparazione del biogas

Il biogas proveniente dal fermentatore è caldo e umido. Per poter utilizzare il biogas nell'impianto di cogenerazione, deve prima essere raffreddato e deumidificato in quanto l'umidità danneggerebbe il motore a combustione. Il biogas viene trasferito all'impianto di cogenerazione attraverso tubi interrati. Prima di giungere nel cogeneratore il biogas necessita di un raffreddamento sia per abbassarne la temperatura rendendola idonea al cogeneratore, sia per deumidificarlo. Il tutto viene fatto con un chiller di potenza 44kW Modello MTA CY171.

La condensa viene separata in una trappola ad acqua all'interno del condotto per condensa (Fig.8.11). La trappola ad acqua impedisce perdite d'acqua non controllate.

La pompa sommersa motorizzata è installata nel condotto per la condensa e pompa la condensa agli stoccaggi secondo il livello previsto dal programma di gestione.

Il livello di riempimento viene monitorato mediante un interruttore a galleggiante, che aziona un allarme e attiva l'arresto di emergenza se vengono superati i limiti inferiore o superiore.



Fig. 8.11-Pozzetto per la condensa (senza trappola ad acqua per maggiore visibilità)

Sono presenti tre interruttori a galleggiante che si azionano a livelli diversi:

1. Unità di sicurezza di livello massimo: il livello di riempimento non può superare un massimo definito, in quanto questo comporterebbe l'ingresso di acqua nel tubo del gas. Quando l'interruttore a galleggiante si attiva, aziona un allarme e avvia un arresto di emergenza completo dell'impianto.
2. Punti di attivazione inferiore e superiore: quando viene raggiunto il punto di attivazione superiore, la pompa per la condensa si avvia e continua a funzionare finché non viene raggiunto il punto di attivazione inferiore. Questo interruttore si trova al di sopra della trappola ad acqua.
3. Unità di sicurezza di livello minimo: il livello di riempimento non può scendere al di sotto di un livello minimo definito in quanto la pressione di ritorno del fluido nella barriera fluida si abbasserebbe e potrebbe determinare la fuga di biogas spinto dalla pressione nel fermentatore (segnale d'allarme). Quando l'interruttore a galleggiante si attiva, aziona un allarme e avvia un arresto di emergenza completo dell'impianto.

Stoccaggio del residuo di fermentazione, separatore solido-liquido

L'Impianto a Biogas è dotato di separatore solido – liquido (Fig.8.12) del materiale digerito, in modo da ottimizzare la gestione dei reflui aziendali. Il sistema comprende separatore, vibratore, pompa, mixer e quadro elettrico di comando a gestione elettromeccanica.

Il refluo viene compresso da una coclea in un vaglio cilindrico costituito un cilindro d'acciaio: la frazione liquida passa attraverso i fori, quella solida viene pressata dalla coclea presente all'interno del cilindro. Un deflettore permette di regolare il flusso in uscita del separato solido, che sarà tarato sulla base delle caratteristiche del separato solido che si intende ottenere e cioè con una percentuale di sostanza secca pari a circa il 25%.

Principali caratteristiche tecniche del separatore:

- potenza installata (kW) 5,5;
- massima portata idraulica (m³/h) 10.

Si prevede che dopo la separazione del digestato in uscita, che ammonta a circa 16.900 ton/anno si otterranno 13.500 ton di frazione liquida e circa 3.400 ton di frazione solida palabile.



Figura 8.12-Separatore elicoidale a compressione

Stoccaggio del digestato

Le 2 vasche di stoccaggio raggiungono una capacità di 4.970 m³ ciascuna, per un volume complessivo di stoccaggio pari a 9.940 m³. L'unità di stoccaggio è una vasca a base circolare realizzata con elementi prefabbricati in cemento armato.

Gli elementi di parete sono immersi alla base in una platea di calcestruzzo gettato in opera. Nella vasca di stoccaggio sono installati gli agitatori. Il digestato passa attraverso i tubi di tracimazione dai fermentatori agli stoccaggi.

In prossimità della vasca di stoccaggio vi è installata una stazione di scarico per il digestato. Al di sotto del tubo di scarico è installata una piastra delle dimensioni di 4 x 6 m con pendenza verso un pozzetto cieco in cui può essere raccolto il residuo dal tubo di scarico una volta riempite le autobotti.

Utilizzo del gas, stazione di lubrificazione, torcia di emergenza, caratterizzazione combustibili
Impianto di cogenerazione e utilizzo del gas.

Le apparecchiature per l'utilizzo del gas sono installate all'interno dell'edificio tecnico. L'impianto di cogenerazione è basato su un motore a ciclo otto Modello JMS 416 GS-B.L, produttore Jenbacher, con potenza elettrica totale di 999 kW, avente le seguenti caratteristiche:

- rendimento elettrico pari a 41,6%;
- rendimento termico pari a 41,2%;
- rendimento globale di 82,7%.

L'energia termica disponibile annualmente, al netto del fabbisogno dei fermentatori ammonta a circa 6.700.000 kWh, che sono utilizzati per riscaldare serre florovivaistiche adiacenti la sede dell'impianto. Per poter utilizzare il biogas nell'impianto di cogenerazione, la pressione del gas deve essere aumentata dal compressore del gas. La potenza del compressore è regolata dal programma di gestione. L'impianto di cogenerazione e il compressore per gas sono installati nell'edificio del cogeneratore. Per limitarne la rumorosità, il motore di cogenerazione è installato in container insonorizzato. Il biogas viene valorizzato nell'impianto di cogenerazione e l'energia risultante viene convertita in elettricità dal generatore. L'aria per la combustione viene aspirata dall'esterno mediante ventola di aspirazione aria. L'aria di scarico viene espulsa attraverso un silenziatore. I condotti di aspirazione e scarico dell'aria sono dotati di smorzatori per la riduzione della rumorosità. Il condotto di aspirazione inoltre è dotato di filtro antipolvere. Il gas di scarico prodotto dal processo di combustione del gas nell'impianto di cogenerazione viene condotto al silenziatore verticale del gas di scarico mediante un sistema di tubi di scarico. L'energia termica generata viene recuperata e usata per il riscaldamento delle serre vicine.

Inoltre è possibile usare il calore generato dall'impianto a cogenerazione per l'impianto di trattamento del residuo e altri processi di riscaldamento.

Il sistema di regolazione del gas, completo di trappola antifiamma, è installato a monte dell'impianto di cogenerazione e dei bruciatori per impedire un ritorno di fiamma nei condotti.

Stazione lubrificazione a olio

L'impianto di cogenerazione necessita di lubrificazione con olio minerale per essere utilizzato senza problemi. Le stazioni di lubrificazione sono collocate nelle sale controllo dell'impianto di

cogenerazione, separate dall'impianto stesso. L'olio nuovo e l'olio esausto vengono stoccati in recipienti certificati CE.

Bruciatore di emergenza

Il bruciatore del gas è controllato dalla pressione del gas nel fermentatore. Il bruciatore si accende automaticamente quando viene raggiunta una determinata pressione massima (impostata nel sistema di comando). La disposizione dei controlli di pressione e il sistema di monitoraggio della fiamma garantiscono un funzionamento in sicurezza. I bruciatori possono essere controllati regolarmente in modo automatico, mediante l'unità di comando.



Fig. 8.13 Torcia di emergenza

Caratterizzazione dei combustibili

Il combustibile utilizzato dall'impianto è biogas derivante dal processo di digestione anaerobica mesofila di deiezioni animali di produzione aziendale, sottoprodotti agroindustriali, di insilato di mais e di triticale.

Si riportano le caratteristiche tipiche del biogas:

- portata complessiva circa 481 Nm³/h
- metano CH₄ circa 55%

- anidride carbonica CO₂ circa 45%
- piccole quantità di ammoniacca, azoto, idrogeno solforato
- tracce di ossigeno, idrogeno
- P.C.I. circa 21.100 kJ/Nm³
- densità 1,1 – 1,2 kg/Nm³
- temperatura di autoaccensione 700 °C
- limiti di infiammabilità 6-12 vol % in aria

La composizione chimica del biogas è soggetta a lievi oscillazioni dovute a fluttuazioni delle reazioni di decomposizione della sostanza organica. Il contenuto di composti solforati nel biogas, espressi come H₂S, sarà inferiore al limite dello 0.1% v/v .

EMISSIONI

L'impianto di produzione di energia da fonti rinnovabili sostanzialmente è composto da un motore endotermico, modello JMS 416 GS-B.L, a combustione interna alimentato a biogas di potenza termica nominale complessiva inferiore a 3 MW. I limiti previsti dal D.L.gs 152/2006 (Tab.8.4), essendo di potenza termica nominale complessiva inferiore a 3 MW, sono sin ora stati ampiamente rispettati grazie al catalizzatore ossidante, il sistema Leanox e il post-combustore.

Inquinante	Limite(mg/Nmc)	Concentrazione rilevata (mg/Nmc)
		Punto di emissione E1
CO	800	257
NO ₂	500	432
COT	150	12
HCl	10	2,66

Limiti di emissione Atto n. 80967 del 4/12/2009 della Provincia di Latina

Taba 8.4-Comparazione Emissione con i limiti secondo D.L.gs 052/06

Il rilevamento dei fumi nel 2016 è avvenuto ad aprile con i seguenti risultati:

Condizioni meteorologiche al momento del prelievo:

- Pressione mbar 1.012
- Temperatura dell'aria °C 20

Parametri fisici

- Direzione del flusso verticale
- Diametro condotta al punto di prelievo m 0,34
- Temperatura media al punto di prelievo °C 227
- Velocità media al punto di prelievo m/sec 22,1
- Portata effettiva mc/h 7.228
- Portata normalizzata Nmc/h 3.946
- Umidità % 1,23
- Portata normalizzata anidra Nmc/h 3.897

Parametri chimici riferiti alla portata normalizzata anidra e a tenore di Ossigeno del 5%

- Ossigeno (O₂) % 7,36
- Monossido di carbonio (CO) mg/Nmc 257
- Ossidi di azoto (NO_x) espressi come NO₂ mg/Nmc 432
- Carbonio Organico Totale (COT) mg/Nmc 12
- Acido cloridrico (HCl) mg/Nmc 2,66
- Acido fluoridrico (HF) mg/Nmc 0,15

Flusso di massa

- Monossido di carbonio (CO) g/h 1.001
- Ossidi di azoto (NO_x) espressi come NO₂ g/h 1.683
- Carbonio Organico Totale (COT) g/h 46,8
- Acido cloridrico (HCl) g/h 10,4
- Acido fluoridrico (HF) g/h 0,04

Con l'emanazione del D.M. 19-5-2016 n. 118 del Ministero dell'Ambiente, sono stati aggiornati i valori delle emissioni in atmosfera del carbonio organico totale (COT) per gli impianti alimentati a biogas, disciplinati dalla parte V del Codice Ambientale (D.Lgs. 152/06).

Il decreto COT, è costituito da un unico articolo e che modifica il valore limite di emissione del parametro «carbonio organico totale (COT)» in caso di alimentazione a biogas escludendo la componente metanica dalla misura del COT facendo salve eventuali diverse prescrizioni che possono derivare, a livello regionale, dai programmi di qualità dell'aria. A fronte dell'esclusione della componente metanica, i nuovi limiti dei COT, nel caso dei motori a combustione interna, passa da 150 mg/Nm³ a 100 mg/Nm³ (tab.6.III).

Il decreto stabilisce, inoltre, che per gli impianti installati prima dell'entrata in vigore del regolamento (30 giugno 2016), i nuovi valori di emissione in atmosfera devono essere rispettati entro il 31 dicembre 2016.

Agli impianti che utilizzano il biogas di cui all'allegato X si applicano i valori di emissione indicati alle **lettere a), b) e c)**.
a) nel caso si tratti di motori a combustione interna i valori di emissione, riferiti a un tenore volumetrico di ossigeno pari al 5% nell'effluente gassoso anidro, sono:

	Potenza termica nominale installata	
	≤3MW	>3MW
carbonio organico totale (COT) escluso il metano, salvo il caso in cui i provvedimenti di cui all'articolo 271, comma 3 o le autorizzazioni di cui all'articolo 271, comma 5, ne prevedano l'inclusione	100 mg/Nm ³	100 mg/Nm ³
monossido di carbonio (CO)	800 mg/Nm ³	650 mg/Nm ³
ossidi di azoto (espressi come NO ₂)	500 mg/Nm ³	450 mg/Nm ³
Composti inorganici del cloro sotto forma di gas o vapori (come HCl)	10 mg/Nm ³	10 mg/Nm ³

Tabella 8.5-Limite emissivi introdotti dal D.M. 19/05/2016

Poiché l'impianto produce energia elettrica e termica da fonte rinnovabile è possibile valutare l'emissione di CO₂ evitate dalla produzione delle stesse quantità di energia attraverso sistemi tradizionali di riferimento. Per la produzione di energia elettrica si considera come tradizionale quella prodotta dalla rete elettrica Nazionale (ENEL).

Facendo riferimento ai fattori di emissione valutati da ISPRA nel Report 2017 e all'energia immessa dall'impianto otteniamo i seguenti risultati:

$$\text{Emissioni Enel} = \text{Energia elettrica} * \beta$$

ANNO	kWhe immessi	Fattore di emissione β sistema tradizionale (Kg CO ₂ /kWhe)	t CO ₂ equiv evitate
2011	1.084.560	0,546	592,17
2012	7.005.040	0,560	3.922,824
2013	7.067.248	0,555	3.922,323
2014	6.979.952	0,574	4.006,492
2015	7.560.864	0,544	4.113,11
2016	7.989.840	0,552	4.410,39

Tabella 8.6-tCO₂ evitate dalla produzione di energia elettrica

Per il sistema di riferimento, le tonnellate di CO2 prodotte per la produzione di energia termica, sono state valutate utilizzando alcuni coefficienti di emissione media, in particolare per le caldaie industriale α è 0,2 kg(CO2)/kWh primaria .

A questo punto è stata valutata l'energia primaria consumata da caldaia :

$$\text{Consumo caldaie} = \frac{\text{Energia resa caldaia}}{\eta_{\text{caldaia}}(0,9)} = \frac{\text{MWh}}{\text{anno}}$$

Per calcolare le emissioni basta moltiplicare l'energia primaria consumata da caldaia per il coefficiente di emissione:

$$\text{Emissioni caldaie} = \text{Consumo caldaie} * \alpha = \frac{\text{t(CO2)}}{\text{anno}}$$

ANNO	kWh ceduti	Consumo sistema tradizionale	t CO ₂ equiv
	all'utenza	(kWh _{primaria})	evitate
2011	406.600	451.777	90,35
2012	4.472.400	4.969.333	993,8
2013	5.194.500	5.771.667	1.154,3
2014	5.146.800	5.718.667	1.143,7
2015	5.498.500	6.109.445	1.221,9
2016	7.088.500	7.876.110	1.575,2

Tabella 8.7-tCO2 evitate dalla produzione di energia termica

Descrizione Impianto di Teleriscaldamento

Come accennato nei paragrafi precedenti, l'impianto sfrutta la possibilità di cedere calore all'azienda florovivaista vicina attraverso una rete di teleriscaldamento che porta acqua calda ad un serbatoio di accumulo.

Il sistema comprende a partire dall'impianto di cogenerazione JMS 320 GS-B.L di:

- Scambiatore a piastre TRANTER;
- Post-combustore CAF1000;
- Scambiatore Fumi-Acqua a fascio tubiero LAI;
- Pompa circolazione acqua lato freddo GRUNDFOS;
- Serbatoio di accumulo acqua calda NEUERO, Farm- und Fördertechnik.

Qui di seguito è illustrato il layout del sistema di teleriscaldamento comprensivo di temperature di ingresso e uscita dei fluidi termovettori (Fig. 8.15).

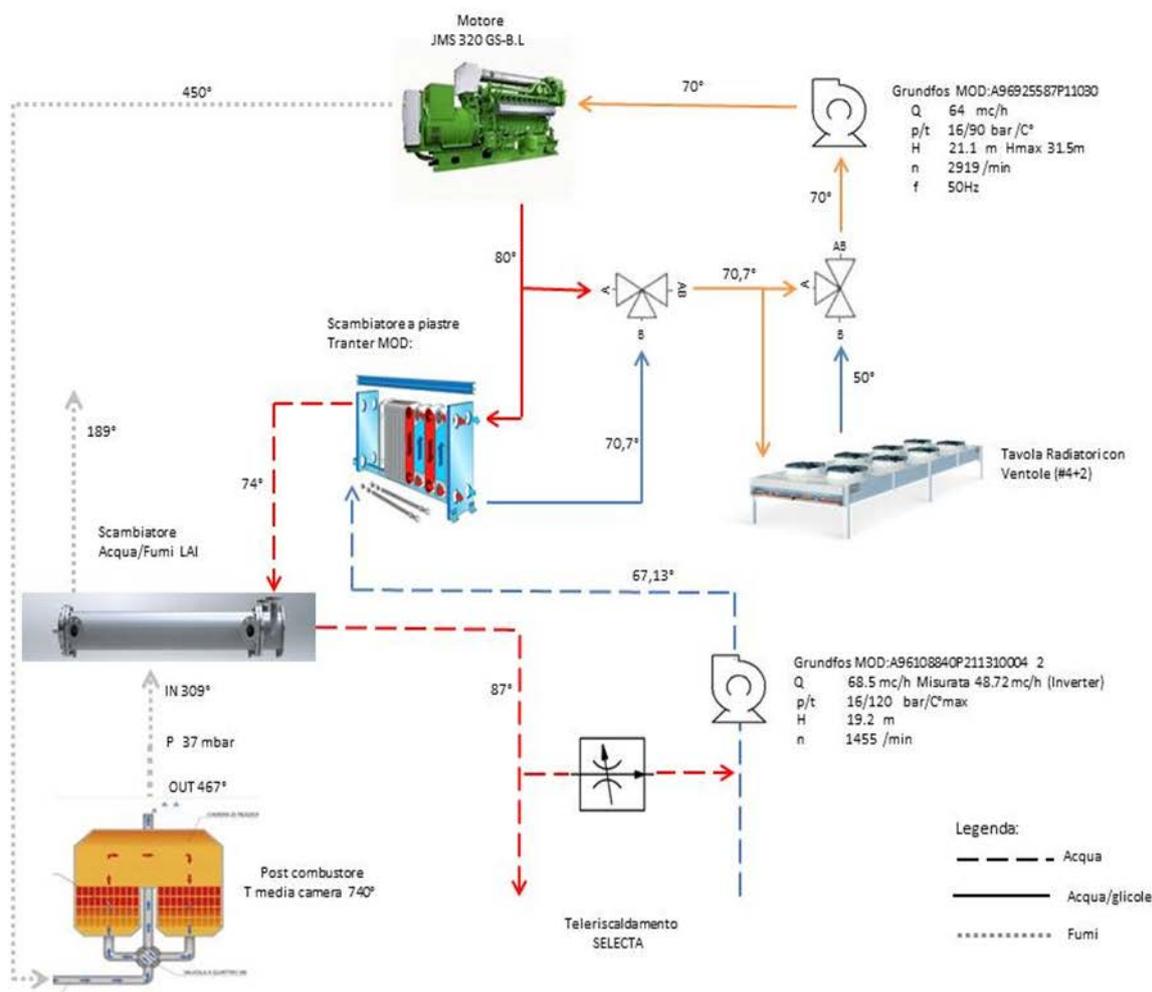


Fig. 8.15 layout del sistema di teleriscaldamento

Scambiatore a piastre TRANTER

Gli scambiatori di calore a piastre hanno, rispetto agli altri scambiatori, caratteristiche del tutto particolari. Si contraddistinguono da quelli a fascio tubiero, a spirale, a serpentino, a lamelle ecc., soprattutto per il fatto che, fra tutti, sono gli unici ad essere estensibili. Permettono cioè, anche ad installazione eseguita e per qualsiasi motivo, di aumentare o diminuire la potenza di scambio garantendo, in ogni caso, il perfetto funzionamento dell'impianto. Gli scambiatori a piastre, pur avendo tutti più o meno le stesse caratteristiche costruttive e di assemblaggio, si possono suddividere fondamentalmente in due tipologie.

Una si contraddistingue dall'aver le piastre di scambio corrugate in varie geometrie ottenute per imbutitura alla pressa ed aventi le guarnizioni in gomma incollate o agganciate alle piastre stesse. L'altra presenta invece piastre lisce (piane), guarnizioni in gomma fissate meccanicamente e facilmente sostituibili, e turbolatori, realizzati in rete metallica, adagiati sulle piastre ed inseriti in apposite sedi nelle guarnizioni medesime.

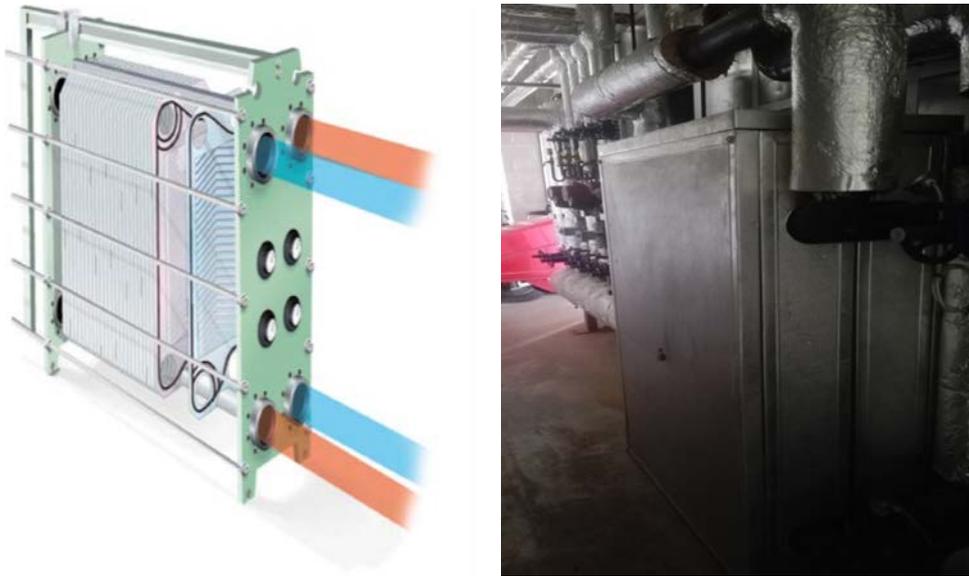


Figura 8.16- Scambiatore di calore a piastre

Lo scambiatore di calore a piastre (Fig.8.16) è costituito principalmente dal telaio e le piastre il tutto chiuso in una cabina per insonorizzare e diminuire gli scambi termici dell'apparecchiatura con l'esterno.

Il telaio è formato da due piastroni (uno fisso e uno mobile) che, a mezzo di tiranti, bloccano in un unico pacco le piastre di scambio. Esso, dovendo sopportare notevoli pesi e pressioni, è generalmente adeguatamente robusto. Il corretto serraggio dei tiranti consente, tramite lo schiacciamento delle guarnizioni in gomma, la perfetta tenuta dell'apparecchio.

Le piastre di scambio sono certamente i componenti fondamentali dello scambiatore.

Esse, come abbiamo già accennato, possono essere realizzate con varie geometrie e con diverse soluzioni costruttive. Nel caso in questione esse hanno una configurazione corrugata mista.

Di seguito si riporta la scheda tecnica dello scambiatore (Fig. 8.17)



Specifiche di Funzionamento

Cliente: ESCO Biogas Spa Email: Riferimenti Cliente:	Data: 2016-03-21 Proposta no.: Calcolo no.: 0 Item n°: Tecnico: Emilio DAVINO Unità richieste: 1
--	---

Modello: GXD-042-H-4-NR-115-0

Utilizzo finale del PHE:

	<i>Lato Caldo</i>		<i>Lato freddo</i>	
Nome Fluidi	Water		Water	
DATI DI FUNZIONAMENTO	Ingresso	Uscita	Ingresso	Uscita
Portata (Totale) m ³ /h	60,00	60,00	50,00	50,00 m ³ /h
Temperatura di esercizio °C	82,00	70,00	65,62	80,00 °C
Perdita di carico (amm./calc.) kPa	16,50 / 16,36		16,50 / 11,64 kPa	
Calore scambiato kW		817		
Coefficiente di scambio pulito W/(m ² ·°C)		5 634		
Coeffic. di scambio in esercizio W/(m ² ·°C)		5 413		
Superficie totale di scambio (per un m ²)		49,72		
LMTD °C		3,04		
Fattore di sporcamento (m ² ·°C)/kW		0,0072		
marginie di superficie %		4		
PROPRIETA' FISICHE	Ingresso	Uscita	Ingresso	Uscita
Peso specifico -	0,97	0,98	0,98	0,97
Calore specifico kJ/(kg·°C)	4,20	4,19	4,19	4,19
Conducibilità termica W/(m·°C)	0,67	0,66	0,66	0,67
Viscosità (media) cP	0,35	0,41	0,43	0,35
CONNESSIONI				
Posizione	S1	S3	S2	S4
Tipo	STUDDED		STUDDED	
Dimensioni	DN100		DN100	
Connessioni	DIN2501 PN10		DIN2501 PN10	
Materiale	S355J2 Carbon Steel		S355J2 Carbon Steel	
COSTRUZIONE				
Passaggi	1		1	
Raggruppamento canali	0HS+57HD		0HS+57HD	
Lunghezza-A / Lunghezza B mm	425,5 / 1036			
Materiale piastre (materiale/spessore)	1.4401 / 0.4 mm			
Materiale Guarnizioni (Lato Caldo/Freddo)	EPDM		EPDM	
N° piastre	115			
Materiale telaio / Verniciatura / Colore	S355J2 Carbon Steel / Enamel / RAL 5012 (Royal Blue)			
Tiranti/Dadi/Finitura	8.8 / 8 / FZB			
Pressione (progetto/collaudo) bar(g)	10,00 / 14,30		10,00 / 14,30	
Temperatura (min / progetto) °C	-10,00 / 95,00		-10,00 / 95,00	
Volume (per lato) l	75,81		75,81	
Peso a vuoto / esercizio kg	554 / 702			
Codice di progetto	PED			

Fig. 8.17 scheda Tecnica scambiatore di calore

Post-combustore CAF 1000

Il Post Combustore (Regenerative Thermal Oxidizer RTO) della LAI (Fig. 8.18) è studiato per l'applicazione su motori endotermici ed è capace di "distruggere" le sostanze tossiche, i residui organici volatili e l'ossido di carbonio, presenti negli scarichi dei processi industriali. Questi vengono convertiti in anidride carbonica e vapore acqueo grazie al processo di ossidazione termica a temperature elevate.



Fig. 8.18 Post combustore

Il sistema impiega circa 2 o 3 ore per raggiungere la temperatura di esercizio, dopodiché adotta un sistema di recupero termico, scambiando i flussi caldi nelle due vasche riempite di materiale ceramico.

Questo sistema permette il riscaldamento di una camera rispetto al raffreddamento dell'altra, le due camere così combinate creano tra loro una condizione di auto-mantenimento.

Le masse ceramiche, in fase di avvio, vengono preriscaldate dai fumi di scarico, e dopo qualche minuto interviene il sistema di riscaldamento composto da resistenze elettriche.



Fig.8.19 Caratteristiche della resistenza ceramica

Infine, per raggiungere le temperature per il processo di abbattimento (750 °C), entra in funzione un sistema di iniezione di piccole quantità di biogas (circa il 3 % della produzione) nella camera di reazione. Tutto il sistema di funzionamento del Post Combustore è controllato da un PLC che gestisce appieno tutte le funzioni dell'ossidatore, escludendo quasi del tutto l'intervento dell'operatore.

Scambiatore a fascio tubiero LAI

Tale scambiatore (Fig. 8.20) è costituito da un fascio di tubi inserito all'interno del mantello, un recipiente di forma cilindrica. Come si può vedere dalla figura, lo scambiatore si trova all'esterno del locale tecnico, per tale motivo è stato opportunamente coibentato per ridurre al minimo le dispersioni termiche. I fumi provenienti dal post-combustore CAF1000 vengono incanalati all'interno dei tubi e si raffreddano mentre, all'interno del mantello, viene fatta circolare acqua che si riscalda a contatto con i tubi ormai caldi. Si tratta della tipologia più utilizzata quando è necessario lo scambio di grandi quantità di calore con superfici di scambio elevate.



Figura 8.20- Scambiatore LAI a fascio tubiero

Qui di seguito si riportano alcuni dati di progetto dello scambiatore:

- Potenza nominale 525kWt ;
- Temperatura fumi in ingresso 550°C (provenienti dal post-combustore);
- Temperatura uscita fumi non inferiore a 180°C;
- Volume di Acqua 215 litri ;
- Temperatura massima e minima: 110/-10 Gradi centigradi;
- Pressione massima:10 bar , completa di valvola di sicurezza a norma di legge;
- Attacchi per sonde di temperatura e pressione , inclusi scarichi per acqua e condensa posti inferiormente al mantello (sia lato fumi che lato acqua).
- Pompa circolazione acqua lato freddo GRUNDFOS

La pompa sul lato freddo ha la funzione di far circolare l'acqua, da destinare all'utenza di teleriscaldamento, all'interno dei due scambiatori in serie precedentemente analizzati. Essa è dotata di inverter e comandata dall'utenza stessa in base alla necessità di portata d'acqua. Essa si trova all'interno del locale tecnico e le tubazioni che da essa si diramano, sono coibentate esternamente per tutta la loro lunghezza (Fig. 8.21).



Fig 8.21 pompa circolazione acqua lato freddo GRUNDFOS

Qui di seguito si riportano alcune caratteristiche tecniche della pompa.

Tipo: TP 80-240/4 A-F-A-BAQE

Descrizione: Pompa a coclea, monostadio, a presa diretta, con bocca di aspirazione e bocca di scarico in linea di diametro identico. La pompa è dotata di un design a sfilamento superiore, vale a dire la testa della pompa (motore, testa pompa e girante) può essere rimossa per la manutenzione o il servizio con il corpo pompa ancora nella tubazione. La pompa è dotata di una tenuta a soffietti in gomma non bilanciata e di un motore asincrono raffreddato ad aria.

Liquido:

Liquido pompato: Acqua

Gamma temperatura del liquido: 0 ... 120 °C

Q_{OpFluidTemp}: 20 °C

Densità: 998.2 kg/m³

Materiali:

Corpo pompa :Ghisa

Girante: Ghisa

Tecnico:

Velocità per dati pompa: 1.455 rpm

Portata: 68.5 m³/h

Prevalenza: 19.2 m

Diametro effettivo della girante: 258mm

Tenuta meccanica primaria: BAQE

Serbatoio di accumulo acqua calda NEUERO, Farm- und Fördertechnik

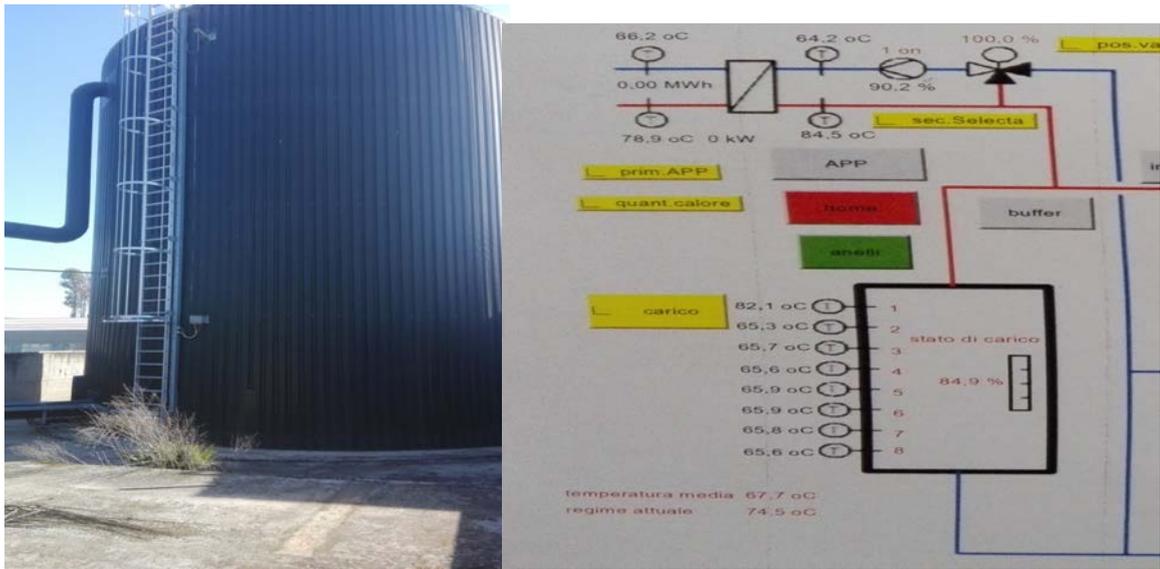


Fig.8.22 serbatoio di accumulo dell'acqua calda

Il serbatoio di accumulo dell'acqua calda (Fig. 8.22) prodotta per il teleriscaldamento si trova ed è di proprietà della vicina azienda florovivaista che rappresenta l'utenza termica.

Il serbatoio zincato del tipo Lagersilo NLT 6/9 è in grado di mantenere la temperatura dell'acqua abbastanza alta ma sempre soggetta alle condizioni climatiche esterne. L'acqua più calda per stratificazione tenderà a risalire nella parte più alta del serbatoio mentre la più fredda si troverà negli strati più bassi. Alcune caratteristiche geometriche sono l'imbuto sulla sommità di 45°, diametro \varnothing 5,36 m, altezza 10,98 m e una capienza di 150,0t (780 kg/m³).

Come si vede dalla Figura 8.23 il serbatoio è dotato di 8 sensori di temperatura posti all'incirca 1m l'uno dall'altro che forniscono dati continui ogni 12 minuti sulle temperature dei vari strati.

Nella Figura 41 è illustrato un tipico andamento giornaliero delle temperature dell'acqua nel serbatoio ai vari livelli per ciascuna sonda.

Si nota dal grafico come, a partire dal mattino, il serbatoio venga riempito dall'acqua calda poiché l'insolazione è sufficiente a mantenere le serre alla temperatura desiderata. A poco a poco l'acqua calda proveniente dall'alto del serbatoio riscalda tutti gli strati fino a portarli alla stessa temperatura. Quando ci si avvicina alle ore notturne, in assenza di insolazione, è necessario usufruire dell'acqua accumulata prelevandola dal basso mentre, l'acqua in calda in arrivo dal teleriscaldamento, non viene più inviata al serbatoio ma mandata direttamente in circolo alle serre (questo spiega le basse temperature dell'acqua durante la notte).

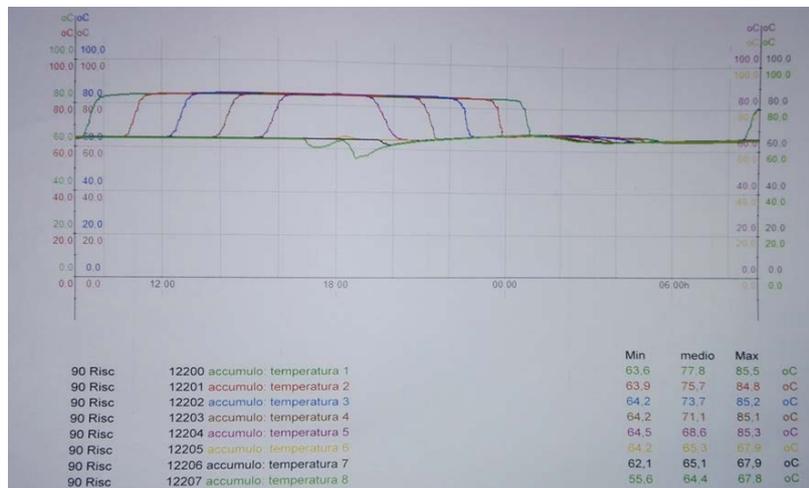


Fig.8.23 Tipico andamento di temperatura nel serbatoio

Qualora la sola energia termica fornita dal teleriscaldamento non sia sufficiente, l'utenza è provvista di caldaie a metano per compensare l'energia termica necessaria alle serre.

CAP 9 ANALISI ECONOMICA DELL'IMPIANTO

9.6 Quadro economico generale

In questo capitolo verrà effettuata un'analisi economica dell'impianto a biogas e verranno definiti e calcolati alcuni dei principali indici di valutazione economica. Per poter stilare un conto economico dell'azienda dobbiamo ben definire i costi operativi annui e calcolare la redditività dell'impianto basandoci sul quadro normativo incentivazionale di cui usufruisce.

9.7 Costi operativi

In questa sezione verranno definiti i costi operativi che annualmente la società affronta, tipicamente si suddividono in tre macro-voci:

- Costi approvvigionamento;
- Costi di gestione;
- Contratti di assistenza e global service.

Gestione Impianto €/anno	Contratto assistenza full service €/anno	Contratto gestione Agricoltura €/anno	Contratto global service €/anno
150.000	185.000	45.000	205.000

Tab 9.1 costi di gestione impianto

Costi approvvigionamento biomasse						
Biomassa	Ton/anno	Costo €/ton	Trinciatura €/ton	Insilaggio €/ton	Trasporti €/ton	Spesa annua €
Mais	10.800	40	5	1	5	550.800
Triticale	6.000	30	5	1	5	246.000
Sottoprodotti	2.400	50		1	5	134.400
Affluenti	2.400	1		1	5	16.800
TOT.	21.600					948.000

Tab. 9.2 costi di approvvigionamento biomassa

9.3 Energia prodotta

Tab. 9.3 costi di approvvigionamento biomassa

9.3.1 Energia Elettrica

Alla luce del quadro normativo incentivazione si evince che il kWh elettrico prodotto da biogas grazie alla tariffa onnicomprensiva è remunerato a un prezzo fisso pari a 28 c€/kWh. La società ha stipulato preaccordi con l'utenza per la vendita di energia termica a un prezzo unitario di 1 c€/kWh.

Anno	Energia elettrica prodotta kWh	Autoconsumo kWh	%Autoconsumo	Energia immessa kWh	TO €/kWh	Importo netto €
2011 (ott-nov)	1.159.957	75.307	6	1.084.650	0,28	303.702,00
2012	7.476.029	470.989	6	7.005.040	0,28	1.961.411,20
2013	7.574.756	507.508	7	7.067.248	0,28	1.978.829,44
2014	7.638.890	541.187	7	7.097.703	0,28	1.987.358,84
2015	8.123.630	505.733	6	7.617.897	0,28	2.133.011,16
2016	8.562.640	507.719	6	8.054.921	0,28	2.255.377,88
2017 (Piano)	8.609.893	515.594	6	8.092.299	0,28	2.265.843,72

9.3.2 Energia termica

L'energia termica fatturata, da comune accordo tra la società e l'azienda florovivaista, si valuta dalla media tra le letture dei contatori.

Anno	Energia termica prodotta kWh	Autoconsumo kWh	Autoconsumo %	Energia termica fatturata all'utenza kWh	Prezzo unitario energia termica €/kWh	Importo netto €
2011 (ott-nov)	1.344.200	937.600	69,9	373.600	0,01	3.736,00
2012	8.890.332	4.417.932	49,7	4.432.500	0,01	44.325,00
2013	8.789.000	3.187.900	36,3	5.462.700	0,01	54.627,00
2014	8.690.770	3.543.970	40,8	5.018.550	0,01	50.185,50
2015	8.822.088	3.323.588	37,7	5.304.655	0,01	50.046,55
2016	8.926.522	1.838.022	20,6	6.751.750	0,01	67.517,50
2017 (Piano)	8.929.624	2.560.721	28,7	Ottenuta da media letture contatori	0,01	ND

9.4 TEE

I possibili metodi di valutazione e verifica dei risparmi di energia primaria per l'assegnazione dei TEE sono:

- Metodi di valutazione standardizzata: esistono delle schede tecniche per alcuni degli interventi più tipici, nelle quali sono presenti degli algoritmi di calcolo e dei parametri implementati dall'AEEG (autorità per l'energia elettrica e il gas). I risparmi quantificati per il primo anno valgono per tutta la durata della vita utile.
- Metodi di valutazione analitica: anche in questo caso sono presenti schede tecniche, dette analitiche; tuttavia è necessario, per ogni anno del periodo di vita utile U , calcolare il risparmio attraverso continue misure e trasmetterlo all'AEEG.
- Metodi di valutazione a consuntivo: utilizzato nel caso in cui l'intervento non ricada nelle schede standardizzate o analitiche. Questo è l'unico metodo ammissibile qualora si tratti di un progetto che consta di più interventi che richiedono metodi di valutazione eterogenei tra loro. Una volta realizzato l'intervento, per ottenere i certificati bianchi, il soggetto deve trasmettere al GSE una richiesta di verifica e di certificazione dei risparmi (RVC) conseguiti dal progetto assieme alla documentazione che li attesta (quest'ultima richiesta vale anche per i progetti analitici).

La ESCO ha presentato, per l'energia termica fornita all'utenza, la formula a consuntivo per il calcolo dei TEE al GSE. Questa formula è stata accettata dall'ente e sarà quella utilizzata in tutto il periodo di 5 anni previsti dai TEE. Dei ricavi annui da tali titoli solo il 60% spetta alla ESCO, la restante aliquota è destinata ad un'altra società che ha collaborato per l'ottenimento di essi.

Si introducono ora le grandezze necessarie per effettuare la valutazione della quantità di certificati bianchi ottenibili a seguito dell'intervento di efficientemente energetico

➤ Vita utile U : è il numero di anni per i quali si possono ottenere i certificati bianchi; essa è stabilita pari ad 8 anni per interventi di isolamento termico degli edifici, controllo della radiazione entrante attraverso le vetrate nei mesi estivi, applicazioni delle tecniche di architettura bioclimatica, solare passivo e raffrescamento passivo. E' pari invece a 5 anni per tutti gli altri casi.

- Vita tecnica T: è il numero di anni successivi alla realizzazione dell'intervento durante i quali si assume che gli apparecchi o dispositivi installati funzionino e inducano effetti misurabili sui consumi di energia.
- Coefficiente di durabilità tau: è il coefficiente moltiplicatore del risparmio annuo ed è funzione della vita utile U, della vita tecnica T e del tasso di decadimento dei risparmi δ pari allo 0% per gli anni di vita utile e al 2% per i restanti anni di vita tecnica.
- Risparmio R: è il risparmio dovuto all'intervento dato dalla differenza tra i consumi pre e post intervento.
- Risparmio lordo RL: è il risparmio R espresso in termini di tep. I coefficienti di conversione dipendono dal tipo di energia risparmiata; si distinguono infatti cinque tipi di titoli:
 - TEE I: energia elettrica
 - TEE II: gas naturale
 - TEE III: energie diverse da elettrica o gas naturale, non destinate all'impiego per autotrazione
 - TEE IV: energie diverse da elettrica o gas naturale, destinate al settore dei trasporti e valutate con le modalità definite dall'Art. 30 del Dlg.s 28 del 3.03.11.
 - TEE V: energie diverse da elettrica o gas naturale, destinate al settore dei trasporti e valutate diversamente dai titoli di tipo IV.
 -
- Risparmio netto contestuale R_{Nc}: è dato dal prodotto tra il risparmio lordo e il coefficiente di addizionalità: $R_{Nc} = a \cdot RL$. Esso corrisponde al risparmio ottenuto nel periodo di vita utile U.
- Coefficiente di addizionalità a: questa grandezza è calcolabile una volta nota la baseline. Essa infatti depura il risparmio lordo RL da quei risparmi che si sarebbero ottenuti comunque senza l'intervento.
- Risparmio netto anticipato $R_{Na} = (\tau - 1) \cdot R_{Nc}$, esso corrisponde al risparmio ottenibile a partire dal termine della vita utile U fino alla fine della vita tecnica T.
- Risparmio netto integrale R_{NI}: è la somma del risparmio netto contestuale e del risparmio netto anticipato: $R_{NI} = R_{Nc} + R_{Na}$. Cioè è il risparmio totale che si può ottenere per la durata della vita tecnica T dell'intervento. Il risparmio netto integrale coincide con il numero di certificati ottenibili.

Caratteristiche dei generatori di calore	Parametri
Potenza termica recuperabile: $P_t, risc = 1.005$ [kWt]	$f_E = 0,187$ [tep/MWhe] $f_T = 0,086$ [tep/MWht] $\tau = 3,36$ [-]
Produzione di energia termica	$\eta_{T,risc} = 0,9$ [-]
Energia termica fornita all'utenza: $E_{Fisc} =$ [MWht]	
$Prisc = \frac{EF_{risc} * f_T}{\eta_{T,risc}} =$ [tep]	
$E_{Pt} = E_{Prisc}$	
$RN = E_{Pt}$	$TEE(III) = RNI * \% TEE(III)$
$RNI = RN * \tau =$ [tep]	$\% TEE(III) = 1$

TEE			
Anno	n° TEE riconosciuti	Prezzo unitario TEE €TEE ¹	Credito €
2012	1.435,939	101,31	87.284,96
2013	1.798,327	106,35	111.751,2
2014	1.652,466	113,59	112.622,2
2015	1.765,385	104,74	110.943,9
2016	2.275,881	179,59	245.235,3

9.5 Cash Flow

Il cash flow o “flusso di cassa” è una ricostruzione dei flussi monetari di un’azienda e ne rappresenta una misura dell’autofinanziamento dell’azienda.

Il flusso di cassa si ottiene a partire da:

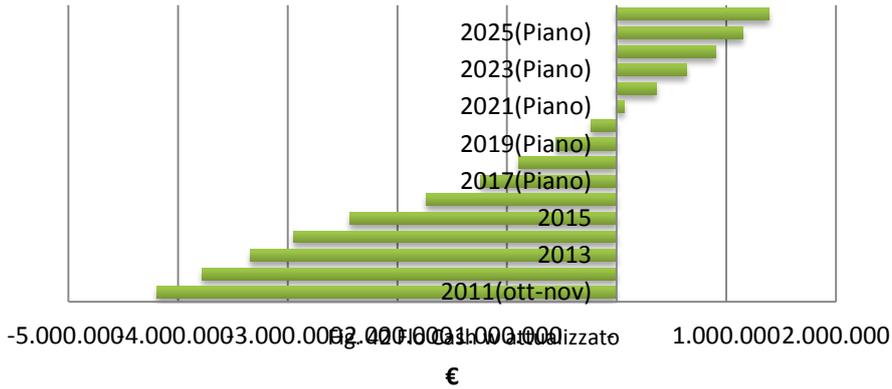
- Costi di gestione;
- Costi personale;
- Ricavi;
- Investimenti fissi.

¹ Fonte GME

L'analisi dei flussi di cassa è stata protratta fino all'ultimo anno disponibile per usufruire dell'incentivo sulla produzione elettrica (15 anni). A partire dall'anno 2017 si è fatto riferimento ai dati del piano di produzione estendendoli al restante periodo incentivato.

Per quanto concerne i TEE, di durata quinquennale, il loro contributo nel conto economico si estende dall'entrata in esercizio dell'impianto fino al 2016.

Cash Flow Attualizzato



PIANO ECONOMICO FINANZIARIO

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
	(ott-nov)						(piano)									

RICAVI

Importo energia elettrica	303.702,00	1.961.411,00	1.979.389,00	1.973.930,00	2.117.042,00	2.266.104,12	2.100.000,00	2.100.000,00	2.100.000,00	2.100.000,00	2.100.000,00	2.100.000,00	2.100.000,00	2.100.000,00	2.100.000,00	2.100.000,00
Importo energia termica	3.736,00	44.325,00	54.627,00	50.185,50	53.046,55	67.517,50	63.689,03	60.000,00	60.000,00	60.000,00	60.000,00	60.000,00	60.000,00	60.000,00	60.000,00	60.000,00
TEE	0	87.285	114.751	112.622	110.944	245.235	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

COSTI

Costo biomasse	0	948.000,00	948.000,00	948.000,00	948.000,00	948.000,00	948.000,00	948.000,00	948.000,00	948.000,00	948.000,00	948.000,00	948.000,00	948.000,00	948.000,00	948.000,00
Contratto global Management	0	435.000,00	435.000,00	435.000,00	435.000,00	435.000,00	435.000,00	435.000,00	435.000,00	435.000,00	435.000,00	435.000,00	435.000,00	435.000,00	435.000,00	435.000,00
Personale	0	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00
Gestione impianto	0	150.000,00	150.000,00	150.000,00	150.000,00	150.000,00	150.000,00	150.000,00	150.000,00	150.000,00	150.000,00	150.000,00	150.000,00	150.000,00	150.000,00	150.000,00
Altri Costi	0	30.000,00	30.000,00	30.000,00	30.000,00	30.000,00	30.000,00	30.000,00	30.000,00	30.000,00	30.000,00	30.000,00	30.000,00	30.000,00	30.000,00	30.000,00

ASSET

Investimenti fissi	4.500.000,00	0	0	12.000,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
--------------------	--------------	---	---	-----------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Tabella 0.I-Piano economico APP esteso a tutto il periodo incentivato

CASH FLOW

Disponibilità	307.438,00	342.736,00	371.016,00	361.115,50	507.088,55	641.672,50	666.793,15	497.000,00	497.000,00	497.000,00	497.000,00	497.000,00	497.000,00	497.000,00	497.000,00	497.000,00
---------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

Flusso di cassa	-4.192.562,0	430.020,96	485.767,21	461.737,66	618.032,41	886.907,79	666.793,15	497.000,00	497.000,00	497.000,00	497.000,00	497.000,00	497.000,00	497.000,00	497.000,00	497.000,00
Somma flussi di cassa	-4.192.562,0	-3.762.541,0	-3.276.773,8	-2.815.036,2	-2.197.003,8	-1.310.096,0	-643.302,8	-146.302,8	350.697,2	847.697,2	1.344.697,2	1.841.697,2	2.338.697,2	2.835.697,2	3.332.697,2	3.829.697,2

CASH FLOW ATTUALIZZATO

Flusso di cassa attualizzato	-4.192.562,0	409.543,8	440.605,2	398.866,4	508.456,8	694.915,5	497.571,3	353.208,6	336.389,2	320.370,6	305.114,9	290.585,6	276.748,2	263.569,7	251.018,8	239.065,5
Somma flussi di cassa attualizzati	-4.192.562,0	-3.783.018,2	-3.342.413,0	-2.953.546,7	-2.435.089,9	-1.740.174,4	-1.242.603,1	-889.394,5	-553.005,3	-232.634,7	72.480,2	363.065,8	639.814,0	903.383,7	1.154.402,5	1.393.468,0

Si riportano qui di seguito alcuni indici tipici di un investimento che forniscono informazioni sulla redditività dell'investimento. Questi sono:

- **SPB (Simple Pay-Back)** : di interpretazione immediata, rappresenta il numero di anni necessari affinché l'investimento venga recuperato e quindi risulti nulla la sommatoria dei flussi di cassa;
- **DPB (Discounted Pay-Back)**: simile al SPB con la differenza che esso tiene conto del tasso di attualizzazione;
- **Tasso di attualizzazione (a)** : Il tasso di attualizzazione è quel tasso d'interesse da impiegare per trasferire al tempo 0, ossia all'attualità o "ad oggi", un capitale finanziario esigibile ad una certa data futura (o comunque un certo flusso di cassa futuro), in modo che quel capitale attualizzato, cioè esigibile oggi, sia finanziariamente equivalente al capitale esigibile in data futura;
- **VAN (Valore attuale netto)**: indice significativo che misura il risultato finale di un investimento in termini di attualizzazione;
- **IP (Indice di Profitto)** : ci da un informazione sulla redditività commisurata all'entità dell'investimento iniziale;
- **TIR (Tasso interno di redditività)**: è il valore di " a " per il quale risulta VAN=0.

Per il nostro caso a partire dal Cash Flow, con un valore di a 5%, otteniamo i seguenti valori:

Periodo 2011-2026	
SPB (anno/i)	7,3
DPB (anno/i)	9,8
VAN €	1.393.468
IP %	33,2
TIR %	9,6

CAP 10 Riconversione dell'impianto

10.1 RACCOLTA DATI

Attualmente l'impianto è strutturato con due digestori da 2.570 m³ ciascuno con il proprio serbatoio di stoccaggio per il digestato e un motore a combustione interna modello JMS 416 GS-b. L, alimentato da biogas, input termico nominale totale inferiore a 3 MW.

10.1.1. Matrici di carico e produzione di biogas

L'alimentazione dell'impianto è garantita dal carico costante di liquame bovino, sottoprodotti agroindustriali e insilato di mais e triticale, con aggiunta di acqua per raggiungere il giusto grado di sostanza secca della miscela in entrata (ad esempio Fig 10.1).

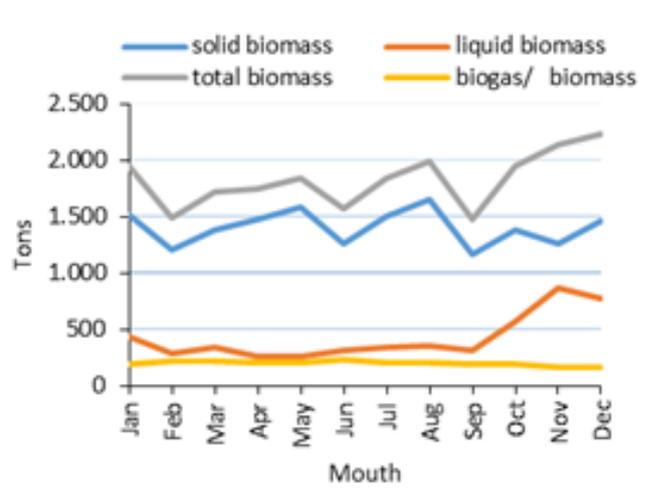


Fig. 10.1 Matrici di carico solide e liquide

Seguendo queste caratteristiche per il singolo substrato, è possibile utilizzare la digestione anaerobica in co-digestione.

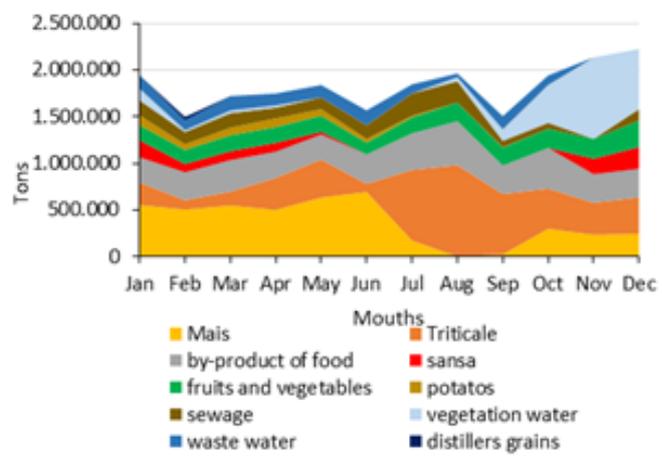


Fig.10.2 Biomasse caricate nell'anno 2017

Questa soluzione molto diffusa consente l'ottimizzazione del processo di produzione anaerobico sfruttando le caratteristiche di ciascun substrato mescolandole in percentuali appropriate.

Considerato che la disponibilità dei substrati è soggetta a stagionalità (in particolare quelli provenienti da colture energetiche), l'eterogeneità della fornitura, garantita dalla possibilità di stoccaggio dei substrati, favorisce la flessibilità dell'impianto e garantisce un funzionamento continuo (es. Fig 10.2)

La produzione di biogas, verificata attraverso i dati sperimentali degli ultimi cinque anni, può essere considerata costante durante l'arco di un anno Fig.45. Infatti, le biomasse sono immagazzinate in strutture speciali per essere successivamente caricate nei reattori gradualmente durante l'anno secondo un dosaggio che può assicurare un contenuto di sostanza secca e un carico organico del materiale sempre introdotto costante (Tab 10.1).[51]



Fig. 10.3 produzione mensile di biogas durante il 2017

Mouth (2017)	solid biomass (ton)	liquid biomass (ton)	total biomass (ton)	biogas/biomass	Biogas (m³)
Jan	1.514	432	1.946	187	360.644
Feb	1.205	292	1.497	222	330.250
Mar	1.383	340	1.722	214	367.877
Apr	1.480	266	1.746	205	352.862
May	1.583	258	1.841	203	367.350
Jun	1.261	309	1.568	235	367.043
Jul	1.510	339	1.847	207	380.443
Aug	1.646	352	1.996	204	403.545
Sep	1.168	315	1.482	190	289.272
Oct	1.376	567	1.945	198	379.726
Nov	1.261	872	2.133	169	358.697
Dec	1.459	768	2.227	169	370.786
TOTAL	16.846	5110	21.950	200	4.328.495

Tab 10.1 – caratteristiche della biomassa caricata

10.2 RICONVERSIONE DELL'IMPIANTO

Il progetto di riconversione dell'impianto AGRI PLUS POWER parte dalla necessità di trovare una sua nuova destinazione d'uso, a lungo termine, al cessare dell'incentivo elettrico di cui al momento usufruisce. A questa esigenza si somma lo sviluppo del biometano nel settore dei trasporti accompagnato da nuove modifiche apportate al DM 5 dicembre 2013 poco accessibile soprattutto per quegli impianti che volevano riconvertirsi dall'elettrico.

Nel febbraio 2018 è stato pubblicato il nuovo DM biometano che porta rilevanti modifiche al DM 2013 favorendo, attraverso un programma di incentivazioni ben più trasversale del precedente, la realizzazione di nuovi impianti e la riconversione di quelli già esistenti.

Le principali novità apportate al DM sono:

- Possibilità per gli impianti esistenti che beneficino di incentivi sull'energia elettrica prodotta, di continuare a usufruire dell'incentivo elettrico, per l'intero periodo residuo di diritto non inferiore a 3 anni dalla data di entrata in esercizio in assetto riconvertito, fino ad un valore non superiore al 70% della produzione annua media incentivata, misurata dalla data di entrata in esercizio in assetto solo elettrico;
- Un periodo di incentivo pari al residuo periodo di diritto agli incentivi per la produzione di energia elettrica incrementato di 10 anni qualora l'impianto da riconvertire stia usufruendo dell'incentivo elettrico;
- Maggiorazione dei CIC per impianti con sistema di liquefazione del biometano;
- Stessa determinazione dei CIC di impianti nuovi per impianti riconvertiti a biometano.

Qui di seguito è riportata la tabella che riassume tutti i punti principali del nuovo DM 2018

SEZIONE A				SEZIONE B			
Determinazione del numero dei CIC spettanti al produttore di biometano				Determinazione della maggiorazione prevista			
T i p o	L'impianto di produzione del biometano è alimentato:	Gcal/CIC	I certificati vengono rilasciati su una quota percentuale del quantitativo di biometano immesso in consumo nei	Durata	Determinazione	Durata	
	r i c o n v e r t i	esclusivamente da biomasse di cui all'art. 5, comma 5	5	100%	20 anni dalla data di decorrenza del periodo di incentivazione	50% del numero CIC spettanti non comprensivi di maggiorazioni	fino al raggiungimento del 70% del valore del costo di realizzazione dell'impianto di distribuzione di gas naturale e comunque al massimo entro un valore di 600 mila euro ¹ e fino al raggiungimento del 70% del valore del costo di realizzazione dell'impianto di liquefazione e comunque al massimo entro un valore di 1,2 milioni di euro ²
da biomasse di cui all'art. 5, comma 5 in codigestione con altri prodotti di origine biologica, questi ultimi in percentuale inferiore o uguale al 30 % in peso		5	70%				
		10	30%				
da altre biomasse , ovvero da biomasse di cui all'art. 5, comma 5 in codigestione con altri prodotti di origine biologica, questi ultimi in percentuale superiore al 30 % in peso		10	100%				
esclusivamente da biomasse di cui all'art. 5, comma 5		da biomasse di cui all'art. 5, comma 5 in codigestione con altri prodotti di origine biologica, questi ultimi in percentuale inferiore o uguale al 30 % in peso	5	100%	20 anni dalla data di decorrenza del periodo di incentivazione o periodo residuo di		
			5	70%			
	10		30%				
da altre biomasse , ovvero da biomasse di cui all'art. 5, comma 5 in codigestione con altri prodotti di origine biologica, questi ultimi in percentuale superiore al 30 % in peso	10	100%					

Tabella 10.2 -Modalità di determinazione dei CIC spettanti all'impianto.

I casi studio affrontati prevedono tutti un nuovo piano di alimentazione che porta il contenuto di colture dedicate con cui alimentare i digestori al di sotto del 30%. In tal modo tutti i casi analizzati rientrano nel regime *double counting* per il quale ogni CIC corrisponde a 5 Gcal.

Tutti i casi prevedono inoltre: l'impianto di liquefazione di biometano in GNL (necessario per garantire il trasporto presso le utenze con carri bombolai), impianto di upgrading con tecnologia a membrana, cogeneratore per far fronte all'autoconsumo termico (dei digestori) ed in parte a quello elettrico.

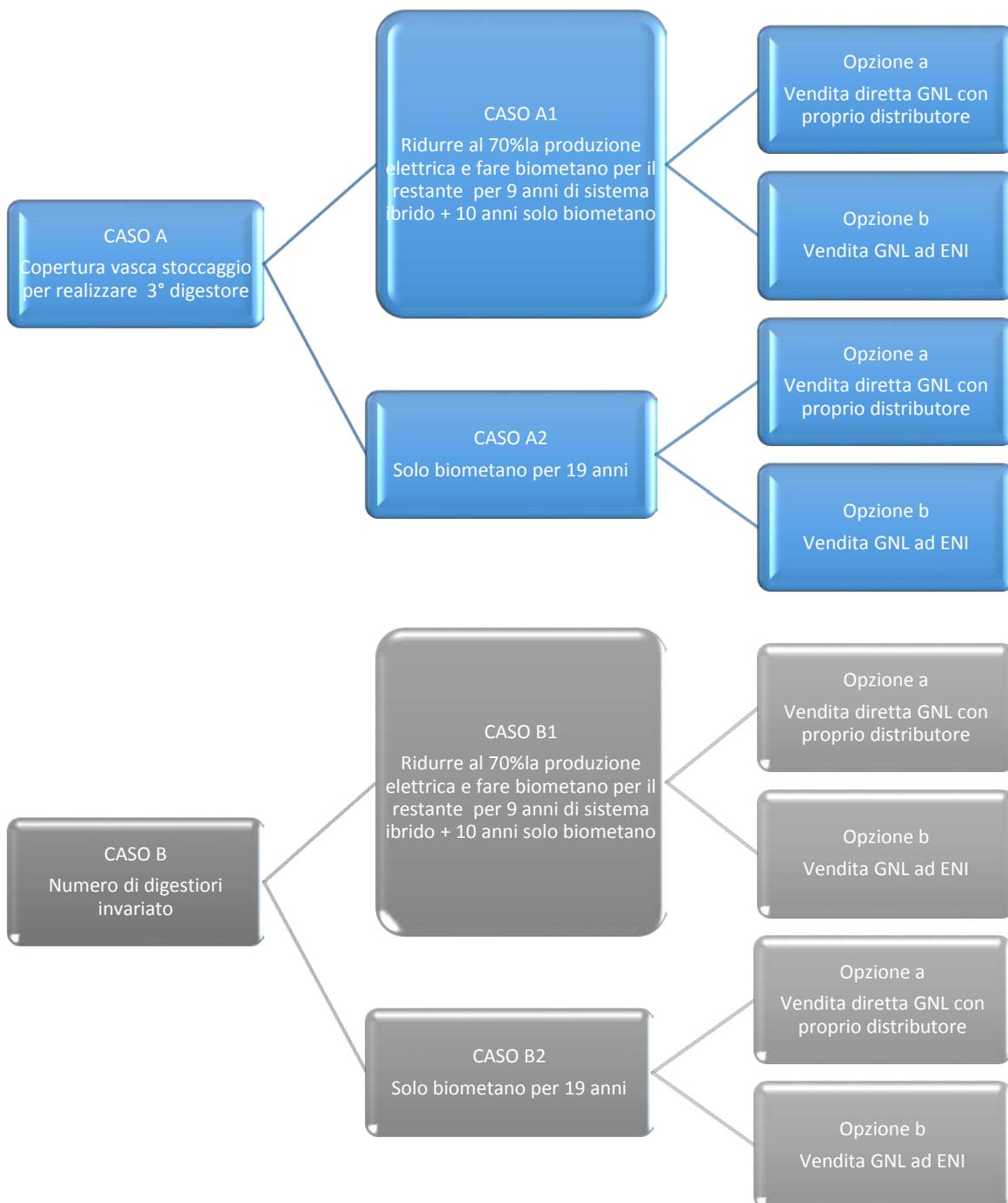


Fig. 10.4 Schema di incentivazione

10.2 Ipotesi di incremento di produzione di biogas

Come accennato all'inizio del capitolo al fine di massimizzare i proventi ottenuti attraverso i CIC è stato necessario modificare il piano di alimentazione dei digestori che fino ad oggi prevedeva come substrati per lo più le colture dedicate (insilati di masi e triticale), liquami bovini e in piccola percentuale sottoprodotti per un totale di 21.300 t/a di biomassa.

Le quantità di colture utilizzate, la cui origine biologica non li classifica come sottoprodotti, non permette a seguito della riconversione di usufruire di un numero di CIC pari al doppio rispetto al caso in cui i sottoprodotti non abbiamo raggiunto il 70% della biomassa totale utilizzata.

Partendo dal presupposto di mantenere inalterata la produzione di biogas pari a 4.060.543 Nmc/a prodotta dai due digestori, a partire dalle rese di ciascun sottoprodotto di cui l'impianto può rifornirsi è stato calcolato il nuovo quantitativo di biomassa in peso necessario.

	SOTTOPRODOTTI					TRINCIATI	
	LIQUIDI		SOLIDI				
	liquame bovino	frutta	sansa3f	Pane	Dolci	Mais	Triticale
SS[%]	0,8	0,18	0,315	0,65	0,78	0,327	0,334
SV[%]	0,822	0,94	0,95	0,97	0,97	0,93	0,92
RESA Biogas[Nmc/ton SV]	380	480	540	550	793	620	540
CH4 [%]	0,6	0,514	0,647	0,542	0,542	0,528	0,519

Tab. 10.3

Sono stati utilizzati i seguenti dati:

Volume dei due digestori= 5.140 m³

COV limite (carico organico volatile) Kg SV/mc/d= 4

Il limite è necessario per evitare fenomeni di acidosi all'interno dei digestori portando così la morte dei batteri anaerobici con conseguente mancata produzione.

Dai calcoli effettuati si sono ottenuti i seguenti risultati:

Biomassa	t/a	%
Mais[t]	1.000	7
Triticale[t]	1.000	7
sansa3f[t]	1.500	11
frutta[t]	2.800	20
dolci[t]	4.200	30
pane[t]	700	5
liquame bovino[t]	2.000	14
Acqua[t]	1.000	7
TOT.	14.200	

Tab 10.4

t SV/a= 6.468

t/d di biomasse =39,4

t/mc digestore/d=0,076

COV=3,49<4

Per i casi in cui è prevista la copertura di una vasca di stoccaggio allo scopo di convertirla in digestore, sono stati calcolati con gli stessi criteri i quantitativi in aggiunta ai precedenti necessari ad alimentare la nuova vasca, rimanendo fisse le percentuali per ciascun substrato.

Sono stati utilizzati i seguenti dati:

Volume terzo digestore=3.500 m³

t/mc digestore/d=0,076

Dai calcoli effettuati si sono ottenuti i seguenti risultati:

Biomassa	t/a	%
Mais[t]	681	7
Triticale[t]	681	7
sansa3f[t]	1.021	11
frutta[t]	1.907	20
dolci[t]	2.860	30
pane[t]	477	5
liquame bovino[t]	1.362	14
Acqua[t]	681	7
TOT.	9.669	

Tab 10.5

t SV/a=4.404

Resa di Biogas [Nmc]=2.782.791

I tre digestori quindi porterebbero la produzione di biogas a 6.843.334[Nmc] con un contenuto di biometano del 55%.

Con questo nuovo piano di alimentazione non solo è possibile entrare nel sistema del *double counting* dei CIC ma garantisce anche un risparmio economico in termini di approvvigionamento dei sottoprodotti, meno cari rispetto alle colture energetiche.

10. 3 Tecnologia di upgrading a membrana

La scelta della tecnologia economicamente ottimale di upgrading del biogas è fortemente condizionata dalla qualità e quantità del biogas grezzo da trattare, dalla qualità di biometano desiderata e l'utilizzazione finale di questo gas, il funzionamento dell'impianto di digestione anaerobica ed i tipi e la continuità dei substrati. A seconda della composizione grezza del biogas questo processo comprende la separazione di anidride carbonica (e quindi aumentando il potere calorifico), l'essiccamento del gas e la rimozione delle sostanze in tracce come ossigeno, azoto, idrogeno solforato, ammoniaca o silossani.

La tecnologia a membrana si basa sulla differente permeabilità di un gas attraverso un polimero ed è la più adatta per le piccole/medie portate di biogas, garantendo un recupero di metano fino al 99% per sistemi a più stadi. Le principali caratteristiche di questa tecnologia sono:

- Qualità del biometano secondo codice di rete;
- Impianto modulare, l'impianto è già fornito compatto e funzionale all'interno di container (Fig.10.5);
- Elevata flessibilità del layout di processo e di adattamento all'impianto di produzione di biogas,
- così come comportamento flessibile a carico parziale e dinamicità dell'impianto;
- Capacità dell'impianto è piccola/media;
- Costo operativi bassi;
- Può essere integrato nell'impianto senza modifiche sulla parte di digestione anaerobica.

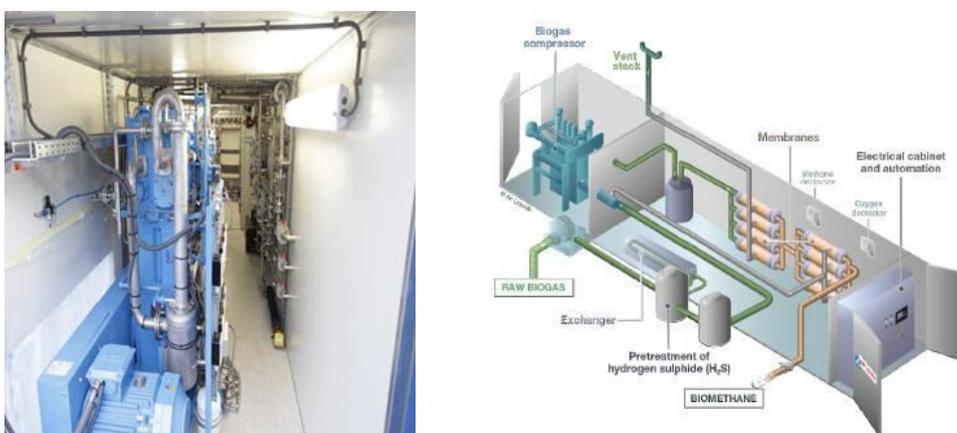


Figura 10.5- Impianto upgrading a membrana in apposito container

Recupero di metano [%]	80-99,5
Richiesta energia elettrica [kWh/m ³ biometano]	0,25-0,43
Necessità di Desolfurazione	si
Tipici costo d'investimento [€/(m ³ /h) biometano]	
Per 100 m ³ /h biometano	7.300-7.600
Per 250 m ³ /h biometano	4.700-4.900
Per 500 m ³ /h biometano	3.500-3.700

Tabella 10.6-Caratteristiche tecnico-economiche tecnologia membrana

Il biogas necessita di purificazione da H₂S, H₂O, NH₃, COV, silossani e polveri prima di giungere allo stadio di separazione della CO₂ dal CH₄. Sebbene l'anidride carbonica sia un contaminante principale nel biogas grezzo durante la produzione di biometano, è stato dimostrato che la rimozione del solfuro di idrogeno

può essere di importanza cruciale per la fattibilità tecnologica ed economica della catena di upgrading perché pericoloso e corrosivo.

La presenza di questa sostanza all'interno delle membrane, poiché corrosiva, ne compromette la vita utile determinando costi per la sostituzione dei stadi.

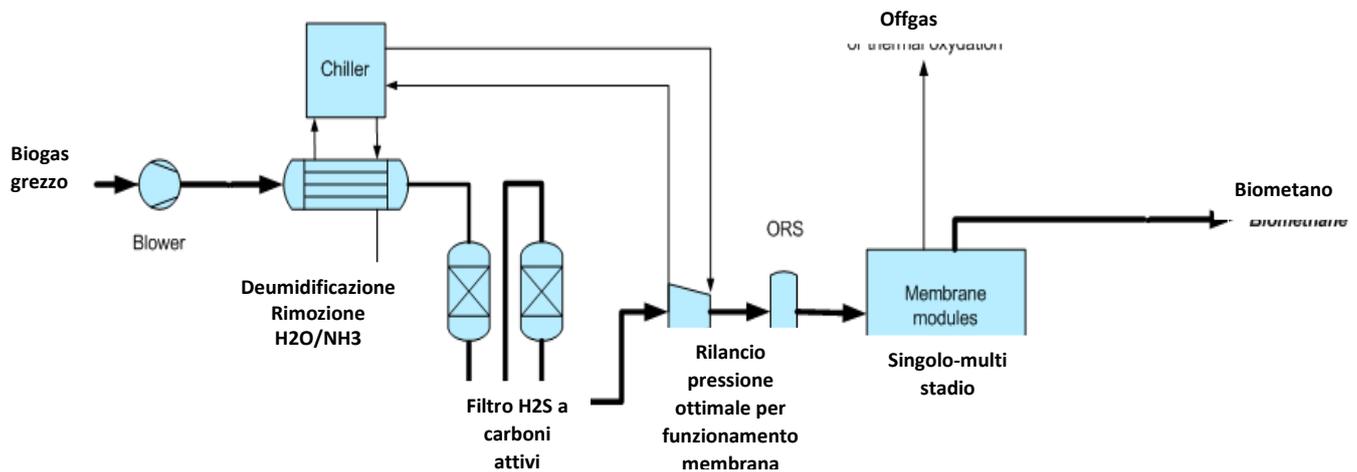


Figura 10.7-schema processi tecnologia a membrana

Il primo passaggio è all'interno dei digestori dove la desolforazione biologica primaria avviene insufflando piccole quantità d'aria (quindi ossigeno) all'interno di essi facendo ossidare il solfuro che si presenta e si deposita sulla superficie del digestore sotto forma di sostanza giallo ocra per poi essere espulsa con il digestato. Dopo questa fase, che ha già contribuito notevolmente all'eliminazione dell'H₂S, il biogas viene compresso e convogliato ad un deumidificatore dove vengono rimossi l'H₂O e NH₃ attraverso un processo di raffreddamento. Aumentando la pressione diminuendo la temperatura l'acqua si condenserà rispetto al biogas ed è quindi possibile rimuoverla poiché essa potrebbe condensarsi nelle tubazioni. L'ammoniaca viene solitamente separata quando il biogas viene essiccato mediante raffreddamento visto che la sua solubilità in acqua liquida è alta. Per finire il processo di purificazione il biogas, ormai quasi del tutto composto da CO₂ e CH₄, subisce l'ultimo processo di desolforazione attraverso un filtro a carboni attivi al cui termine il biogas viene rilanciato alla pressione ottimale per il funzionamento delle membrane dove viene diviso in due flussi, uno ricco di CO₂ e l'altro di CH₄. La qualità del metano prodotto dipende dal numero di membrane.

Per fornire una sufficiente superficie di membrana nell'impianto di dimensioni compatte queste membrane sono applicate in forma di fibre cave combinate ad una serie di moduli a membrana paralleli.

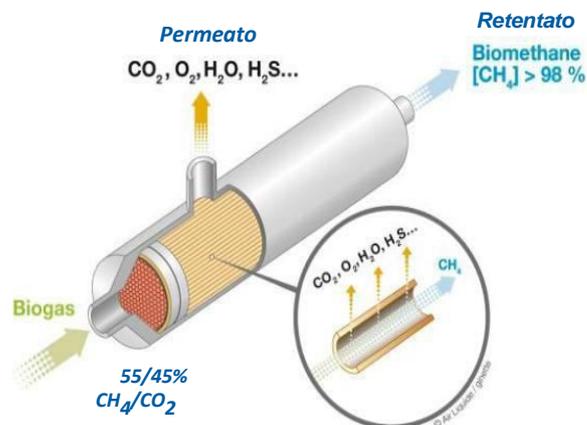


Figura 10.8-Rappresentazione membrana polimerica a fibre cave

Infine per la rimozione del poco metano residuo nell'offgas, poiché esso è un gas serra, abbiamo optato per una semplice soluzione utilizzando un catalizzatore per una combustione catalitica.

10.4 Tecnologia di liquefazione

La tecnologia della liquefazione, che permette di ridurre il volume specifico del gas di circa 600 volte rispetto alle condizioni standard, consente a costi competitivi lo stoccaggio ed il trasporto di notevoli quantità di energia in spazi considerevolmente ridotti. Il GNL si ottiene dalla liquefazione del biometano portando quest'ultimo ad una temperatura di -160 C° attraverso sistemi criogenici. Un sistema criogenico, a differenza di un classico ciclo frigorifero, opera a pressione più elevata e ripete in un circuito semiaperto un processo di compressione-raffreddamento ed espansione un numero maggiore di volte consentendo quindi l'abbassarsi della temperatura fino a valori di -195 C° . Il GNL così prodotto verrà stoccato in serbatoi criogenici per poi essere trasportato tramite due carri bombolai che faranno da spola tra l'impianto e l'utenza di GNL.

Data la piccola taglia del nostro impianto piuttosto che una tecnologia SMR (single mixed-refrigerant), che usa come refrigerante un mix di azoto e metano, si è optato per la tecnologia a ciclo Brayton-inverso. Questo è un eccellente ciclo di refrigerazione a gas (azoto) che è composto da processi quasi isoentropici (compressione ed espansione) e processi isobarici (scambiatori di calore).[70]

Tipico costo di investimento della tecnologia è di $1.500\text{€}/\text{t}^*\text{a gnl}$ prodotto ma può comunque variare di caso in caso a seconda le necessità impiantistiche.

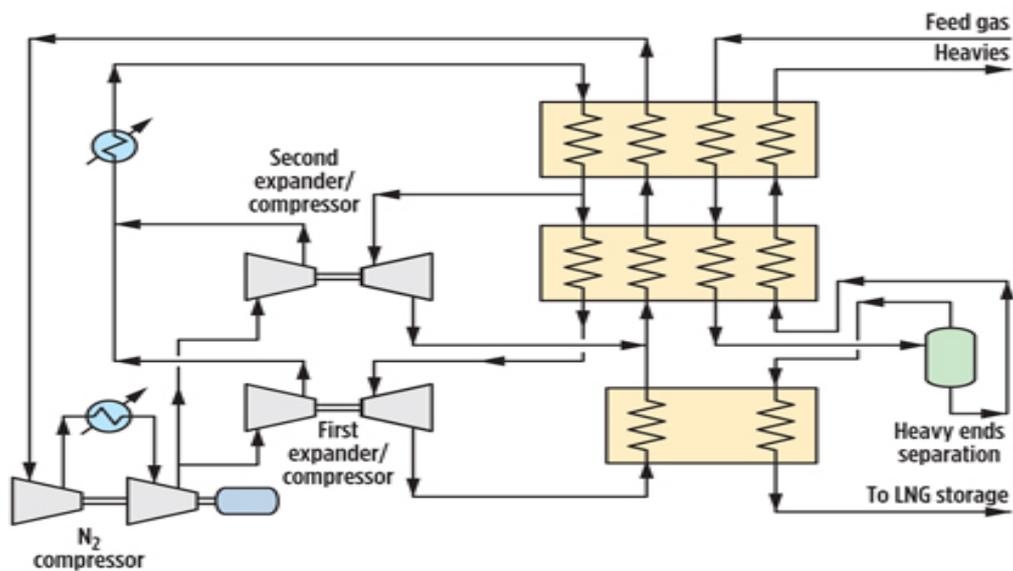


Fig. 10.9 – liquefazione del biogas mediante ciclo di Bryton

Nel sistema illustrato in Fig 10.9 il gas di azoto viene compresso ed espanso in più stadi al fine di raffreddarlo e condurlo attraverso in un sistema di più scambiatori di calore dove il biometano entra alla temperatura ambiente di 300K ed esce sotto forma di GNL a 100K, destinato ad un serbatoio criogenico.

10.5 Cogenerazione per autoconsumo

Nei casi studio affrontati, per rendere l'impianto più efficiente, si è optato di sostituire il cogeneratore attuale con uno di minor potenza in quei casi dove l'impianto produce solo biometano o passa da ibrido a biometano.

I cogeneratori sono stati dimensionati sulla potenza termica necessaria ai digestori mentre la restante aliquota elettrica di autoconsumo, non prodotta dal cogeneratore, viene prelevata dalla rete. Sono stati scelti due diversi cogeneratori a seconda i casi con terzo digestore o meno, questo per far fronte alla diversa necessità termica dei casi.

AUTOCONSUMI IMPIANTO DI DIGESTIONE		
	3 Digestori	2 Digestori
Autoconsumo elettrico kWhel/a	736.542	433.260
Autoconsumo termico kWh/a	813.450	478.500
Potenza termica necessaria kWt	93,5	55
SCELTA COGENERATORE		
Marca	TONNISIPower	TONNISIPower
Modello	GreenPower S- 73	BLUEPOWER K – 33
Combustibile	Biogas	Biogas
Potenza termica kWt	114	72
Potenza elettrica kWel	75	33
Efficienza elettrica 100% carico	35,4	33,3
Efficienza termica 100% carico	53,8	72,2
Energia elettrica necessaria da rete kWhel/a	84.042	146.160
Costo cogeneratore €	150.000	66.000

CAP 11 Ottimizzazione dei flussi termici nel processo di produzione del biometano mediante Pinch-Analysis

Mediamente, tra il 20 e il 30% dell'energia totale consumata nei processi di produzione del biogas e upgrading a biometano è di tipo termico [53-56]; gli impianti esistenti sono mediamente poco efficienti per quanto riguarda le possibilità di integrazione termica del processo, ovvero di recupero dei reflui termici mediante scambiatori di calore e/o pompe di calore.

Pertanto, l'introduzione di nuovi processi o tecnologie che consentano il riutilizzo efficiente del calore di scarto è importante per migliorare l'efficienza dei processi, sotto il profilo energetico, economico e ambientale.

Il processo oggetto di analisi, corrispondente al futuro assetto dell'impianto oggetto del case-study, con particolare riferimento all'ipotesi di ampliamento dell'impianto a tre digestori, è rappresentato in figura. L'eventuale sistema per la liquefazione del biometano non è incluso, in quanto si prevede che il relativo impianto, se sarà effettivamente installato, verrà acquisito "chiavi in mano", e dovrà quindi essere considerato come una "black box", non potendo di conseguenza essere oggetto di specifici interventi di modifica e ottimizzazione.

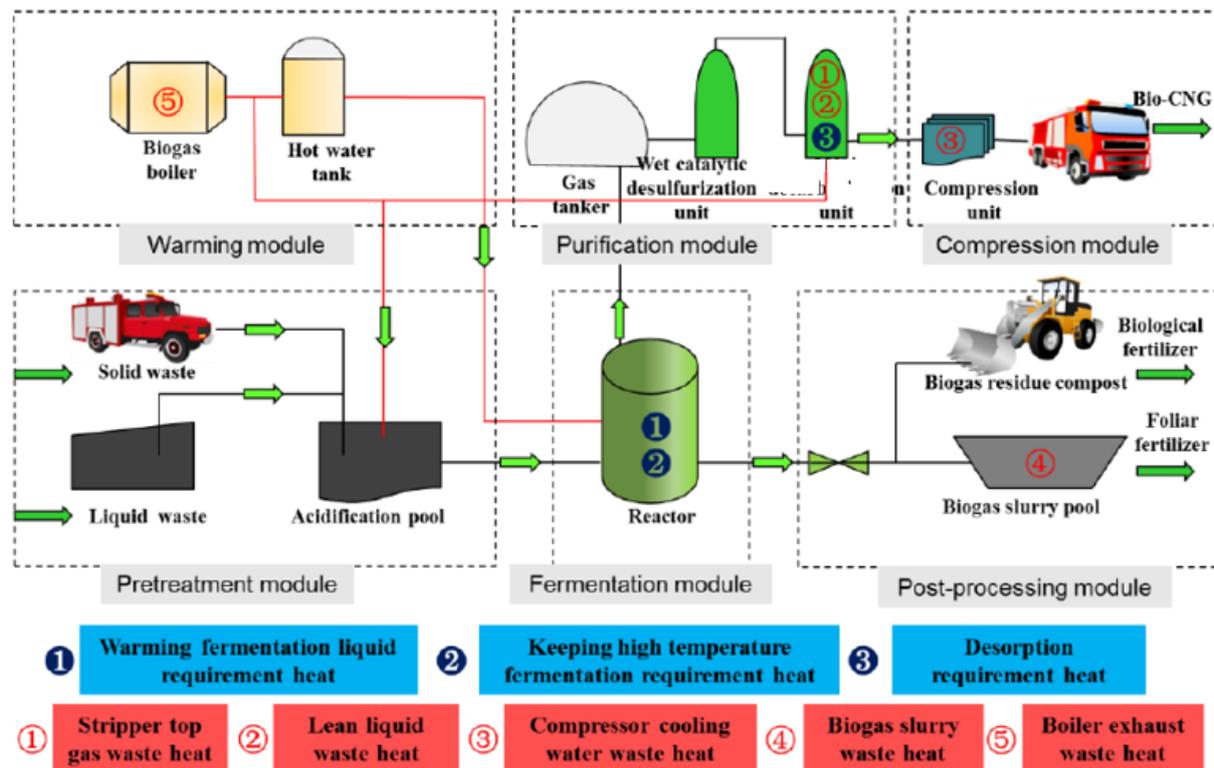


Fig. 11.1 Schema funzionale semplificato dell'impianto

A tale configurazione corrispondono i flussi energetici schematizzati qualitativamente in figura.

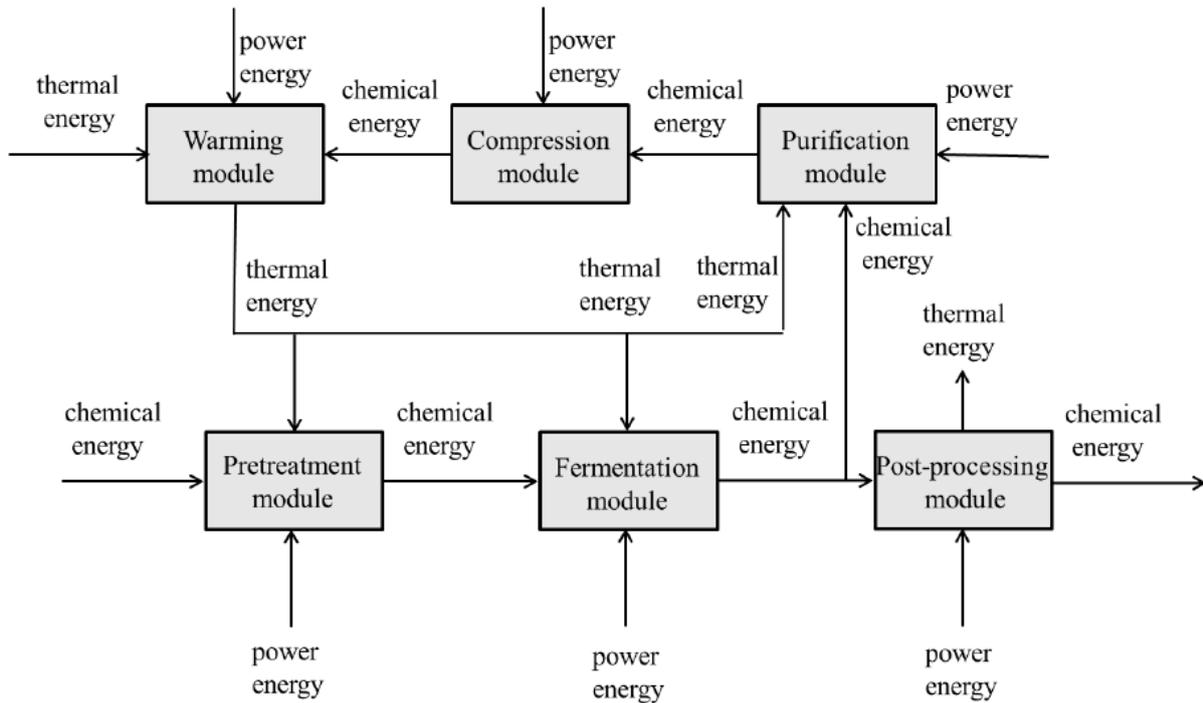


Fig. 11.2 Schema di principio dei flussi di energia previsti [71]

In particolare, concentrando l'attenzione sui soli flussi termici, in base all'analisi delle quantità in gioco, è possibile, anche sulla base di dati disponibili in letteratura per impianti di dimensioni confrontabili, identificare nel processo i flussi caldi (da raffreddare) e freddi (da riscaldare) riassunti nella seguente tabella sinottica [57].

	N.	Descrizione del flusso	T iniziale (°C)	T finale (°C)	Capacità termica oraria (kW/K)	Potenza termica complessiva (kW)
Flussi caldi	H1	Raffreddamento del cogeneratore (acqua camicie)	90	80	5,11	51,1
	H2	Raffreddamento vasca liquami	55	25	10,6	318,0
	H3	Raffreddamento del compressore del biometano	45	30	1,84	27,6
Flussi freddi	C1	Riscaldamento del liquido nei fermentatori	20	55	10,7	374,5
	C2	Mantenimento della temperatura delle vasche digestione	50	55	12,8	64,2

Tab. 11.2 analisi dei flussi termici di scambio

Le utility calde e fredde sono così costituite:

	N.	Descrizione del flusso	T iniziale (°C)	T finale (°C)	Capacità termica oraria massima (kW/K)	Potenza termica massima complessiva (kW)	Consumo di EE/GN (kW) (*)
Hot utilities	HU1	Fumi della caldaia	180	60	0,230	27,6	0,91 kW _{NG} /kW
	HU2	Fumi del cogeneratore	390	120	0,146	42,4	0
Cold utilities	CU1	Acqua refrigerata	10	20	40,0	400	0,167 kW _{EE} /kW(**)

(*) Il costo del gas naturale, NG, viene assunto pari a 0,025 €/kWh, quello dell'energia elettrica, EE, a 0,150 €/kWh.

(**) Si considera un COP medio dei gruppi frigoriferi pari a 6.0.

Tab. 11.3 utility calde e fredde

In base a questi dati, utilizzando il software Pinch SpreadSheet, si è proceduto a individuare il massimo livello di integrazione termica possibile tra i processi, mediante il solo utilizzo di scambiatori di calore, per vari possibili valori della differenza minima di temperatura (ΔT_{\min}), pari a 10 °C e 20 °C (per la sola utility fredda, si è però mantenuto inalterato anche nel secondo caso il valore di 10 °C, in quanto le temperature disponibili non permettevano di incrementare tale valore).

Successivamente, mediante la costruzione della Grand Composite Curve, è stato anche individuato il livello ottimale di utilizzo delle diverse utilities esterne.

Infine, si è proceduto anche a un'ottimizzazione di massima di tipo termo-economico, finalizzata a individuare il ΔT_{\min} ottimale ai fini di minimizzare i costi di investimento dell'intervento di *heat integration*; a tale scopo, si è assunta una conduttanza termica unitaria media $U = 50 \text{ W/m}^2\text{K}$ per tutti gli scambiatori, con la sola eccezione di quello liquido-liquido, per il quale si assume $U = 500 \text{ W/m}^2\text{K}$; si è inoltre utilizzata la seguente funzione di costo [58]:

$$\text{Investimento (€)} = 30.000 + 750 \times (\text{Area})^{0,81}$$

Infine, si è ipotizzato un funzionamento dell'impianto per una media di 7.000 h/anno equivalenti a pieno carico.

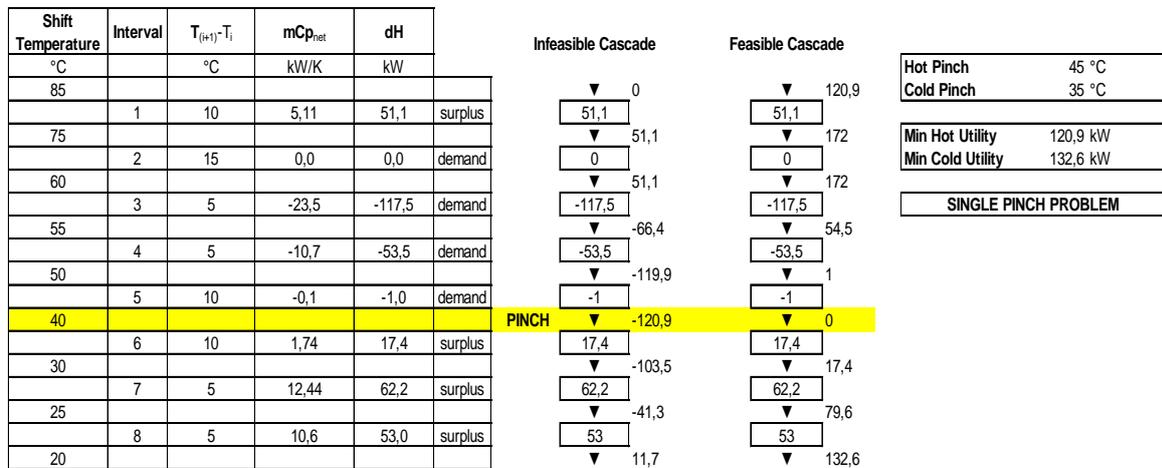
Dati di input per la costruzione delle *composite curves*, risultati intermedi e finali sono descritti nelle seguenti figure e tabelle.

1. Select Input Method from the Dropdown list:
2. Input Global dTmin & select input temperature units:
3. Select appropriate units for the input data from the drop down lists below (E15/F15).

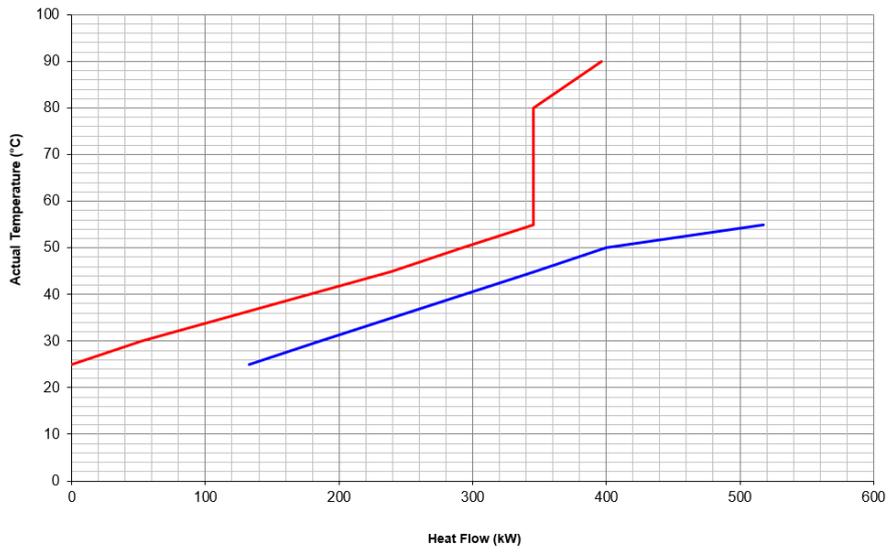
Requires Input -	
Optional Input -	
Calculation cell -	
4. Input data: Stream Name, Temperatures & Heat/Flow Data (max 50 streams).
5. Select desired output unit set:

Stream Name	Supply Temperature	Target Temperature	dT Min Contrib	Heat Capacity Flowrate	Heat Flow	Stream Type	Supply Shift	Target Shift
	°C	°C	°C	kW/K	kW		°C	°C
H1	90	80		5,110	51,1	HOT	85,0	75,0
H2	55	25		10,600	318,0	HOT	50,0	20,0
H3	45	30		1,840	27,6	HOT	40,0	25,0
C1	25	55		10,700	321,0	COLD	30,0	60,0
C2	50	55		12,800	64,0	COLD	55,0	60,0

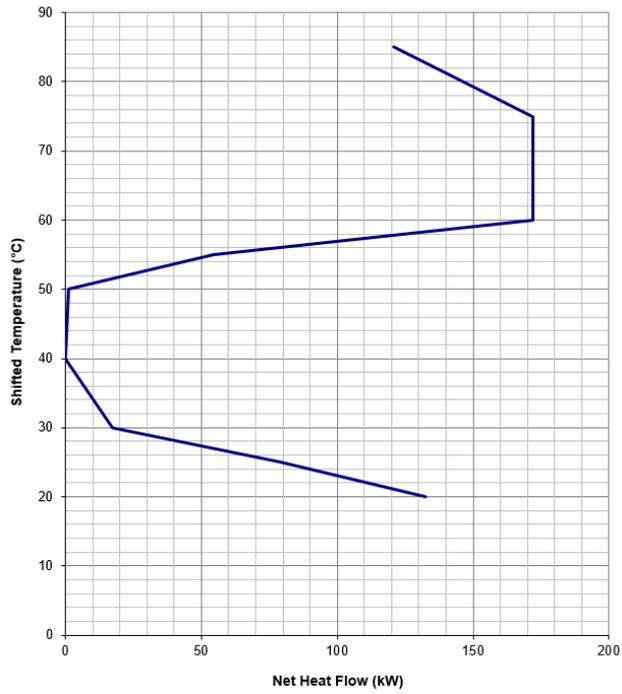
Problem Table & Cascade



Hot and Cold Composite Curves



Grand Composite



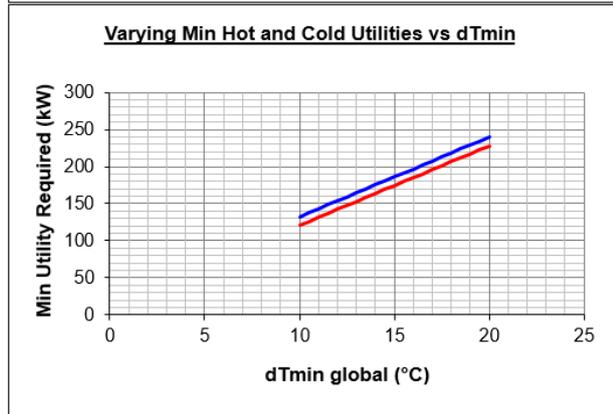
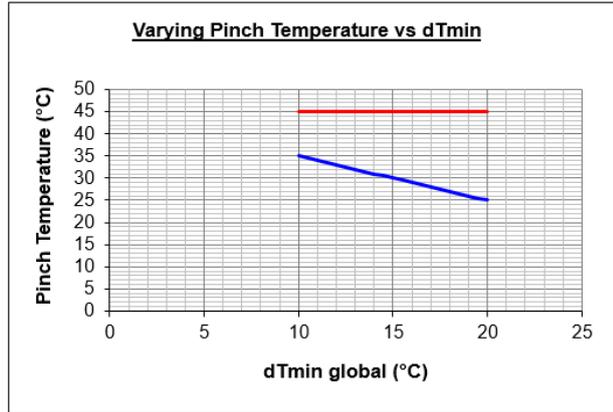
1. Specify dTmin global range.

Max dTmin °C
 Min dTmin °C

2. Click this button to run the case and re-plot the adjacent charts.

Plot Data (No entry required):

dTmin °C	Hot Pinch °C	Cold Pinch °C	Hot Utility kW	Cold Utility kW
20	45	25	227,9	239,6
19,5	45	25,5	222,55	234,25
19	45	26	217,2	228,9
18,5	45	26,5	211,85	223,55
18	45	27	206,5	218,2
17,5	45	27,5	201,15	212,85
17	45	28	195,8	207,5
16,5	45	28,5	190,45	202,15
16	45	29	185,1	196,8
15,5	45	29,5	179,75	191,45
15	45	30	174,4	186,1
14,5	45	30,5	169,05	180,75
14	45	31	163,7	175,4
13,5	45	31,5	158,35	170,05
13	45	32	153	164,7
12,5	45	32,5	147,65	159,35
12	45	33	142,3	154
11,5	45	33,5	136,95	148,65
11	45	34	131,6	143,3
10,5	45	34,5	126,25	137,95
10	45	35	120,9	132,6



Min. Temp. Difference:		10 °C	
	<i>tot H (kW)</i>		<i>tot C (kW)</i>
Base case	396,7		385
After Heat Integration	132,6		120,9
Energy Saving	264,1		264,1
Overall primary energy saving (kW)			
HU1	290,2 (NG)		
CU1	44,1 (EE)		95,9 (PE)
Operation		7.000	h/year
Economic Saving			
	(€/h)	(€/year)	
HU1	7,26	50.788	
CU1	6,62	46.310	
TOT	13,87	97.098	
Overall HE area (m2)	118,4		
Investment cost (€)	65.846		
SPB (years)	0,7		

Min. Temp. Difference:		20 °C	
	<i>tot H (kW)</i>		<i>tot C (kW)</i>
Base case	396,7		385
After Heat Integration	239,6		227,9
Energy Saving	157,1		157,1
Overall primary energy saving (kW)			
HU1	172,6 (NG)		
CU1	26,2 (EE)		57,0 (PE)
Operation		7.000	h/year
Economic Saving			
	(€/h)	(€/year)	
HU1	4,32	30.212	
CU1	3,94	27.547	
TOT	8,25	57.759	
Overall HE area (m2)	111,2		
Investment cost (€)	64.067		
SPB (years)	1,1		

Come si vede, l'integrazione termica ottimale è in grado di ridurre il fabbisogno complessivo di energia primaria, rispetto al caso limite di un processo completamente privo di recuperi termici, di circa 300 kW, e rappresenta un investimento estremamente vantaggioso, con un pay-back, nel caso più vantaggioso, inferiore a un anno.

CAP. 12 RISULTATI E DISCUSSIONE FINALE

12.1 ANALISI ECONOMICA DEL PROGETTO

In questo paragrafo verrà effettuata un'analisi economica del progetto per i diversi casi studio prima citati e verranno calcolati alcuni dei principali indici di valutazione economica. In un secondo momento verrà effettuato un confronto dei risultati ottenuti per i vari casi. Una volta individuati i due migliori, verrà fatta un'analisi di sensibilità sulla variabilità dei prezzi. Per designare un Business Plan della casistica è stato necessario elaborare un computo metrico dell'impianto, definire i costi operativi annui, l'investimento e calcolare la redditività dell'impianto basando i calcoli sulla normativa di riferimento.

12.2 Investimento

La stima dei costi di investimento non è altro che una lista di costi che sommati ci danno il valore effettivo che la società dovrà investire per la realizzazione del impianto. In questa sezione vengono elencati tutti i costi relativi all'acquisto e messa in opera delle componenti impiantistiche.

	Capacità produttiva aumentata (realizzazione del terzo digestore)				Capacità produttiva inalterata			
	Energia elettrica + biometano		Solo biometano		Energia elettrica + biometano		Solo biometano	
VOCI DI COSTO (k€)	<i>Vendita diretta (A1a)</i>	<i>Vendita a ENI (A1b)</i>	<i>Vendita diretta (A2a)</i>	<i>Vendita a ENI (A2b)</i>	<i>Vendita diretta (B1a)</i>	<i>Vendita a ENI (B1b)</i>	<i>Vendita diretta (B2a)</i>	<i>Vendita a ENI (B2b)</i>
Impianto liquefazione	3.633	3.633	3.633	3.633	2.204	2.204	2.204	2.204
Impianto upgrading	1.523	1.523	1.523	1.523	1.232	1.232	1.232	1.232
N°2 Carri bombolai	100	100	100	100	100	100	100	100
Copertura nuova vasca	180	180	180	180				
Distributore GNL	800		800		800		800	
Collaudi e permessi	70	70	70	70	70	70	70	70
Impianto Stoccaggio	100	100	100	100	100	100	100	100
TOT (k€)	6.404	5.606	6.404	5.606	4.505	3.706	4.505	3.706

Tabella 12.1- Voci di Investimento

12.3 Costi operativi

In questa sezione verranno definiti i costi operativi che annualmente la società dovrà affrontare, tipicamente si suddividono in quattro macro-voci:

- Costi personale;
- Costi approvvigionamento;
- Costi energetici;
- Costi gestione impianto.

Per il costo del personale è stato stimato la presenza di cinque operai specializzati. Per il costo approvvigionamento sono state valutati i costi del mais e del triticale pari a 40€ per tonnellata e l'approvvigionamento dei sottoprodotti ad un prezzo medio pari a 25€ per tonnellata.

I costi energetici sono dovuti al consumo elettrico della tecnologia di upgrading e di liquefazione che prelevano direttamente dalla rete.

CASO	Costi personale €	Costi approvvigionamento €	Costi energetici €	Costi gestione impianto €	TOT k€
A1a					
Anni ibrido	139.400	603.135	299.271	962.194	2.004
Anni biometano	139.400	603.135	500.691	962.774	2.206
A1b					
Anni ibrido	139.400	603.135	299.271	833.194	1.875
Anni biometano	139.400	603.135	500.691	850.774	2.098
A2a	139.400	603.135	500.691	962.774	2.206
A2b	139.400	603.135	500.691	830.773	2.076
B1a					
Anni ibrido	139.400	410.000	91.119	907.481	1.548
Anni biometano	139.400	410.000	303.729	907.871	1.761
B1b					
Anni ibrido	139.400	410.000	91.119	777.481	1.418
Anni biometano	139.400	410.000	303.729	791.871	1.645
B2a	139.400	410.000	303.729	907.871	1.761
B2b	139.400	410.000	303.729	777.871	1.631

Tabella 12.2- Redditività dell'impianto

12.4 CONSIDERAZIONI FINALI

Alla luce del quadro normativo incentivazione si evince che il kWh elettrico prodotto da biogas grazie alla tariffa onnicomprensiva è remunerato a un prezzo fisso pari a 28 c€/kWh. La società ESCOLazio ha stipulato un accordo con l'azienda florovivaista per la vendita di energia termica ad un prezzo unitario di 1 c€/kWh che passerà, in assetto riconvertito, a 4 c€/kWh.

Per quanto concerne l'approvvigionamento di biomasse il costo del mais e del triticale rimane invariato (40€/t) mentre i sottoprodotti mediamente avranno un costo di 25€/t.

Il Biometano prodotto è immesso nella rete dei trasporti frutterà un introito per ogni CIC il cui valore, secondo il DM biometano 2017, si attesterà a 375€ mentre, il prezzo di vendita del GNL sarà pari a 0,96€/kg nel caso di vendita diretta con proprio distributore di GNL o pari a 0,85€/kg se venduto ad ENI.

Tutti gli indicatori economici ottenuti dall'analisi sono riportati in Tabella 36, essi sono stati calcolati con un tasso di attualizzazione $\alpha=5\%$.

CASO	VAN €	IP %	TIR %	SPB anni	DPB anni
A1a	23.244.596	276	34,4	2,7	3,0
A1b	21.142.735	277	35,3	2,6	2,9
A2a	22.684.704	274	34,4	2,7	3,0
A2b	21.348.092	286	34,5	2,8	3,1
B1a	8.547.907	131	20,0	4,4	5,1
B1b	8.211.872	134	20,8	4,3	5,0
B2a	7.379.713	115	19,3	4,6	5,6
B2b	7.594.568	143	21,6	4,2	5,0

Tabella 12.3-Indicatori economici dei vari scenari²

² Per i dettagli di calcolo vedere Appendice

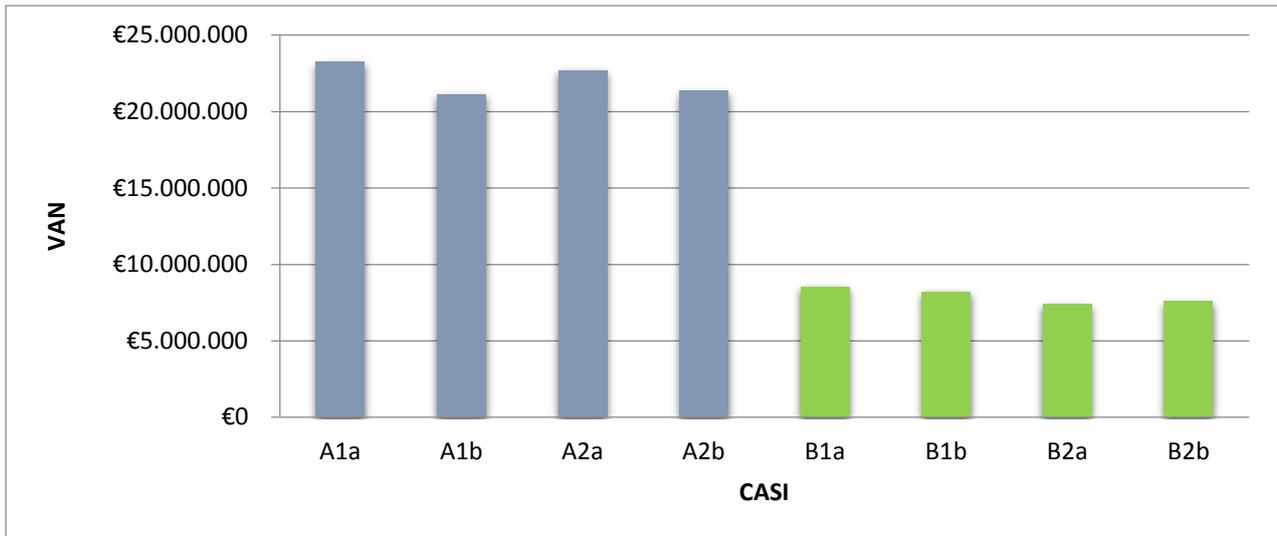


Fig 12.1 calcolo VAN per i differenti casi

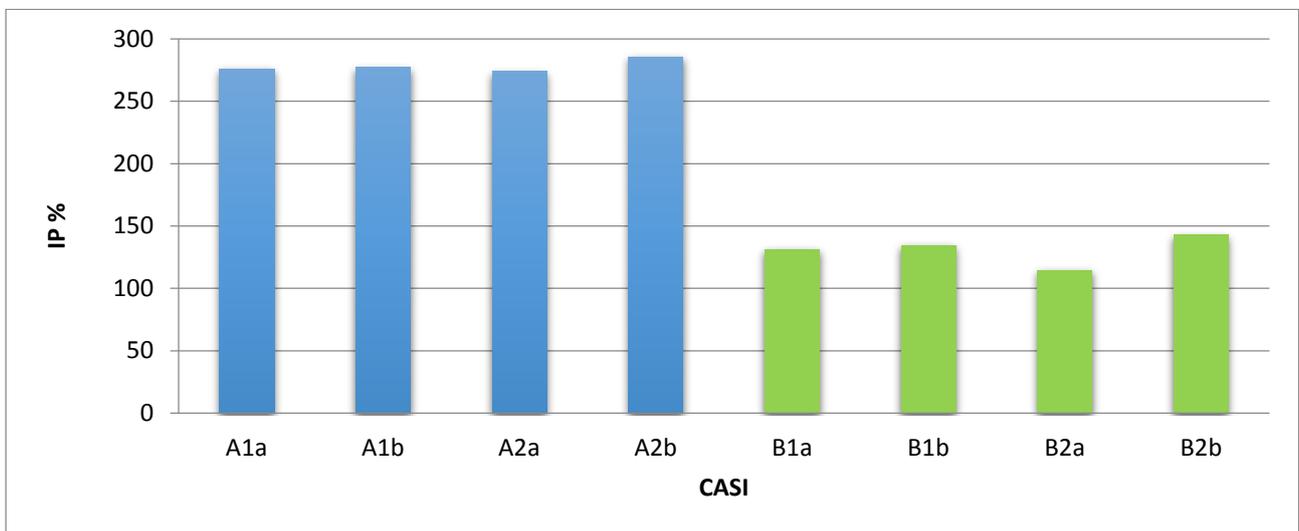


Fig 12.2 calcolo IP% per i differenti casi

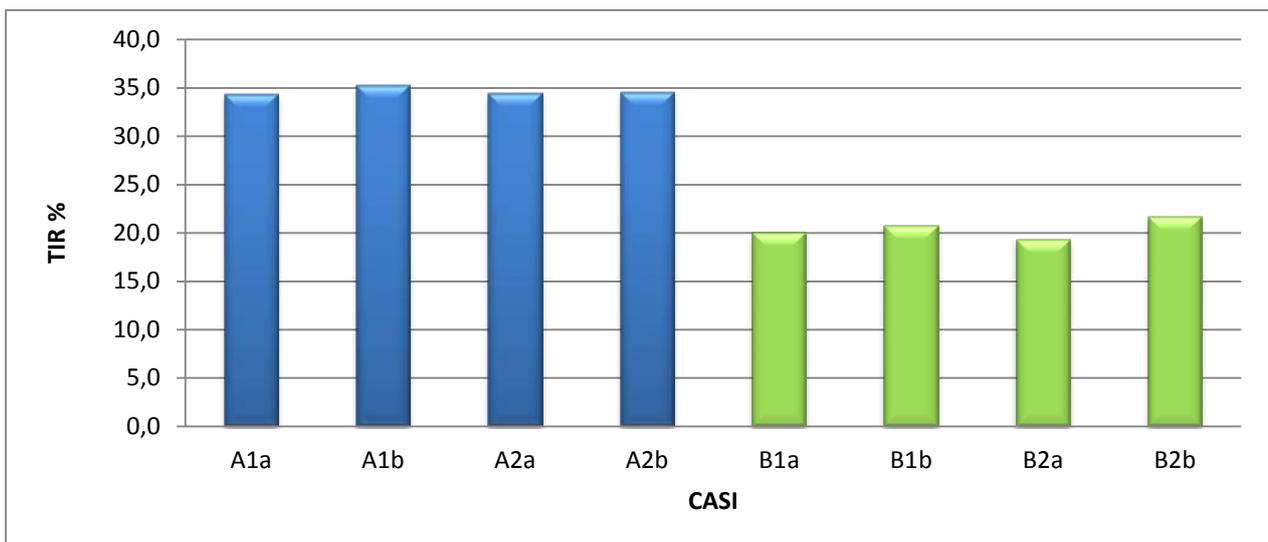


Fig 12.3 calcolo TIR % per i differenti casi

Dai risultati ottenuto si può ben capire, come illustrato nei grafici sopra riportati, che i casi in cui non vi è un incremento di produzione attraverso la copertura di una vasca di stoccaggio (casistica B) sono sicuramente da scartare rispetto allo scenario che prevede tre digestori. Questo è giustificabile poiché, pur dovendo affrontare costi di investimento per la copertura della vasca i maggiori costi di approvvigionamento della biomassa e del trattamento (upgrading prima ,liquefazione poi) di maggiori portate di biogas, i ricavi ottenuti dal rilascio dei CIC e dalla vendita del GNL vanno ben oltre la copertura dei costi da sostenere.

Preso quindi in esame solo i casi di tipo A si può notare come le differenze dei VAN e degli IP non sono così sostanziali da poter additare il caso migliore ma, ben diverso è il discorso sul TIR. Il caso A1b si presenta il migliore proprio in funzione di questo indice che ci da un informazione sul tasso interno di rendimento dell'investimento. E' quindi la condizione ibrida quella che garantisce un miglior profitto, questo perché vi è la possibilità nei restanti 9 anni di incentivazione elettrica di usufruire comunque ,sul 30% della produzione di biogas, del rilascio di CIC per il biometano immesso in consumo nei trasporti e sulla sua vendita ad ENI evitando così costi di investimento e gestione di un impianto di distribuzione.

12.5 Analisi di sensibilità economica

Individuato lo scenario migliore è necessaria un analisi di sensibilità poiché i prezzi in input, così come il valore del CIC fornito dal DM biometano 2017, sono soggetti ad un mercato potenzialmente variabile.

Per lo scenario scelto si sono quindi analizzate quattro possibili cambiamenti dei prezzi in input:

- Valore del CIC pari a 300€
- Prezzo medio dei sottoprodotti a 35€/t;
- +20% prezzi di vendita GNL;
- -20% prezzi di vendita GNL.

CASO A1b	VAN €	IP %	TIR %	SPB anni	DPB anni
Base	21.142.735	277	35,3	2,6	2,9
Sottoprodotti 35€/t	18.867.497	247	32,5	2,8	3,2
CIC=300€	17.314.373	227	31,3	2,9	3,3
Vendita GNL +20%	24.942.157	327	39,0	2,4	2,6
Vendita GNL - 20%	17.343.312	227	31,5	2,9	3,3

Tabella 12.4-Indici economici analisi di sensibilità³⁵

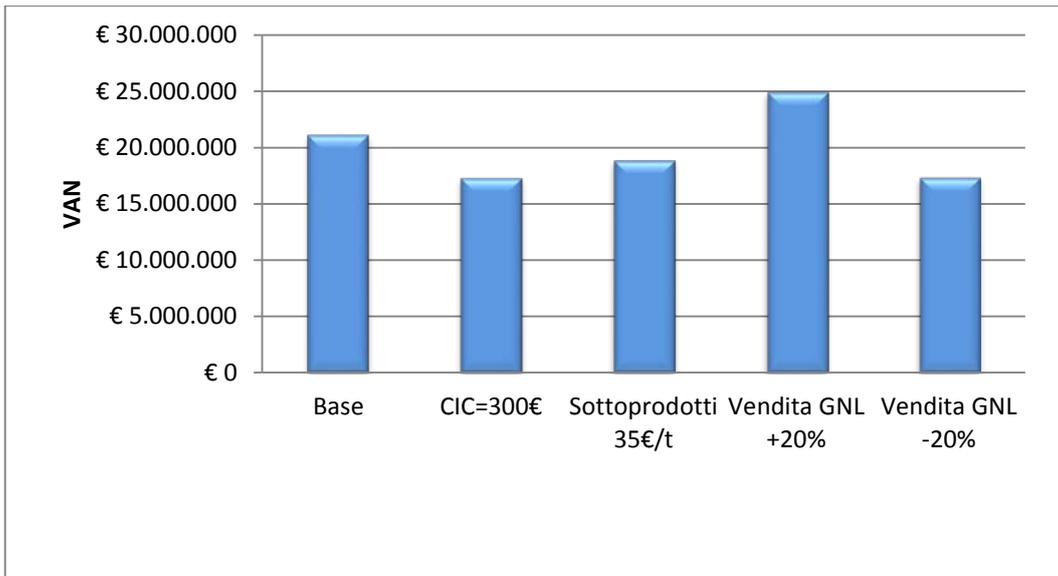


Fig 12.4 calcolo VAN per i differenti casi A

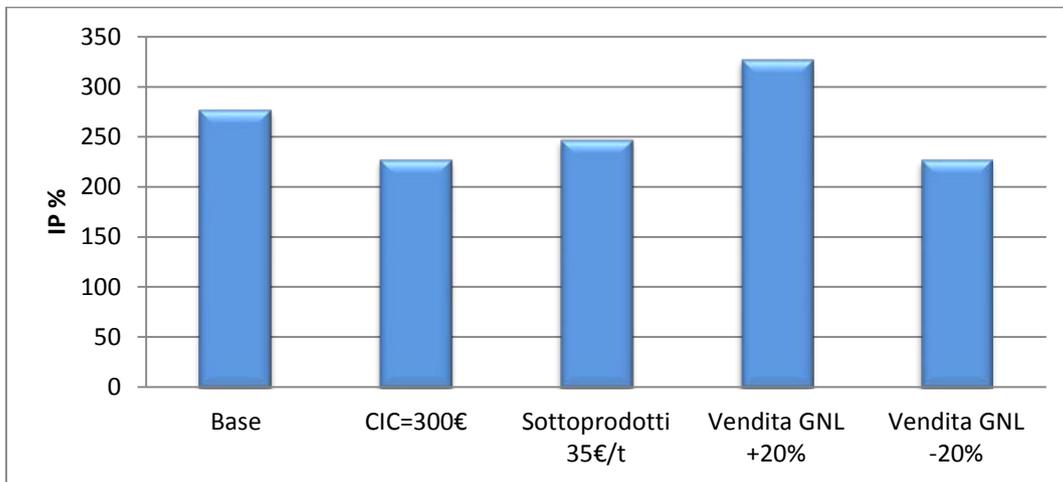


Fig 12.5 calcolo IP per i differenti casi A

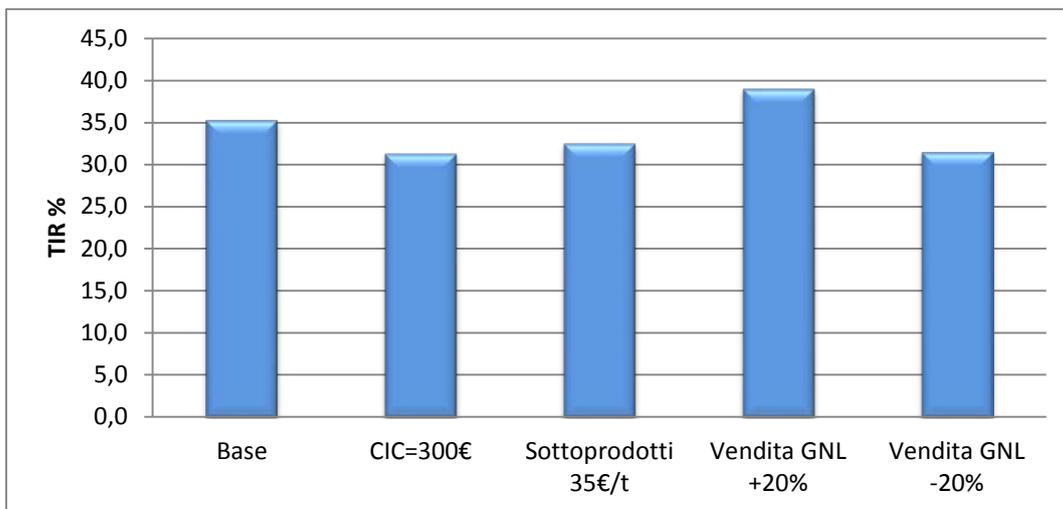


Fig 12.6 calcolo TIR per i differenti casi A

12.6 CONCLUSIONI

Dai risultati ottenuti ed illustrati nei grafici si giunge alla conclusione che la variabilità del costo del sottoprodotto in ingresso non influisce in maniera rilevante rispetto al caso base.

Ben diverso è invece il ruolo del CIC la cui diminuzione determina il peggior TIR in cui lo scenario può ritrovarsi. Questo fa ben capire come la determinazione del loro valore dei CIC, abbia un elevato peso nel settore del biometano dato il suo forte impatto sull'economia del progetto.

Per quanto concerne il prezzo di vendita del GNL questo può tanto portare gli stessi effetti dei CIC sull'investimento qualora ci fosse un decremento del 20% sul prezzo, tanto può risultare un enorme apporto economico qualora il prezzo di vendita subirebbe un aumento del 20% facendo aumentare il TIR di quattro punti percentuali rispetto al caso base.

Dall'analisi dei vari scenari si è giunti alla conclusione che un aumento della produzione di biogas attraverso un nuovo digestore determina ricavi molto più elevati dato che, sulla quantità di biometano prodotto pesano sia il numero di CIC che la vendita stessa del GNL. Come si è potuto notare, l'alto valore dei CIC determina elevati profitti tanto da rendere progetti di questo tipo economicamente molto interessanti. La scelta del legislatore di attribuire ai CIC valori elevati è molto dipesa dalla necessità di raggiungere i target europei sui biocarburanti, settore dove l'Italia è molto indietro rispetto ad altri paesi dell'unione, così facendo, con il prossimo DM biometano 2017, il settore è divenuto più appetibile e accessibile agli impianti intenzionati a riconvertirsi dall'elettrico. Dall'analisi di sensibilità si è dimostrato infatti che i CIC hanno una forte incidenza sul valore dell'investimento così come lo stesso prezzo del GNL che è comunque soggetto ad un mercato variabile.

Ad oggi il biometano risulta essere una valida soluzione economica ed ambientale con cui si valorizza il ciclo virtuoso delle biomasse aprendo una nuova strada nel futuro dell'autotrazione.

APPENDICE

Tabella 1-Piano Energetico e Business Plan CASO A1a

	ANNI IBRIDO									ANNI BIOMETANO									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2032	2033	2034	2035	2036
DATI ENERGIA																			
Vendita EE kWhe	5.459.076	5.762.358	5.762.358	5.762.358	5.762.358	5.762.358	5.762.358	5.762.358	5.762.358	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vendita ET kWht	6.029.100	6.029.100	6.029.100	6.029.100	6.029.100	6.029.100	6.029.100	6.029.100	6.029.100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
kWh Biometano	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158
BIOMETANO																			
KWh Biometno nuova vasca	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189
CIC	3.671	3.671	3.671	3.671	3.671	3.671	3.671	3.671	3.671	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142
smc	2.200.525	2.200.525	2.200.525	2.200.525	2.200.525	2.200.525	2.200.525	2.200.525	2.200.525	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555
RICAVI																			
EE €	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ET €	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CIC €	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365
Vendita diretta GNL €	1.390.027	1.390.027	1.390.027	1.390.027	1.390.027	1.390.027	1.390.027	1.390.027	1.390.027	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564
TOT €	4.536.491	4.628.929																	

	ANNI IBRIDO									ANNI BIOMETANO									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
RICAVI																			
EE €	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541
ET €	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164
CIC €	2.625.137	1.888.379	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758
Vendita diretta GNL €	1.390.027	1.390.027	1.390.027	1.390.027	1.390.027	1.390.027	1.390.027	1.390.027	1.390.027	1.390.027	1.390.027	1.390.027	1.390.027	1.390.027	1.390.027	1.390.027	1.390.027	1.390.027	1.390.027
TOT €	5.784.870	5.048.112	4.536.491	4.628.929															
COSTI																			
Approvvigionamento biomasse	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136
Personale	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400
Costi Energetici	- 299.271	- 299.271	- 299.271	- 299.271	- 299.271	- 299.271	- 299.271	- 299.271	- 299.271	- 299.271	- 299.271	- 299.271	- 299.271	- 299.271	- 299.271	- 299.271	- 299.271	- 299.271	- 299.271
Contratto Global Management	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000
Gestione Impianto	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000
Accisa elettrica autoconsumo	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365
<i>Beni strumentali</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Assicurazione impianto (Property all risk)</i>	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000
<i>Fidejussione smaltimento impianto</i>	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000
<i>Vigilanza</i>	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000
<i>Acquisti vari</i>	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000
<i>Costi gestione distributore</i>	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000
<i>Combustibile mezzi</i>	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000
<i>Telecomunicazioni</i>	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600
<i>Bolli e Assicurazioni mezzi</i>	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000
<i>IMU (Riv.0%)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Monitoraggio ed analisi chimic/biologiche</i>	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000
<i>Manutenzione liquefattore</i>	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000
<i>Manutenzione Cogeneratore</i>	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000
<i>Manutenzione Upgrading</i>	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000
<i>Costi Generali</i>	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200
TOT COSTI	-2.004.973	-2.206.393	-2.206.393	-2.206.393	-2.206.393	-2.206.393	-2.206.393	-2.206.392											
LORDI	3.779.897	3.043.139	2.531.518	2.422.536	2.422.536	2.422.536	2.422.536	2.422.536	2.422.536	2.422.537									
MUTUO																			
Impianto Biogas	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000
Impianto Upgrading	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267
Impianto liquefazione	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744
Mezzi agricoli	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000
Costo collaudo e permessi	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000
Costo impianto distribuzione	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000
Impianto Stoccaggio	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000
Carri bombolai	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000
Costo vasca	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000
TOT	2.146.886	1.580.128	1.518.507	2.422.536	2.422.536	2.422.536	2.422.536	2.422.536	2.422.536	2.422.537									

Tabella 2-Piano Energetico e Business Plan CASO A1b

	ANNI IBRIDO									ANNI BIOMETANO									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
DATI ENERGIA																			
Vendita EE kWhe	5.459.076	5.459.076	5.459.076	5.459.076	5.459.076	5.459.076	5.459.076	5.459.076	5.459.076	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vendita ET kWh	6.029.100	6.029.100	6.029.100	6.029.100	6.029.100	6.029.100	6.029.100	6.029.100	6.029.100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
kWh Biometano	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158
BIOMETANO																			
KWh Biometno nuova vasca	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189
CIC	3.671	3.671	3.671	3.671	3.671	3.671	3.671	3.671	3.671	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142
smc	2.200.525	2.200.525	2.200.525	2.200.525	2.200.525	2.200.525	2.200.525	2.200.525	2.200.525	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555
RICAVI																			
EE €	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ET €	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CIC €	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365
Vendita GNL ENI €	1.230.753	1.230.753	1.230.753	1.230.753	1.230.753	1.230.753	1.230.753	1.230.753	1.230.753	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093
TOT €	4.377.217	4.362.458																	

	ANNI IBRIDO									ANNI BIOMETANO									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
RICAVI																			
EE €	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541	1.528.541										
ET €	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164	241.164										
CIC €	2.065.137	1.888.379	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	1.376.758	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365
Vendita GNL ENI €	1.230.753	1.230.753	1.230.753	1.230.753	1.230.753	1.230.753	1.230.753	1.230.753	1.230.753	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093
TOT €	5.065.596	4.888.838	4.377.217	4.362.458															
COSTI																			
Approvvigionamento biomasse	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136
Personale	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.399
Costi Energetici	- 299.271	- 299.271	- 299.271	- 299.271	- 299.271	- 299.271	- 299.271	- 299.271	- 299.271	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691
Gestione impianto	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000
Contratto Global Management	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000
Accisa elettrica autoconsumo	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 29.452	- 29.452	- 29.452	- 29.452	- 29.452	- 29.452	- 29.452	- 29.452	- 29.452	- 29.452
Beni strumentali	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Assicurazione impianto (Property all risk)	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000
Fidejussione smaltimento impianto	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000
Vigilanza	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000
Acquisti vari	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000
Combustibile mezzi	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000
Telecomunicazioni	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600
Bolli e Assicurazioni mezzi	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000
IMU (Riv.0%)																			
Monitoraggio ed analisi chimic/biologiche	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000
Manutenzione liquefattore	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000
Manutenzione Cogeneratore	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000
Manutenzione Upgrading	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000
Costi Generali	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200
TOT COSTI	-1.874.973	-2.098.480	-2.098.479																
LORDI	3.190.623	3.013.865	2.502.244	2.263.978	2.263.979														
MUTUO																			
Impianto Biogas	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000														
Impianto Upgrading	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267										
Impianto liquefazione	- 403.743	- 403.743	- 403.743	- 403.743	- 403.743	- 403.743	- 403.743	- 403.743	- 403.743										
Mezzi agricoli	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000
Costo collaudi e permessi	- 70.000																		
Impianto Stoccaggio	- 50.000	- 50.000																	
Carri bombolai	- 100.000																		
Costo vasca	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000														
TOT	1.957.613	1.950.855	1.489.234	1.489.234	1.489.234	1.929.234	1.929.234	1.929.234	1.929.234	2.263.978	2.263.979								

Tabella 3-Piano Energetico e Business Plan CASO A2a

	ANNI BIOMETANO																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2032	2033	2034	2035	2036	
DATI ENERGIA																				
Vendita EE kWhe																				
Vendita ET kWh																				
kWh Biometano	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	
BIOMETANO																				
KWh Biometano nuova vasca	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	
CIC	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	
smc	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	
RICAVI																				
EE €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ET €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CIC €	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	
Vendita diretta GNL €	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	
TOT €	4.628.929																			

	ANNI BIOMETANO																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
RICAVI																				
EE €																				
ET €																				
CIC €	4.015.047	2.351.682	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365
Vendita diretta GNL €	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564	2.325.564
TOT €	6.340.611	4.677.247	4.628.929																	
COSTI																				
Approvvigionamento biomasse	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136
Personale	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400
Costi Energetici	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691
Gestione Impianto	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000
Contratto Global Management	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000
Accisa elettrica autoconsumo	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365
Beni strumentali	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Assicurazione impianto (Property all risk)	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000
Fidejussione smaltimento impianto	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000
Vigilanza	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000
Acquisti vari	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000
Costo gestione distributore	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000
Combustibile mezzi	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000
Telecomunicazioni	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600
Bolli e Assicurazioni mezzi IMU (Riv.0%)	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000
Manutenzione liquefattore	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000
Monitoraggio ed analisi chimic/biologiche	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000
Manutenzione Cogeneratore	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000
Manutenzione Upgrading	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000
Costi Generali	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200
TOT COSTI	-2.206.393																			
LORDI	4.134.218	2.470.854	2.422.536																	
MUTUO																				
Impianto Biogas	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000
Impianto Upgrading	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267
Impianto liquefazione	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744
Mezzi agricoli	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000
Costo impianto distribuzione	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000
Costo collaudo e permessi	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000
Impianto Stoccaggio	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000
Carri bombolai	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000
Costo vasca	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000
TOT	2.501.207	1.007.843	1.409.525	1.409.525	1.409.525	1.849.525	1.849.525	1.849.525	1.849.525	2.422.536										

Tabella 4-Piano Energetico e Business Plan CASO A2b

	ANNI BIOMETANO																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2032	2033	2034	2035	2036
DATI ENERGIA																			
Vendita EE kWhe																			
Vendita ET kWht																			
kWh Biometano	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158
BIOMETANO																			
KWh Biometano nuova vasca	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189	14.846.189
CIC	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142
smc	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555	3.681.555
RICAVI																			
EE €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ET €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CIC €	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365
Vendita GNL ENI €	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093
TOT €	4.362.458																		

	ANNI BIOMETANO																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
RICAVI																			
EE €																			
ET €																			
CIC €	3.503.365	2.351.682	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365	2.303.365
Vendita GNL ENI€	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093	2.059.093
TOT €	5.562.458	4.410.776	4.362.458																
COSTI																			
Approvvigionamento biomasse	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136	- 605.136
Personale	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400
Costi Energetici	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691	- 500.691
Gestione impianto	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000	- 200.000
Contratto Global Management	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000
Accisa elettrica autoconsumo	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365	- 7.365
Beni strumentali	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Assicurazione impianto (Property all risk)	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000
Fidejussione smaltimento impianto	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000
Vigilanza	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000
Acquisti vari	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000
Combustibile mezzi	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000
Telecomunicazioni	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600
Bolli e Assicurazioni mezzi	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000
IMU (Riv.0%)																			
Monitoraggio ed analisi chimic/biologiche	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000
Manutenzione liquefattore	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000
Manutenzione Cogeneratore	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000
Manutenzione Upgrading	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000
Costi Generali	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200
TOT COSTI	-2.076.393																		
LORDI	3.486.065	2.334.383	2.286.065																
MUTUO																			
Impianto Biogas	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000														
Impianto Upgrading	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267	- 169.267										
Impianto liquefazione	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744	- 403.744										
Mezzi agricoli	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000
Costi collaudo e permessi	- 70.000																		
Impianto Stoccaggio	- 50.000	- 50.000																	
Carri bombolai	- 100.000																		
Costo vasca	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000														
TOT	2.253.054	1.271.372	1.273.054	1.273.054	1.273.054	1.713.054	1.713.054	1.713.054	1.713.054	2.286.065									

Tabella 5-Piano Energetico e Business Plan CASO B1a

	ANNI IBRIDO									ANNI BIOMETANO									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2032	2033	2034	2035	2036
DATI ENERGIA																			
Vendita EE kWhe	5.762.358	5.762.358	5.762.358	5.762.358	5.762.358	5.762.358	5.762.358	5.762.358	5.762.358	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vendita ET kWht	6.364.050	6.364.050	6.364.050	6.364.050	6.364.050	6.364.050	6.364.050	6.364.050	6.364.050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
kWh Biometano	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158
BIOMETANO																			
CIC	1.118	1.118	1.118	1.118	1.118	1.118	1.118	1.118	1.118	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726
smc	669.990	669.990	669.990	669.990	669.990	669.990	669.990	669.990	669.990	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299
RICAVI																			
EE €	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ET €	254.562	254.562	254.562	254.562	254.562	254.562	254.562	254.562	254.562	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CIC €	419.179	419.179	419.179	419.179	419.179	419.179	419.179	419.179	419.179	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264
Vendita diretta GNL €	423.219	423.219	423.219	423.219	423.219	423.219	423.219	423.219	423.219	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730
TOT €	2.710.420	2.807.994																	

ANNI IBRIDO									ANNI BIOMETANO									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
RICAVI																			
EE €	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460									
ET €	254.562	254.562	254.562	254.562	254.562	254.562	254.562	254.562	254.562	254.562									
CIC €	838.358	838.358	769.590	628.769	780.821	419.179	419.179	419.179	419.179	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264
Vendita diretta GNL €	423.219	423.219	423.219	423.219	423.219	423.219	423.219	423.219	423.219	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730
TOT €	3.129.599	3.129.599	3.060.831	2.920.010	3.072.062	2.710.420	2.710.420	2.710.420	2.710.420	2.807.994									
COSTI																			
Approvvigionamento biomasse	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000
Personale	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.399
Contratto Global Management	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000
Gestione Impianto	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000
Costi Energetici	- 91.119	- 91.119	- 91.119	- 91.119	- 91.119	- 91.119	- 91.119	- 91.119	- 91.119	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729
Accisa elettrica autoconsumo	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333
Beni strumentali	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Assicurazione impianto (Property all risk)	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000
Fidejussione smaltimento impianto	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000
Vigilanza	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000
Acquisti vari	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000
Gestione distributore	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000
Combustibile mezzi	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000
Telecomunicazioni	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600
Bolli e Assicurazioni mezzi	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000
IMU (Riv.0%)																			
Monitoraggio ed analisi chimic/biologiche	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000
Manutenzione liquefattore	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000
Manutenzione Cogeneratore	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000
Manutenzione Upgrading	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000
Costi Generali	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200
TOT COSTI	-1.548.651	-1.761.261																	
LORDI	1.580.948	1.580.948	1.512.180	1.371.359	1.523.411	1.161.769	1.161.769	1.161.769	1.161.769	1.046.733									
MUTUO																			
Impianto Biogas	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000														
Impianto Upgrading	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907										
Impianto liquefazione	- 244.918	- 244.918	- 244.918	- 244.918	- 244.918	- 244.918	- 244.918	- 244.918	- 244.918										
Mezzi agricoli	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000
Impianto distribuzione	- 400.000	- 400.000																	
Impianto Stoccaggio	- 50.000	- 50.000																	
Carri bombolai	- 100.000																		
Costi collaudi e permessi	- 70.000																		
TOT	179.123	349.123	730.355	589.534	741.586	779.944	779.944	779.944	779.944	1.046.733	1.046.734								

Tabella 6-Piano Energetico e Business Plan CASO B1b

	ANNI IBRIDO									ANNI BIOMETANO									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2032	2033	2034	2035	2036
DATI ENERGIA																			
Vendita EE kWh	5.762.358	5.762.358	5.762.358	5.762.358	5.762.358	5.762.358	5.762.358	5.762.358	5.762.358	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vendita ET kWh	6.364.050	6.364.050	6.364.050	6.364.050	6.364.050	6.364.050	6.364.050	6.364.050	6.364.050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
kWh Biometano	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	6.498.900	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158
BIOMETANO																			
CIC	1.118	1.118	1.118	1.118	1.118	1.118	1.118	1.118	1.118	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726
smc	669.990	669.990	669.990	669.990	669.990	669.990	669.990	669.990	669.990	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299
RICAVI																			
EE €	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ET €	254.562	254.562	254.562	254.562	254.562	254.562	254.562	254.562	254.562	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CIC €	419.179	419.179	419.179	419.179	419.179	419.179	419.179	419.179	419.179	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264
Vendita GNL ENI €	374.725	374.725	374.725	374.725	374.725	374.725	374.725	374.725	374.725	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084
TOT €	2.661.927	2.646.348																	

	ANNI IBRIDO										ANNI BIOMETANO									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
RICAVI																				
EE €	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460	1.613.460										
ET €	254.562	254.562	254.562	254.562	254.562	254.562	254.562	254.562	254.562											
CIC €	628.769	628.769	628.769	628.769	628.769	571.231	419.179	419.179	419.179	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	
Vendita GNL ENI €	374.725	374.725	374.725	374.725	374.725	374.725	374.725	374.725	374.725	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	
TOT €	2.871.516	2.871.516	2.871.516	2.871.516	2.871.516	2.813.979	2.661.927	2.661.927	2.661.927	2.646.348										
COSTI																				
Approvvigionamento biomasse	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	
Personale	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	
Costi Energetici	- 91.119	- 91.119	- 91.119	- 91.119	- 91.119	- 91.119	- 91.119	- 91.119	- 91.119	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	
Accisa elettrica autoconsumo	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 17.866	- 17.866	- 17.866	- 17.866	- 17.866	- 17.866	- 17.866	- 17.866	- 17.866	- 17.866	
Gestione impianto	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	
Contratto Global Management	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	
Beni strumentali	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Assicurazione impianto (Property all risk)	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	
Fidejussione smaltimento impianto	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	
Vigilanza	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	
Acquisti vari	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	
Combustibile mezzi	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	
Telecomunicazioni	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	
Bolli e Assicurazioni mezzi	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	
IMU (Riv.0%)																				
Monitoraggio ed analisi chimic/biologiche	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	
Manutenzione Cogeneratore	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	
Manutenzione liquefattore	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	
Manutenzione Upgrading	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	
Costi Generali	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	
TOT COSTI	-1.418.651	-1.644.795																		
LORDI	1.452.865	1.452.865	1.452.865	1.452.865	1.452.865	1.395.328	1.243.275	1.243.275	1.243.275	1.001.553										
MUTUO																				
Impianto Biogas	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000															
Impianto Upgrading	- 137.000	- 137.000	- 137.000	- 137.000	- 137.000	- 137.000	- 137.000	- 137.000	- 137.000											
Mezzi agricoli	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	
Costi collaudo e permessi	- 70.000																			
Impianto Stoccaggio	- 50.000	- 50.000																		
Carri bombolai	- 100.000																			
Impianto liquefazione	- 244.920	- 244.920	- 244.920	- 244.920	- 244.920	- 244.920	- 244.920	- 244.920	- 244.920											
TOT	450.945	620.945	670.945	670.945	670.945	1.013.408	861.355	861.355	861.355	1.001.553										

Tabella 7-Piano Energetico e Business Plan CASO B2a

	ANNI BIOMETANO																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2032	2033	2034	2035	2036
DATI ENERGIA																			
Vendita EE kWhe																			
Vendita ET kWht																			
kWh Biometano	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158
BIOMETANO																			
CIC	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726
smc	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299
RICAVI																			
EE €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ET €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CIC €	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264
Vendita diretta GNL €	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730
TOT €	2.807.994																		

	ANNI BIOMETANO																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
RICAVI																				
EE €																				
ET €																				
CIC €	2.655.895	1.898.632	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264
Vendita diretta GNL €	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730	1.410.730
TOT €	4.066.626	3.309.362	2.807.994																	
COSTI																				
Approvvigionamento biomasse	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000
Personale	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400
Accisa elettrica autoconsumo	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333
Gestione Impianto	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000
Contratto Global Management	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000
Costi Energetici	- 303.729																			
<i>Beni strumentali</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Assicurazione impianto (Property all risk)</i>	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000
<i>Fidejussione smaltimento impianto</i>	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000
<i>Vigilanza</i>	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000
<i>Acquisti vari</i>	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000
<i>Costi Gestione distributore</i>	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000	-130.000
<i>Combustibile mezzi</i>	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000
<i>Telecomunicazioni</i>	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600
<i>Bolli e Assicurazioni mezzi</i>	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000
<i>IMU (Riv.0%)</i>																				
<i>Monitoraggio ed analisi chimic/biologiche</i>	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000
<i>Manutenzione liquefattore</i>	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000
<i>Manutenzione Cogeneratore</i>	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000
<i>Manutenzione Upgrading</i>	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000
Costi Generali	-48.200																			
TOT COSTI	-1.761.261																			
LORDI	2.305.364	1.548.101	1.046.733																	
MUTUO																				
Impianto Biogas	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000
Impianto di liquefazione	- 244.918	- 244.918	- 244.918	- 244.918	- 244.918	- 244.918	- 244.918	- 244.918	- 244.918	- 244.918	- 244.918	- 244.918	- 244.918	- 244.918	- 244.918	- 244.918	- 244.918	- 244.918	- 244.918	- 244.918
Impianto Upgrading	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907
Mezzi agricoli	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000
Costo impianto distribuzione	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000
Impianto Stoccaggio	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000	- 50.000
Carri bombolai	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000
Costo collaudo e permessi	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000	- 70.000
TOT	903.539	316.276	264.908	264.908	264.908	664.908	664.908	664.908	664.908	664.908	1.046.733									

Tabella 0-Piano Energetico e Business Plan CASO B2b

	ANNI BIOMETANO																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2032	2033	2034	2035	2036
DATI ENERGIA																			
Vendita EE kWhe																			
Vendita ET kWht																			
kWh Biometano	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158	22.803.158
BIOMETANO																			
CIC	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726	3.726
smc	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299	2.233.299
RICAVI																			
EE €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ET €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CIC €	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264
Vendita GNL ENI €	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084
TOT €	2.646.348																		

	ANNI BIOMETANO																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
RICAVI																				
EE €																				
ET €																				
CIC €	2.095.895	1.898.632	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264	1.397.264
Vendita GNL ENI €	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084	1.249.084
TOT €	3.344.979	3.147.716	2.646.348																	
COSTI																				
Approvvigionamento biomasse	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000	- 410.000
Personale	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400	- 139.400
Costi Energetici	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729	- 303.729
Gestione impianto	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000	- 150.000
Contratto Global Management	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000	- 435.000
Accisa elettrica autoconsumo	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333	- 4.333
Beni strumentali	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Assicurazione impianto (Property all risk)	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000
Fidejussione smaltimento impianto	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000
Vigilanza	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000	-2.000
Acquisti vari	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000
Combustibile mezzi	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000
Telecomunicazioni	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600
Bolli e Assicurazioni mezzi	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000	-3.000
IMU (Riv.0%)																				
Monitoraggio ed analisi chimic/biologiche	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000
Manutenzione liquefattore	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000
Manutenzione Cogeneratore	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000	-30.000
Manutenzione Upgrading	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000	-20.000
Costi Generali	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200	-48.200
TOT COSTI	-1.631.261																			
LORDI	1.713.718	1.516.455	1.015.086																	
MUTUO																				
Impianto Biogas	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000	- 400.000															
Impianto Upgrading	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907	- 136.907										
Mezzi agricoli	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000	- 40.000
Costi collaudo e permessi	- 70.000																			
Impianto Stoccaggio	- 50.000	- 50.000																		
Carri bombolai	- 100.000																			
Impianto liquefazione	- 208.180	- 208.180	- 208.180	- 208.180	- 208.180	- 208.180	- 208.180	- 208.180	- 208.180	- 208.180										
TOT	748.631	721.368	269.999	269.999	269.999	669.999	669.999	669.999	669.999	669.999	1.015.086									

BIBLIOGRAFIA

[1] EurObser'ER, Baromètre Biogaz 2017)

[2] Review of life cycle assessment for biogas production in Europe O. Hijazi*; S. Munro; B. Zerhusen; M. Effenberger - Renewable and Sustainable Energy Reviews 54:1291–1300 • February 2016

[3] Cherubini F., Hammer Strømman A., 2011. Life cycle assessment of bioenergy systems: State of the art and future challenges in "Bioresource Technology", 102, 437-451.

[4] IPCC. Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. [Stocker TFD, Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press. Cambridge, United Kingdom and New York 2013; 1535 pp NY, USA.

[5] D'Imporzano G., Schievano A., Tambone F., Adani F., Maggiore T., Negri M., 2010. Valutazione tecnico-economica delle colture energetiche in "L'informatore agrario", 32/2010, 17.

[6] Brown S., Kruger C., Subler S., 2008. Greenhouse gas balance for composting operations in "Journal of environmental quality", 37,1396–1410.

[7] Boulamanti A.K., Donida Maglio S., Giuntoli J., Agostini A., 2013 Influence of different practices on biogas sustainability in "Biomass and Bioenergy".

[8] Corvaglia M. A., Biagi G., 2011. Impianti a biogas. Documento divulgativo sulle problematiche delle emissioni in atmosfera convogliate e diffuse (odori)

[9] Dlgs 387/03 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"

[10] Rossi L., Mantovi P., 2012. Digestato. Un utile sottoprodotto del biogas. Centro Ricerche Produzioni Animali – CRPA S.p.A.

[11] S. Piccinini, M. Centemero, F. Codato, F. Valentini, G. Rustichelli, D. Mainero, F. Loro, A. Ceron, G. Chiesa, G. Marchiò, L. Brondello, L. Rossi, E. Favoino. L'integrazione tra la digestione anaerobica e il compostaggio. Comitato tecnico digestione anaerobica, Reggio Emilia, 2006: 9.

- [12] Mantovi P., Soldano M., Moscatelli G., Tabaglio V., 2006. Effetti degli inibitori sull'azoto dei liquami, in "L'informatore agrario", 25, 27-31.
- [13] Kim J.K., Oh B.R., Chun Y.N., Kim S.W, 2006. Effects of temperature and hydraulic retention time on anaerobic digestion of food waste, in "Journal of bioscience and bioengineering", vol. 102, No. 4, 328–332.
- [14] Technical and economic analysis of a cogeneration plant fueled by biogas produced from biomass livestock F. Calise, C. Cremonesi, G. de Notaristefani di Vastogirardi, M. Dentice d'Accadia - ATI 2015 - 70th Conference of the ATI Engineering Association-
- [15] S. Piccinini; La Digestione anaerobica dei rifiuti organici e di altre biomasse: situazione e prospettiva in Europa e in Italia. Centro ricerche produzioni animali, comitato tecnico CIC, Reggio Emilia, 2004. Corso di specializzazione la qualità nei processi di compostaggio ECOMONDO Rimini 2011
- [16] M. Soldano, C. Fabbri, N. Labartino, S. Piccinini. Valutazione del potenziale metanigeno di biomasse di scarto dell'industria agroalimentare. C.R.P.A. S.p.A. (Centro Ricerche Produzioni Animali), Reggio Emilia, 2011.
- [17] Biogas from Waste and Renewable Resources. An Introduction. Dieter Deublein and Angelika Steinhauser 2008 - WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim
- [18] Lijó L., González-García S., Bacenetti J., Fiala M., Feijoo G., Lema J.M., Moreira M.T., "Life Cycle Assessment of electricity production in Italy from anaerobic co-digestion of pig slurry and energy crops", *Ren. Energy* 68, pp 625-635, 2014
- [19] Energia dal Biogas - Sergio Piccinini, Giuseppe Bonazzi, Claudio Fabbri, Daniela Sassi, Magda C. Schiff, Mariangela Soldano, Fabio Verzellesi - C.R.P.A. Marino Berton – AIEL settembre 2008
- [20] Raven R.P.J.M., Gregersen K.H. (2004) – Biogas plants in Denmark: successes and setbacks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 11, Issue 1, January 2007, Pages 116-132.
- [21] Weiland P., Rieger C., Ehrmann T. (2003) – Evaluation of the newest biogas plants in Germany with respect to renewable energy production, greenhouse gas reduction and nutrient management. *Future of Biogasin Europe II*, Esbjerg 2-4 October 2003.

- [22] Honig H., "Reducing losses during storage and unloading of silage", *Landbauforschung Voelkenrode, Sonderheft*, 23, pp 116-128, 1991
- [23] Mata-Alvarez J., "Biomethanization of the Organic Fraction of Municipal Solid Wastes", IWA Publishing, TJ International, Padstow UK, 2003
- [24] Lubken M., Wichern M., Schlatmann M., Gronauer A., Horn H., "Modelling the energy balance of an anaerobic digester fed with cattle manure and renewable energy crops", *Water Research* 41, pp 4085-4096, 2007
- [25] Wichern M., Gehring T., Fischer K., Andrade D., Lubken M., Koch K., "Monofermentation of grass silage under mesophilic conditions: measurements and mathematical modelling with ADM1." *Bioresour Technol* 100(4), pp 1675-1681, 2009
- [26] Koch K., Lubken M., Gehring T., Wichern M., Horn H., "Biogas from grass silage e measurements and modeling with ADM1", *Bioresour. Technol.* 101(21), pp 8158-8165, 2010
- [27] Curry N., Pillay P., "Biogas prediction and design of a food waste to energy system for the urban environment", *Renewable Energy Volume* 41, pp 200–209, 2012
- [28] Batstone D.J., Keller J., Angelidaki I., Kalyuzhnyi S.V., Pavlostathis S.G., Rozzi A., Sanders W.T.M., Siegrist H., Vavilin V.A., "Anaerobic Digestion Model No.1, Scientific and Technical Report 13" IWA, London, UK, 2002
- [29] Zhou H., Löffler D., Kranert M., "Model-based predictions of anaerobic digestion of agricultural substrates for biogas production", *Bioresour. Technol.* 102, pp 10819–10828, 2011
- [30] IFAK, "SIMBA® 5.1 User's guide", ifak system GmbH, Magdeburg, 2005
- [31] Biernacki P., Steinigeweg S., Borchert A., Uhlenhut F., Brehm A., "Application of Anaerobic Digestion Model No. 1 for describing an existing biogas power plant". *Biom. And Bioenergy*, pp 1- 7, 2013 (a)
- [32] Lubken M., Gehring T., Wichern M., "Microbiological fermentation of lignocellulosic biomass: current state and prospects of mathematical modeling", *Appl. Microbiol. Biotechnol.*, 85, pp. 1643-1652, 2010
- [33] Wett B., Eladawy A., Ogurek M., "Description of nitrogen incorporation and release in ADM1". *Water Sci. Technol.*, 54(4), pp 67-76, 2006

- [34] Blumensaat F., Keller J., “Modelling of two-stage anaerobic digestion using the IWA Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1)” *Water Research* 39(1), pp 171–183, 2005
- [35] Galí A., Benabdallah T., Astals S., Mata-Alvarez J. “Modified version of ADM1 model for agro-waste application”, *Biores. Technol.* 100, pp. 2783-2790, 2009
- [36] Schoen M., Sperl D., Gadermaier M., Goberna M., Franke-Whittle I., Insam H., “Population dynamics at digester overload conditions”. *Bioresour. Technol.* 100(23), 5648-5655, 2009
- [37] L. Appels, J. Baeyens, J. Degréve, R. Dewil Principles and potential of the anaerobic digestion of waste-activated sludge *Prog. Energy Combust.*, 34 (2008), pp. 755-781
- [38] Amani T., Nosrati M., Sreekrishnanb T.R., “Anaerobic digestion from the viewpoint of microbiological, chemical, and operational aspects — a review” *Environmental Reviews*, Vol. 18, pp 255-278, 2010
- [39] Chen Y., Cheng J.J., Creamer K.S., “Inhibition of anaerobic digestion process: A review”, *Biores. Technol.*, 99, pp 4044–4064, 2008
- [40] Awe, O. W., Y. Zhao, A. Nzihou, D. P. Minh, e N. Lyczko (2017). A Review of Biogas Utilisation, Purification and Upgrading Technologies. *Waste and Biomass Valorization* 8(2):267–83.
- [41] Bailón Allegue, L. e J. Hinge (2012). Biogas and Bio-Syngas Upgrading. DTI Report (December):1–97.
- [42] Intelligent Energy – Europe Programme, “Dal biogas al biometano: tecnologie di upgrading”, Vienna University of Technology
- [43] Frigerio, Marco, Andrea Casalegno, e Alberto Rota (2009). Biometano per Autotrazione: Tecnologie, Analisi Energetica, Analisi Economica E Calcolo Degli Incentivi. 127. Tesi di Laurea Magistrale, Politecnico di Milano.
- [44] Singhal, S., S. Agarwal, S. Arora, P. Sharma, e N. Singhal (2017). Upgrading Techniques for Transformation of Biogas to Bio-CNG: A Review. *International Journal of Energy Research*.
- [45] EBA Statistical Report 2017

- [46] Angelidaki I., Alves M.M., Bolzonella D., Borzacconi L., Campos J.L., Guwy A.J., Kalyuzhnyi S., Jenicek P., Van Lier J.B., “Defining the biomethane potential (BMP) of solid organic wastes and energy crops: a proposed protocol for batch assays”. *Water Sci. Technol.* 59, pp. 927-934, 2009.
- [47] LfU, “Biogashandbuch Bayern – Materialband – Bayerisches Landesamt für Umwelt”, LfU, 2007
- [48] Analisi di alcuni esempi di sostenibilità economica della filiera del biometano”: Claudio Fabbri CRPA – Reggio Emilia e Alessandro Ragazzoni Dipartimento di Scienze Agrarie – Università di Bologna (Modena 2016)
- [49] DM 27-10-2014 :Gazzetta ufficiale MISE
- [50] Boe K., Batstone D.J., Steyer J.P., Angelidaki I., “State indicators for monitoring the anaerobic digestion process”, *Water Research* 44, pp 5973 – 5980, 2010
- [51] Technical and economic analysis of the reconversion of an existing biogas plant to biomethane production: a case study. G. de Notaristefani di Vastogirardi, F. Calise, M. Dentice d'Accadia –Proceeding EUBCE 2018 Copenhagen
- [52] *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-MISE - DETEC UNIVERSITA' FEDERICO II NA - F. Reale, R. Stolica, M. Gaeta, M. Ferri, M. Sarnataro, V. Vitale - Marzo 2009
- [53] Wang, L.; Wang, Z.; Lu, H. *Thermal balance analysis of northern large-scale biogas generating system based on system dynamics*. *Trans. Chin. Soc. Agric. Eng.* 2011, 27, 26–31.
- [54] Sui, X. *Research on Energy Analysis of Biogas Projects in Cold Regions and Energy-Saving Technology*. Master's Thesis, Northeast Agricultural University, Harbin, China, 2015.
- [55] Panepinto, D.; Fiore, S.; Zappone, M.; Genon, G.; Meucci, L. *Evaluation of the energy efficiency of a large wastewater treatment plant in Italy*. *Appl. Energy* 2016, 161, 404–411.
- [56] Suyu, L.; Shuyang, W.; Erping, L.; Wenying, T. *Biogas refining system for obtaining vehicle fuel similar to natural gas*. *Trans. Chin. Soc. Agric. Eng.* 2009, 210–213.

- [57] Zhen et al., *Optimizing Waste Heat Utilization in Vehicle Bio-Methane Plants*. *Energies*, 2018, 11, 1518; doi: 10.3390/en11061518.
- [58] Caputo et al., *Manufacturing cost model for heat exchangers optimization*. *Applied Thermal Engineering* 94 (2016), 513–533.
- [59] Hagen, M., Polman, E., Myken, A., Jensen, J., Jönsson, O., AB, B., et al. (2001). *Adding gas from biomass to the gas grid*. Malmö: Swedish Gas Center.
- [60] Jönsson, O., Polman, E., Jensen, J., Eklund, R., Schyl, H., & Ivarsson, S. (2003). *Sustainable gas enters the European gas distribution system*.
- [61] M. Sterner *Bioenergy and Renewable Power Methane in Integrated 100% Renewable Energy Systems: Limiting Global Warming by Transforming Energy Systems* -Erneuerbare Energien und Energieeffizienz/Renewable Energies and Energy Efficiency, 14, 978-3-89958-798-2, Kassel Univ. Press (2010)
- [62] Jan Stambasky - *Power to Biomethane –An Integral Part of Biomethane Industry-* EBA
- [63] IEA Bioenergy - Tak 37, 2017
- [64] ISAAC Dal biogas al biometano-V. Pignatelli – 2017
- [65] S. Singhal, S. Agarwal, S. Arora, P.Sharma, N. Singhal. Upgrading techniques for transformation of biogas to bio-CNG: a review. *International journal of Energy Research*. Febbraio 2017.
- [66] Bolzonella D., Pavan P., Mace S., Cecchi F., “Dry anaerobic digestion of differently sorted organic municipal solid waste: a full scale experience”, *Water Sci. and Tech.* 53, pp 22-32, 2006
- [67] Fabbri C., Mantovi P., Piccinini S., Verzellesi F., “Separazione solido-liquido per gestire l’azoto e produrre energia”, *L’informatore agrario* 41, 2012
- [68] JOPPERT, C. L.a*, PERECIN, D.a, COELHO, S. T. a, CAMACHO, J. L. P.bA short-cut model for predicting biomethane availability after biogas upgrading (2007)
- [69] Richard O’Shea ^{a,b}, David Wall ^{a,b,†}, Ian Kilgallon ^c, Jerry D. Murphy ^{a,b} Assessment of the impact of incentives and of scale on the build order and location of biomethane facilities and the feedstock they utilize (2016)
- [70] Optimize small-scale LNG production with modular SMR technology: B. Price and M. Mahaley, Black & Veatch, Overland Park, Kansas; and W. Shimer, UOP, Des Plaines, Illinois (2015)
- [71] Nana Yan , Baozeng Ren Bin Wu, Di Bao , Xiangping Zhang , Jingheng Wang , Multi-objective optimization of biomass to biomethane system (2016)