

ALMA MATER STUDIORUM  
UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

SCUOLA DI SCIENZE

Corso di laurea magistrale in Analisi e Gestione dell'ambiente

**Valutazione della convenienza economica dell'upgrading del biogas da  
discarica a biometano e suoi conseguenti possibili utilizzi**

Tesi di laurea in

Tecnologie di depurazione

Relatore

Prof. Carlo Stramigioli

Presentata da

Marco Marino

Correlatore

Prof. Alberto Modelli

II Sessione

Anno Accademico 2016-2017

# Indice

## 1- Introduzione

## 2- Descrizione generale del processo produzione biogas

- I. Ubicazione del sito
- II. Descrizione dell'impianto
- III. Descrizione del processo
- IV. Inquadramento normativo

## 3- Biogas generato e disperso in atmosfera

## 4- Caratterizzazione biogas prodotto

- I. Descrizione delle componenti del biogas
- II. Composizione del biogas da discarica

## 5- Tecnologie di cleaning e upgrading

- I. Water scrubber (assorbimento con acqua)
- II. Chemical and organic physical scrubbing (assorbimento chimico o fisico con solventi organici)
- III. Pressure Swing Adsorption (adsorbimento a pressione oscillante)
- IV. Sistemi di purificazioni tramite membrane
- V. Tecniche di purificazione biologiche
- VI. Separazione criogenica
- VII. Il sistema di upgrading proposto da Hera

## 6- Valutazione economica dell'upgrading del biogas a biometano

- I. Costi d'investimento
- II. Costi di gestione operativa
- III. Costi di vettoriamento
- IV. Ipotesi, calcolo flussi di cassa e VAN

- V. Ipotesi 1: Immissione in rete gas naturale senza specifica destinazione d'uso, calcolo degli incentivi.
- VI. Ipotesi 2: Finanziamento Europeo nel progetto Biomethe life+, eventuale vendita biometano.
- VII. Ipotesi 3: Capitale per la realizzazione dell'impianto interamente investito da Hera, calcolo degli incentivi e vendita biometano
- VIII. Ipotesi 4: Ritiro dedicato GSE, calcolo degli incentivi
- IX. Ipotesi 5: Capitale interamente investito da Hera, assenza di incentivi, vendita biometano

7- Conclusioni

8- Bibliografia

9- Sitografia

## **1- Introduzione**

Le problematiche ambientali e la necessità di nuove forme di energie sempre più “green” stanno spingendo l’unione Europea e di conseguenza l’Italia a ricercare nuove soluzioni a tali problemi. Il decreto legislativo 28/2011 mira ad applicare la direttiva 2009/28/CE, il cui fine è quello di favorire l’uso dell’energia da fonti rinnovabili. Nel caso particolare si vuole porre l’attenzione sul biometano, come fonte energetica di grande potenzialità e di svariati possibili utilizzi.

È stato preso in analisi il biogas prodotto nei settori 1,2,3 della discarica di Herambiente Spa, situata in S.S. 309 km 2.6. In relazione alla quantità e alla composizione del biogas convogliato in torcia, sono stati calcolati i costi relativi per la realizzazione di un impianto di upgrading, per trasformare il biogas prodotto in biometano. Seguendo la normativa relativa all’incentivazione del biometano, è stata effettuata un’analisi costi benefici per verificare la convenienza economica della realizzazione di tale impianto, la fattibilità tecnica e la sostenibilità della filiera bioenergetica. Sono stati analizzati e proposti vari scenari di utilizzo di tale risorsa, una volta conclusa la fase di sperimentazione.

## 2-Descrizione generale del processo produzione biogas

### I- Ubicazione del sito

Il comparto di trattamento e smaltimento rifiuti di Herambiente Spa si trova nel Comune di Ravenna al km 2,6 della S.S 309. Tale sito ha un'estensione di circa 110 ettari, confinando a est con la S.S 309, a Sud con via Guiccioli, a Nord con scolo Cerba e ad ovest con scolo Tomba.



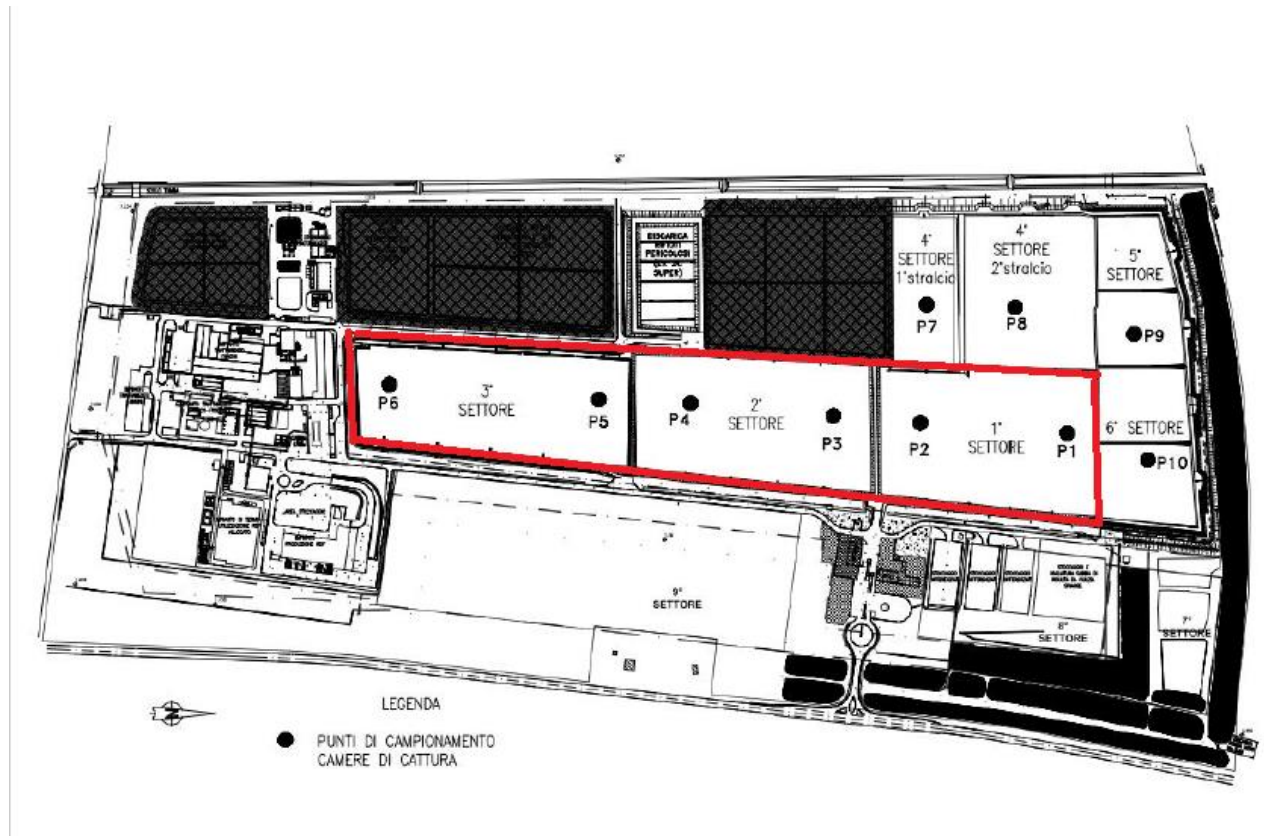
**Figura 1** Vista satellitare del sito (ottenuta tramite Qgis).

All'interno del comparto sono presenti i seguenti impianti:

- Discarica per rifiuti non pericolosi suddivisa nei diversi settori:
  - 1°, 2° e 3° settore in fase di gestione post-operativa: settori dotati di capping definitivo spondale e provvisorio sommitale;
  - 4° settore in fase di gestione post operativa con copertura definitiva spondale e sommitale;
  - 5° e 6° settore in fase di gestione post operativa: settori con copertura provvisoria in attesa di quella definitiva;
  - 7° e 8° settore in fase di gestione operativa;
  - 9° settore in corso di coltivazione.
- Impianto chimico fisico di trattamento rifiuti liquidi.
- Impianto DISIDRAT di trattamento fanghi.
- Linea di trattamento di rifiuti solidi e impianto di recupero energetico (IRE).
- Centro di stoccaggio e pretrattamento di rifiuti speciali anche pericolosi.
- Discarica per rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi esaurita.

## II- Descrizione dell'impianto

I rifiuti speciali non pericolosi ad alto contenuto organico, attualmente vengono trasportati e successivamente compattati nel settore 9°. I settori 1°, 2° e 3° che verranno studiati in questo elaborato e come già precedentemente affermato, si trovano in fase di gestione post operativa. Sulle sponde è presente copertura definitiva mentre sulla sommità è presente copertura provvisoria, risultando essere mancante il metro di terreno agrario, il quale verrà posto ,in accordo con l'attuale autorizzazione dell'impianto, entro il 31/12/2021.



Il fondo del 3° settore è impermeabilizzato da due barriere impermeabili, secondaria e primaria, entrambe costituite da argilla, e da due geomembrane in HDPE inferiore e superiore. I primi due settori hanno invece una unica geomembrana in HDPE e un metro di argilla con strato protettivo del telo analogo a quello sopra descritto.

Lo strato protettivo del telo è costituito da geotessile e sabbia, mentre lo strato drenante, utile per il drenaggio del percolato di fondo, in ghiaia. È presente un sistema di tubazioni necessario per la raccolta del percolato, generato principalmente da piogge meteoriche, il quale viene catturato e avviato a depurazione.

Sul terreno è presente un sistema di captazione del biogas, costituito da pozzi di drenaggio, che attraverso una rete di adduzione lo convoglia alla centrale di aspirazione e successivamente inviato alla combustione. Il biogas dei settori 1-2-3 va a termodistruzione in combustore adiabatico (torcia). L'estrazione del biogas dal corpo discarica avviene grazie ad una differenza di pressione, in quanto è necessaria pressione relativa negativa per estrarlo dal corpo discarica stesso, che viene gestita e controllata attraverso le sottostazioni di regolazione.

### III- Descrizione del processo

Il biogas è un prodotto generato da un processo di digestione anaerobica, ad opera di alcuni batteri metanigeni. Si tratta di un processo biologico, nel quale la sostanza organica in assenza di ossigeno, viene trasformata in biogas, il quale è costituito principalmente da diossido di carbonio e metano. La % di metano può variare dal 35% fino all'80% in relazione al tipo di sostanza organica digerita. La digestione anaerobica può essere descritta da reazioni di tipi biochimico, suddividibili in tre fasi principali:

**1- Idrolisi**, nella quale i batteri idrolitici e fermentativi agiscono sulle macromolecole biodegradabili generando molecole più semplici.

**2- Fermentazione**, durante la quale agiscono più gruppi batterici:

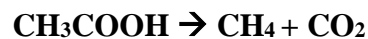
-gli acidogeni, che utilizzando i composti organici semplici derivanti dall'azione idrolitica precedente e producono acidi organici a catena corta.

-gli acetogeni, produttori obbligati di H<sub>2</sub>, che a partire dagli acidi organici prodotti dagli acidogeni, producono CH<sub>3</sub>COOH, H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>.

-gli omoacetogeni, invece sono batteri che sfruttano l'idrogeno come fonte di energia e CO<sub>2</sub> sintetizzando infine acetato.

**3- Metanogenesi**, Durante questa fase vi sarà produzione principalmente di CH<sub>4</sub> e CO<sub>2</sub> dai prodotti della fase fermentativa (acetato, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>). I responsabili principali sono due gruppi batterici.

I metanogeni acetoclasti che convertono l'acido acetico in metano senza coinvolgere l'utilizzo di H<sub>2</sub>, dove circa il 70% del metano è prodotto dalla seguente reazione:



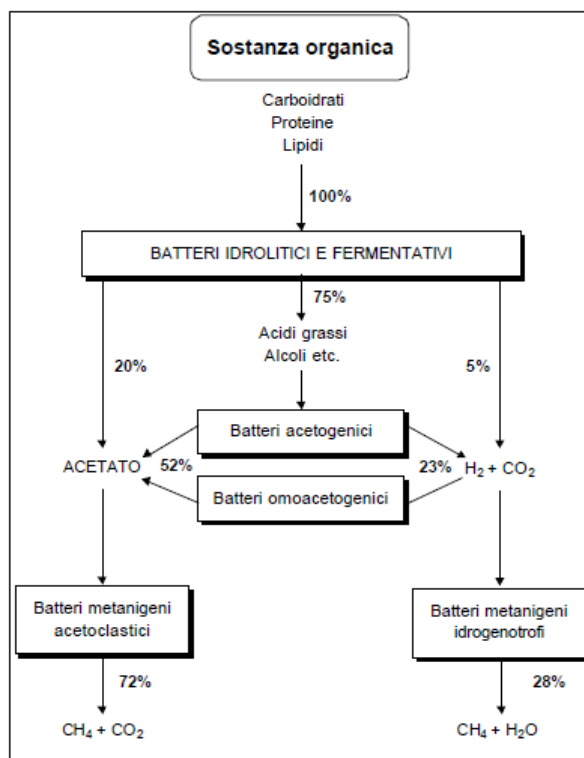
I metanogeni idrogenotrofi, i quali utilizzano idrogeno come fonte di energia:



In realtà la metanogenesi oltre che CO<sub>2</sub>, CH<sub>3</sub>COOH dipende da altri composti a base di carbonio come CO, HCOOH e vari substrati metilici.

Qui di seguito viene riportato uno schema riassuntivo delle diverse fasi.





**Figura 3** Schema riassuntivo delle varie fasi della digestione anaerobica [ 1].

La digestione anaerobica può essere condotta in condizioni mesofile (35° C), con tempi di residenza del substrato all'interno del bioreattore tra i 14 e i 30 giorni o in condizioni termofile (55° C) e tempi di residenza tra i 14 e i 16 giorni. Risulta possibile operare anche in condizioni di psicrofilia con temperature tra i 10° e i 25° C e tempi di residenza superiori ai 30 giorni.

Il quantitativo di biogas prodotto è anche strettamente correlato al tipo di substrato di partenza (nel caso preso in esame rifiuti speciali non pericolosi ad alto contenuto organico). La scelta del substrato può dipendere da:

- resa di biogas;
- costo della biomassa;
- disponibilità sul territorio;
- composizione

Ad esempio i liquami zootecnici nonostante abbiano una bassa produttività di biogas, sono reperibili a basso costo, ed inoltre sono fonte di microorganismi e hanno alto contenuto d'acqua che ne favorisce la fluidità e il mescolamento all'interno degli impianti.

I substrati sono classificati 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. Si può notare come il potenziale metanigeno vari in relazione alla composizione della matrice di partenza, alle diverse proporzioni delle varie componenti e nutrienti. Vengono di seguito riportati alcuni esempi.

	Quantità	% S.S	Produzione di biogas (Nm <sup>3</sup> )	% di CH <sub>4</sub>
Letame bovino	1 m <sup>3</sup>	7,5	25	55
Letame suino	1 m <sup>3</sup>	4,5	15	55
Letame bovino	1 m <sup>3</sup>	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 RSU	1 t	18	105	51
Scarti di verdura	1 t	14	55	53

**Tabella 1** Produzione di biogas relazionata alla matrice di partenza [ 1 ] .

<b>Materiali</b>	<b>Nm<sup>3</sup> biogas/t SV(*)</b>
<b>Deiezioni animali</b> (suini, bovini, avi-cunicoli)	<b>200 - 500</b>
<b>Residui colturali</b> (paglia, collietti barbabietole, ecc.)	<b>350 - 400</b>
<b>Scarti organici agroindustria</b> (siero, scarti vegetali, lieviti, fanghi e reflui di distillerie, birrerie e cantine, ecc.)	<b>400 - 800</b>
<b>Scarti organici macellazione</b> (grassi, contenuto stomacale ed intestinale, sangue, fanghi di flottazione, ecc.)	<b>550 - 1000</b>
<b>Fanghi di depurazione</b>	<b>250 - 350</b>
<b>Frazione organica rifiuti urbani</b>	<b>400 - 600</b>
<b>Colture energetiche</b> (mais, sorgo zuccherino, erba, ecc.)	<b>550 - 750</b>

**Tabella 2** Vari esempi di matrici e potenziale metanigeno correlato [ 2 ] .

La componente metanigena, che è quella maggiormente sfruttabile dal punto di vista energetico, varia in relazione alla matrice di partenza, e come è possibile notare è indipendente dal quantitativo di biogas prodotto.

BMP			
Matrice	[Nm <sup>3</sup> biogas/tSV]	[Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /tSV]	% CH <sub>4</sub> nel biogas
1) Olio di scarto industria dolciaria	1175,6	817,8	69,6%
2) Farinaccio industria molitoria	661,5	345,0	52,2%
3) Acque di reidratazione prugne secche	761,0	404,6	53,2%
4) Spezzato di mais	687,6	340,3	49,5%
5) Scarto prodotto dolciario	825,1	441,6	53,5%
6) Sansa industria olearia	259,9	182,8	70,3%
Insilato di mais <sup>17</sup>	647,8 ± 28,7	323,3 ± 11,9	49,8 ± 1,3

<sup>17</sup> 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 3** Percentuale di CH<sub>4</sub> nel biogas prodotto dalle varie matrici prese in esame [ 4].

Component	Farm biogas plant	Sewage digester	Landfill
CH <sub>4</sub>	55–58	61–65	47–57
CO <sub>2</sub>	37–38	34–38	37–41
N <sub>2</sub>	Trace	Trace	1–17
O <sub>2</sub>	Trace	Trace	0–2
H <sub>2</sub> S	<1	<1	<1
H <sub>2</sub> O	4–7	4–7	4–7
Aromatic hydrocarbon	Trace	Trace	Trace

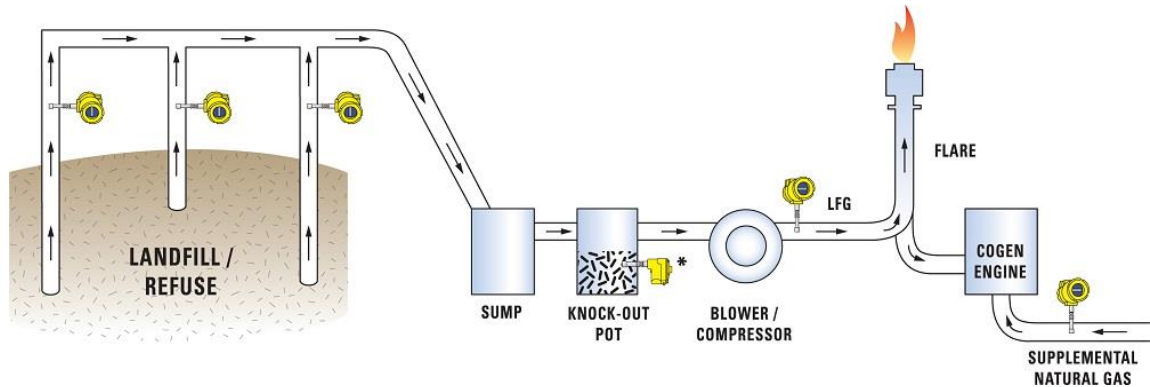
**Tabella 4** Percentuali sul peso totale delle varie componenti principali del biogas [ 33].

Risulta essere relativamente complesso determinare con esattezza il reale potenziale metanigeno del substrato utilizzato per la produzione di biogas presso l’impianto di HerAmbiente, poiché l’impianto riceve scarti e rifiuti di differente natura. Quello che viene fatto è una stima della produzione tramite opportuni modelli di calcolo.

## Trasformazione del biogas in energia

Lo step conclusivo della filiera del biogas è rappresentato dalla trasformazione del biogas in energia, la quale può avvenire nei seguenti modi:

- 1- Combustione diretta in caldaia e produzione di energia termica
- 2- Combustione in motori azionanti gruppi elettrogeni utili alla produzione di energia elettrica. L'energia elettrica viene venduta al Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) ed immessa nella rete nazionale.



**Figura 4** Schema della combustione del gas prodotto in torcia e produzione energia elettrica ( 9).



**Figura 5** Stazione di aspirazione del biogas dal corpo discarica e torcia ad alta temperatura.

- 3- Combustione in cogeneratori per la produzione di energia termica ed elettrica
- 4- Utilizzo ultimo nel settore dell'autotrazione, avendo una composizione di metano del 95%, realizzabile grazie a particolari sistemi di upgrading del biogas.

## IV- Inquadramento normativo

In questo paragrafo si vuole approfondire la normativa inerente la qualità dei rifiuti gestiti da parte di Herambiente presso il comparto di S.S. 309 km 2.6 Ravenna. In primo luogo è necessario specificare che la discarica accoglie rifiuti speciali non pericolosi i quali possono avere varia natura:

- Rifiuti derivati dalle attività agricole e agro-industriali.
- Rifiuti prodotti dalle attività di demolizione o che derivano da attività di scavo.
- Rifiuti prodotti dalle attività di tipo commerciale.
- Rifiuti prodotti dalle attività di servizio.
- Rifiuti prodotti dalle lavorazioni industriali.
- Rifiuti prodotti dalle lavorazioni artigianali.
- Rifiuti prodotti dalle attività di recupero e smaltimento di rifiuti.

Pertanto le principali normative a cui è necessario fare riferimento sono

- **La direttiva discariche 1999/31/CE ( 1)** recepita tramite Dlgs 13 gennaio 2003, n 36 e successive modifiche e integrazioni;

la quale contempla tre tipologie di discariche:

- Discarica per rifiuti inerti
- Discarica per rifiuti non pericolosi
- Discarica per rifiuti pericolosi

La normativa stabilisce, come linea guida generale, che in discarica arrivino rifiuti a basso contenuto di carbonio organico o materiali non riciclabili, dando priorità al recupero ed al riciclaggio. Tale direttiva prevede anche un piano di sorveglianza e controllo di tutti quelli che sono i parametri chimici, chimico-fisici, topografici, meteorologici e idrologici. In particolare si richiama all'attenzione il punto 2.5 dell'Allegato 1 "Le discariche che accettano rifiuti biodegradabili devono essere dotate di impianti per l'estrazione dei gas che garantiscano la massima efficienza di captazione e il conseguente utilizzo energetico".

- **D.P.R 203/1988** Attuazione delle direttive CEE numeri 80/779, 82/884, 84/360 e 85/203 concernenti norme in materia di qualità dell'aria, relativamente a specifici agenti inquinanti, e di inquinamento prodotto dagli impianti industriali. Tale decreto è applicabile ai fumi di combustione emessi dai motori alimentati dal biogas prodotto.

- **La direttiva 2008/98/CE ( 2)** la cui principale novità è l'introduzione di obiettivi di riciclaggio e recupero da raggiungere entro il 2020.

- **D.M. 27 settembre 2010 (1)** Definizione dei criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica, in sostituzione di quelli contenuti nel decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio 3 agosto 2005 (2). Il D.M. 24/06/2015 modifica il DM 27 settembre 2010, relativo alla definizione dei criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica.

### - Vincoli paesaggistici ( 3)

Il **Piano Territoriale del Parco** è uno strumento utile per definirne l'assetto e utilizzo del territorio e delle sue risorse, ed inoltre è utile per delineare con precisione le strategie e gli interventi prioritari dell'area in esame. Una delle decisioni più importanti nell'elaborazione del piano territoriale è la sua suddivisione in zone territoriali omogenee. Quasi la totalità dei parchi regionali prevedono la medesima suddivisione:

una **Zona A** di protezione integrale, una **Zona B** di protezione generale, una **Zona C** di protezione ambientale, una **Zona D** corrispondente al territorio urbano e urbanizzabile e una **Area Contigua**, con funzione di transizione rispetto al territorio del Parco stesso. Si può notare come il sito di interesse non ricada in alcuna area protetta e che le SIC e ZPS più prossime si trovino al di fuori del suo perimetro.

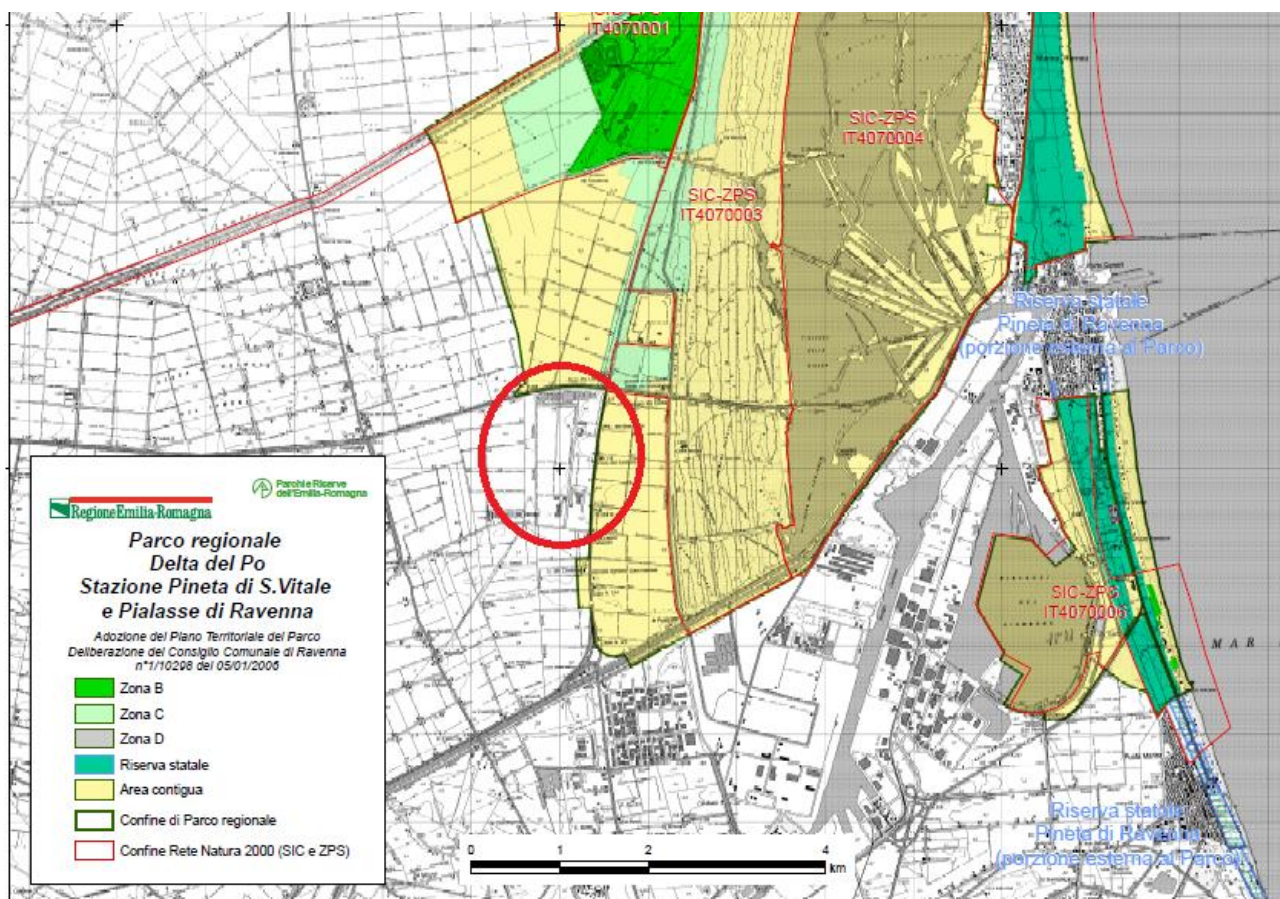


Figura 6 Carta tematica raffigurante le diverse aree del Parco regionale del Delta del Po ( 3).

### - D.M 5/12/2013 per incentivazione upgrading biogas a biometano

Attualmente l'incentivazione del biometano è regolamentata dal DM 5 dicembre 2013 che, fa riferimento alla della direttiva 2009/28/CE, per la promozione e lo sfruttamento di fonti rinnovabili. Il

Decreto prevede tre tipologie di incentivazione per il biometano immesso nella rete del gas naturale, a seconda della sua destinazione d'uso:

- 1- **un incentivo monetario** per il biometano immesso nella rete di trasporto o di distribuzione del gas naturale, senza specifica destinazione d'uso;
- 2- **il rilascio di Certificati di Immissione in Consumo (CIC)** per il biometano con destinazione specifica per i trasporti;
- 3- **un incentivo monetario** per il biometano utilizzato in impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

L'incentivazione che andremo ad approfondire in questo elaborato fa riferimento al rilascio dei CIC, con destinazione d'uso nei trasporti. Un CIC attesta l'immissione in consumo di un quantitativo di biocarburanti pari a 10 Gcal. Nel caso specifico l'impianto di upgrading posto sotto esame, fa riferimento a "impianti esistenti per la produzione e utilizzazione di biogas (o gas da discarica/depurazione fanghi o syngas), realizzati sul territorio nazionale, che successivamente al 18 dicembre 2013 e non oltre i cinque anni successivi siano stati convertiti, parzialmente o totalmente, alla produzione di biometano" ( **11**).

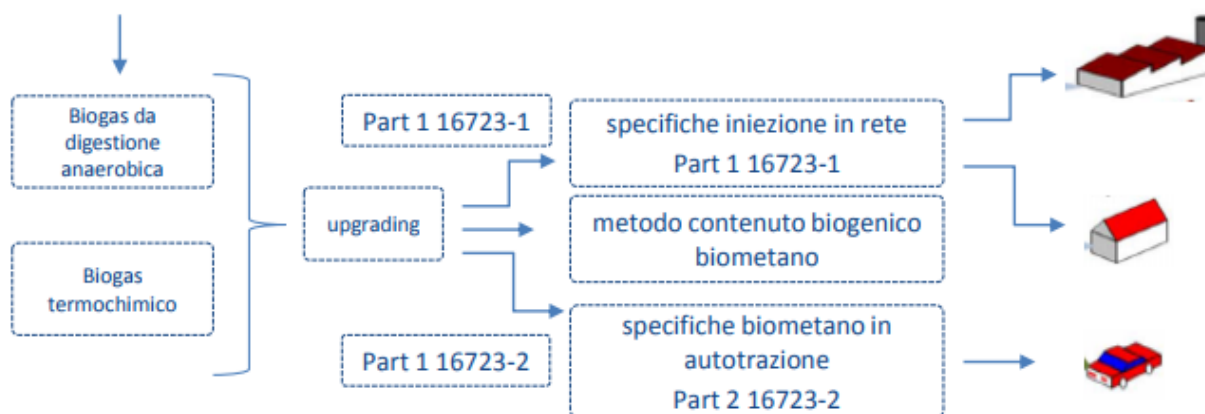
Nell'attuale decreto tuttavia sono state rilevate delle criticità che sono state in qualche modo risolte nella bozza del futuro decreto biometano, la quale è stata posta sotto consultazione dal 13 dicembre 2016 al 13 gennaio 2017. Il decreto Biometano si trova tuttavia ancora in fase di approvazione, la quale era precedentemente prevista entro settembre 2017. Come appena affermato se la bozza dovesse essere poi approvata verrebbero risolte diverse criticità:

- 1- Ritiro a titolo oneroso, da parte del Gse, del biometano avanzato e dei CIC. Il GSE ritirerà il biometano avanzato destinato ai trasporti che è immesso nelle reti con l'obbligo di connessione di terzi riconoscendo al produttore il valore dei corrispondenti CIC, incluse le eventuali maggiorazioni, per un importo fissato in 375 € a certificato. Questo dovrebbe favorire gli investimenti nel settore favorendo il superamento delle incertezze legate al "valore incentivo" dei CIC.
- 2- Riconoscimento, per la riconversione di impianti a biogas esistenti, di una incentivazione in misura pari al 100% degli incentivi spettanti all'analogo nuovo impianto (a differenza dell'attuale decreto vigente che fissa gli incentivi al 40%)



## - Norme UNI EN 16723-1 e UNI EN 11537

Al momento sono queste due norme a stabilire lo standard di qualità necessario per il biometano ad essere utilizzato negli autotrasporti. Queste normative tuttavia regolamentano gli standard di qualità del biometano, affinché possa essere immesso nelle rete gas, 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. Il regolamento 11537 indica le periodicità dei controlli da effettuare sui componenti oltre che fornire indicazioni sulle prove di odorizzabilità del biometano.



**Figura 7** Schema riassuntivo le norme UNI EN per gli standard del biometano per le due destinazioni considerate (iniezione in rete e autotrazione) [ 55].

Il Codice di Rete Snam rappresenta gli standard della normativa italiana per l'immissione in rete del gas naturale del biometano.

Parametri	Valori di accettabilità	Unità di misura
Solfuro di idrogeno	≤ 6,6	mg/ Sm <sup>3</sup>
Zolfo da mercaptani	≤ 15,5	mg/ Sm <sup>3</sup>
Zolfo Totale	≤ 150	mg/ Sm <sup>3</sup>
Mercurio	≤ 1	µg/Sm <sup>3</sup>
Cloro	< 1	mg/Sm <sup>3</sup>
Fluoro	< 3	mg/Sm <sup>3</sup>

Ammoniaca	≤ 3	mg/Sm <sup>3</sup>
Silicio	≤ 5	ppm
Idrogeno	≤ 0,5	% Vol
Ossido di carbonio	≤ 0,1	% mol

Proprietà	Valori di accettabilità	Unità di misura	Condizioni
Potere Calorifico Superiore	34,95 + 45,28	MJ/Sm <sup>3</sup>	
Indice di Wobbe	47,31 + 52,33	MJ/Sm <sup>3</sup>	
Densità relativa	0,5548 + 0,8		
Punto di Rugiada dell'acqua	≤ -5	°C	Alla pressione di 7000 kPa relativi
Punto di Rugiada degli idrocarburi	≤ 0	°C	Nel campo di pressione 100 ÷ 7.000 kPa relativi
Temperatura max	< 50	°C	
Temperatura min	> 3	°C	

**Tabella 5** Standard di qualità del biometano per l'immissione in rete ( 7).

“Il gas, alle condizioni di esercizio, non deve contenere tracce dei componenti di acqua ed idrocarburi in forma liquida, particolato solido in quantità tale da recare danni ai materiali”. “Le condizioni di riferimento dell'unità di volume sono quelle standard (ISO 13443): Pressione 101,325 kPa e Temperatura 288,15 K (= 15°C) Per la determinazione del Potere Calorifico Superiore e dell'Indice di Wobbe si assume come riferimento entalpico 288,15 K (= 15°C) e 101,325 kPa” ( 16).

### 3- Biogas generato e disperso in atmosfera

In questo capitolo viene posta l'attenzione sul biogas prodotto dai settori 1°, 2° e 3° della discarica. Nel particolare è stato stimato quanto di questo venga captato. In genere la produzione di biogas subisce un aumento nei primi anni di deposizione dei rifiuti, grazie alla decomposizione del materiale putrescibile, per poi decrescere con l'avanzare del tempo (come mostrato in figura).

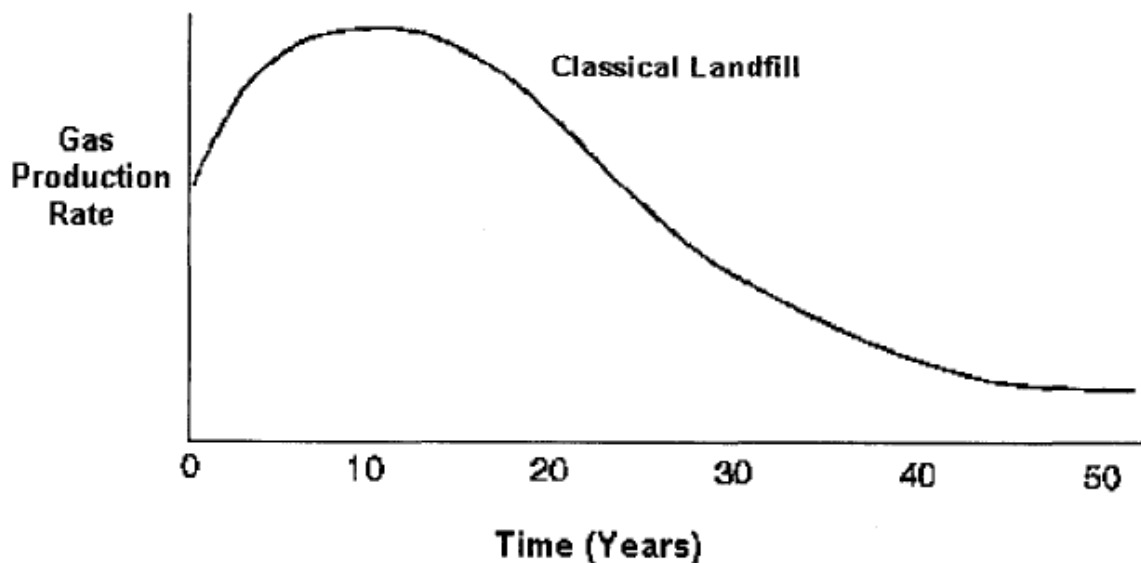


Figura 8 Produzione teorica di biogas in relazione agli anni di vita della discarica [ 29].

La fase digestiva anaerobica è preceduta dall'aerobica, che tuttavia ha una breve durata, ed è anche ostacolata dalla compattazione dei rifiuti, la quale riduce i vuoti e di conseguenza il quantitativo di ossigeno. Esiste il rischio che la fenomenologia digestiva subisca un'inversione, a causa di un'eccessiva aspirazione, che porterebbe alla restaurazione della fase aerobica. I fattori che influenzano la produzione del biogas da discarica sono molteplici e vengono di seguito riportati.

#### **-La composizione,**

La variabilità della composizione dei rifiuti e, soprattutto, il quantitativo di sostanza organica putrescibile influenzano l'attività di biogassificazione.

### **-La pezzatura,**

Le dimensioni ridotte del rifiuto aumentano la superficie reattiva, favorendo il processo di idrolisi. In contemporanea un'idrolisi spinta può portare ad una rapida produzione di acidi grassi volatili, abbassando il pH a valori tossici per le colture batteriche.

### **-La densità**

Questo parametro sembra avere effetti contrastanti sulla produzione di biogas. Da studi risulta che bassi valori di densità influiscano negativamente nel fenomeno della fermentazione, così come alti valori possono causare veloci saturazioni da parte dei percolati e difficoltà di trasmissività del biogas. È consigliato un valore intermedio di densità ideale, compreso tra 0,5 e 1,5 t/m<sup>3</sup> [ 6].

### **-Umidità**

Anche questo parametro dipende dalla composizione dei rifiuti, dalle tecniche di pretrattamento e dalle condizioni climatiche. Fattori che possono influenzarne il quantitativo sono:

- caratteristiche della superficie di copertura, pendenza, spessore, presenza o meno di vegetazione;
- apporto idrico, proveniente da percolazione di acque meteoriche, acque superficiali o acque sotterranee;
- caratteristiche ambientali, quali ventosità della zona, irraggiamento, temperatura atmosferica;
- tipologia di impermeabilizzazione di pareti e fondo, permettendo la conservazione dell'umidità necessaria per il processo di fermentazione [ 6].

Questo sembra il fattore che maggiormente influenza la produzione di biogas: basse umidità la inibiscono, mentre in condizioni di saturazione d'acqua, oltre all'inibizione del fenomeno viene ostacolato il flusso di biogas e quindi la sua captazione.

### **-La temperatura**

La temperatura può raggiungere valori vicini ai 50 °C, con valori ottimali per la produzione di metano vicini ai 40 °C. Con un adeguato isolante termico è possibile controllare tale fattore, facendolo dipendere esclusivamente dall'attività esotermica dei batteri, e non da variazioni ambientali.

I gas prodotti durante la digestione anaerobica in discarica sono costituiti principalmente da metano (CH<sub>4</sub>), ammoniaca (NH<sub>3</sub>), azoto (N<sub>2</sub>), acido solfidrico (H<sub>2</sub>S), monossido di carbonio (CO), ossigeno (O<sub>2</sub>), diossido di carbonio (CO<sub>2</sub>), idrogeno (H<sub>2</sub>). Nel biogas da discarica, metano e diossido di carbonio rappresentano il 70 – 80% del volume totale. Per il calcolo del biogas prodotto è stato utilizzato un software, da parte degli ingegneri di Hera, (Modello di calcolo BIO-05) ( 14). Di seguito vengono spiegati brevemente i principi di funzionamento del modello di calcolo.

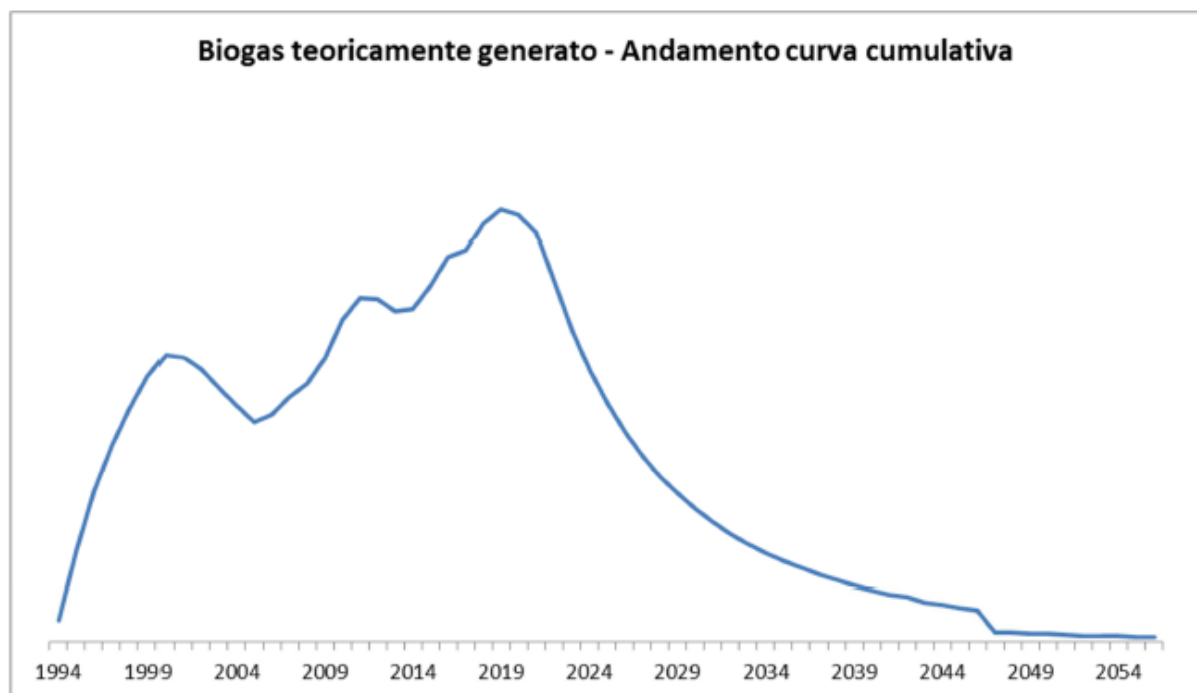
BIO-5 è un tool che utilizza un algoritmo derivato da un modello biochimico che, ottimizzando sperimentalmente i parametri applicati al modello base, consente di costruire una curva “standard” di produzione unitaria. All'interno di tale algoritmo vengono inseriti parametri dipendenti principal-

mente dalla caratterizzazione dell'ambiente di decomposizione, i quali vengono in prima analisi introdotti nell'elaborazione biochimica. Nella prima fase della valutazione viene definita la produttività specifica media di una singola tonnellata di rifiuto smaltito. Per ottenere tale dato si **valuta merceologicamente la composizione del rifiuto smaltito** suddividendolo in due frazioni differenziabili per la cinetica di fermentazione:

- Frazione velocemente biodegradabile (definita RVP);
- Frazione lentamente biodegradabile (definita RLP).

Una volta ottenuta la produttività specifica delle due frazioni RVP e RLP si procede all'applicazione di un **coefficiente di produttività (Kp)** il quale definisce le condizioni tipiche di fermentazione dell'impianto osservato.

Altro parametro particolarmente rilevante è l'**umidità interna alla discarica**. Lo step successivo è rappresentato dalla determinazione della cinetica di decomposizione. Il modello di calcolo definisce il **tempo di semitrasformazione (Ts)** della sostanza organica inteso come il tempo necessario al dimezzamento della porzione biogassificabile iniziale. Anche in questo caso il Ts viene valutato separatamente per le due frazioni RVP e RLP. Essendo noto il tempo di semitrasformazione vengono calcolate le massime produzioni annuali ed i **coefficienti di regressione (Kr)** ed infine le produzioni specifiche anno per anno per un periodo di 40 anni. Qui di seguito viene riportata la curva di biogas teorico generato.



**Figura 9** Biogas teoricamente generato dai diversi settori, ottenuto tramite modello di calcolo BIO-05 ( 14) [ 62].

Per quanto riguarda la captazione del biogas, a livello internazionale è stato identificata una media di efficienza di captazione comprese tra il 50% e il 70% del biogas prodotto ( 15) [ 62]. Nel nostro caso studio è stato ritenuto verosimile un coefficiente di captazione del 60%.

Tale coefficiente è stato determinato considerando vari elementi che influenzano l'efficienza dell'impianto e in contemporanea legati alle caratteristiche del deposito di rifiuti:

- grado di compattazione dei rifiuti;
- spessore dei rifiuti;
- tipologia merceologica dei rifiuti;
- permeabilità degli strati di copertura finale;
- permeabilità degli strati di infracopertura;
- saturazione dei rifiuti da parte del percolato.

Per la rete di captazione invece si considerano:

- densità della rete di captazione;
- caratteristiche costruttive del sistema di captazione;
- allagamento degli elementi di captazione da parte dei percolati;
- depressione applicata agli elementi di captazione ( **15**).

Un'efficienza del 60% tuttavia non deve essere tradotta con una dispersione in atmosfera del restante 40% di biogas prodotto. Semplicemente si stima, che per tale impianto, una parte di questo quantitativo stimato (40%), in parte venga disperso in atmosfera e quantificato attraverso le campane di cattura, mentre il restante non si riesca ad estrarlo. Le cause potrebbero essere legate al fatto che la discarica è un bioreattore estremamente disomogeneo ed in cui le condizioni di biodegradazione della sostanza organica sono solo minimamente controllate, quindi la produzione di biogas avviene esclusivamente se le condizioni chimico fisiche all'interno della discarica consentono il progredire della cinetica chimica della metanogenesi, (cosa che magari potrebbe non avvenire in maniera continua). In conclusione questo quantitativo non captabile rappresenta esclusivamente la quantità di biogas teoricamente prodotto, nell'arco temporale considerato, non sfruttabile nel periodo temporale in cui è stata effettuata la valutazione.

## 4- Caratterizzazione del biogas prodotto

Come già affermato in precedenza il biogas è ottenibile attraverso la digestione anaerobica, da diversi tipi di substrati. Nelle discariche, i rifiuti sono confinati da geomembrane e strati di terreno di tipo limo argilloso, e ciò risulta essere sufficiente a dare luogo a reazione di degradazione (capitolo 2). La composizione del biogas prodotto, è strettamente correlata al tipo di substrato di partenza, nel caso di produzione da discarica è costituito principalmente da CO<sub>2</sub> (circa 38%) e CH<sub>4</sub> (circa 40 %). In realtà sono presenti molti altri composti, in minor quantità che tuttavia è necessario analizzare a causa delle problematiche che possono causare.

### I- Descrizione delle componenti del biogas

**Metano:** è il componente che si vuole ottenere dalla digestione, i batteri lo producono durante la fase metanigena partendo da acido acetico o idrogeno. La percentuale di quest'ultimo può variare tra il 30 e il 70% del volume, in relazione a svariati fattori. Il valore più basso lo si può avere nel caso di infiltrazione di aria nella discarica, mentre il valore più alto in relazione ad un alto contenuto lipidico o di etanolo nel substrato.

**Anidride carbonica:** secondo componente principale del biogas può variare tra il 15 e il 50% [ 10], ed è prodotto durante le fasi acidogenesi, acetogenesi e metanogenesi. Nel nostro caso studio è una delle componenti che si cerca di ridurre per aumentare la percentuale totale di metano del biogas.

**Azoto:** esso è presente principalmente per infiltrazione di aria nella discarica, tuttavia non partecipando alle reazioni di degradazioni non si consuma, raggiungendo percentuali piuttosto elevate intorno al 15% del volume totale di biogas.

**Ossigeno:** è presente in quantità residuali (tra l'1 e il 3%), e la sua presenza è dovuta ad ingresso di aria nel corpo della discarica o per inadeguato compattamento dei rifiuti. Nonostante venga quasi del tutto consumato nelle prime fasi di degradazione, partecipando a reazioni ossidative, lo si ritrova nel biogas prodotto.

**Idrogeno:** è un prodotto della fase acidogenica e acetogenica in genere presente in tracce. Quest'ultimo è maggiormente presente sotto forma di solfuro di idrogeno (H<sub>2</sub>S) (approfondimenti nel capitolo successivo) raggiungendo raramente quantitativi maggiori dell'1% del volume totale.

**Composti solforati:** sono presenti sotto forma di acido solforoso. In particolare la presenza di quest'ultimo, sembra essere imputabile alle condizioni riducenti dell'ambiente, causando la riduzione dei solfati a solfuri e in particolare ad acido solfidrico (H<sub>2</sub>S). Questo gas risulta essere corrosivo generando problematiche nei motori a combustione interna [ 8][ 9] e per tale motivo si preferisce spesso rimuoverlo con varie tecnologie.

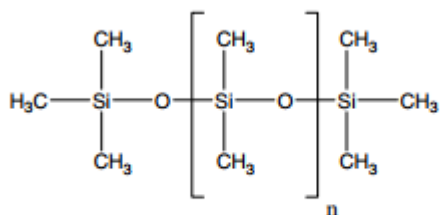
**Composti alogenati:** principalmente composti da fluoro e cloro e si presentano nel biogas in molecole quali, tetracloroetilene, dicloroetilene e vinilcloruro. I composti clorurati possono derivare dalla degradazione di plastiche quali PVC, e la loro combustione può causare la produzione di diossine, altamente dannose e cancerogene.

**Ammoniaca:** è generata come sottoprodotto durante la degradazione anaerobica e può causare ad elevate concentrazioni danni all'impianto. Il rapporto tra ammoniaca e ioni ammonio dipende principalmente da fattori quali pH, temperatura e forza ionica [ 11].

**Composti organici:** La loro concentrazione dipende dalla quantità e composizione dei rifiuti depositati in discarica. Tra questi composti sono presenti anche composti aromatici quali, toluene, benzene, xylene etc particolarmente dannosi per uomo, animali con un elevato effetto serra [ 12][ 13]. Questi fanno parte di un gruppo più ampio di composti i VOC, composti che spesso riescono a

sfuggire in atmosfera e vengono prodotti principalmente durante la riorganizzazione della materia organica durante l'umificazione.

**Silossani:** il termine fa riferimento ad un sottogruppo di silicati contenenti legami Si-O con un radicale organico legato al silicio, e comprendente gruppi funzionali quali metili, etili ed altri gruppi funzionali. Di solito, il tenore di silossano del biogas proveniente dalle discariche o dalla digestione di fanghi anaerobi in un impianto di depurazione è circa due volte o anche tre volte superiore a quello del biogas agricolo [ 14][ 15]. In genere nelle discariche i silossani possono raggiungere concentrazioni di 50mg/m<sup>3</sup>, valore superiore al limite di concentrazione richiesto (15 mg / m<sup>3</sup>) dai produttori di motori [ 15][ 16]. Tali composti silicei infatti causano ingenti danni ai motori ed è per tale motivo che è necessario abbattere tali composti se si vuole trasformare il biogas in biometano destinato all'autotrazione. In genere i silossani producono dei depositi bianchi nelle camere di combustione o una sorta di laccatura dorata nel pistone (Figura 11).



Linear Structure : (2n+6)methyl-(n+1)siloxane (e.g. n=1: L2)

**Figura 10** Esempio di un silossano [ 30].



**Figura 11** Anelli dorati in un cilindro [ 39].

I silossani rappresentano uno dei problemi principali nella gestione del biogas da discarica e nella sua successiva combustione nei motori. Questo a causa del largo uso a livello industriale di questi composti, che quindi risultano essere presenti in una grande varietà di rifiuti.

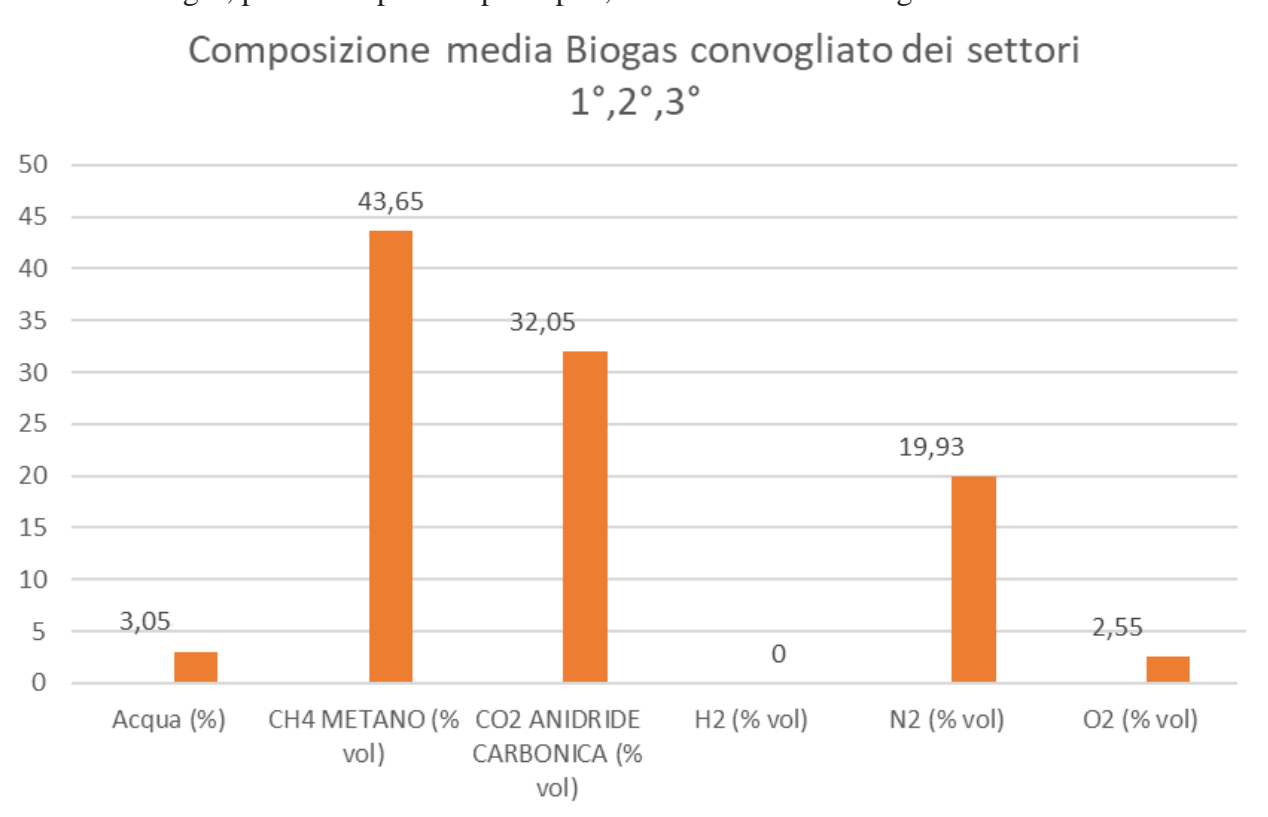


Industry	Applications
Medical usage	Implants in cosmetic surgery, tracheostomy tubes Coating hypodermic needles and bottle stops Coating pacemakers
Elastomer usage	Silicone components and tubing
Gels	Barrier creams Nappies
Adhesives	Extensive usage as carrier oils Waterproofing agents Fabric softeners Paints Penetrating oils Paper products Anti-foams Personal toiletries

**Tabella 6** Alcuni esempi di oggetti di uso industriale e comune, in cui è possibile trovare i silossani [ 29].

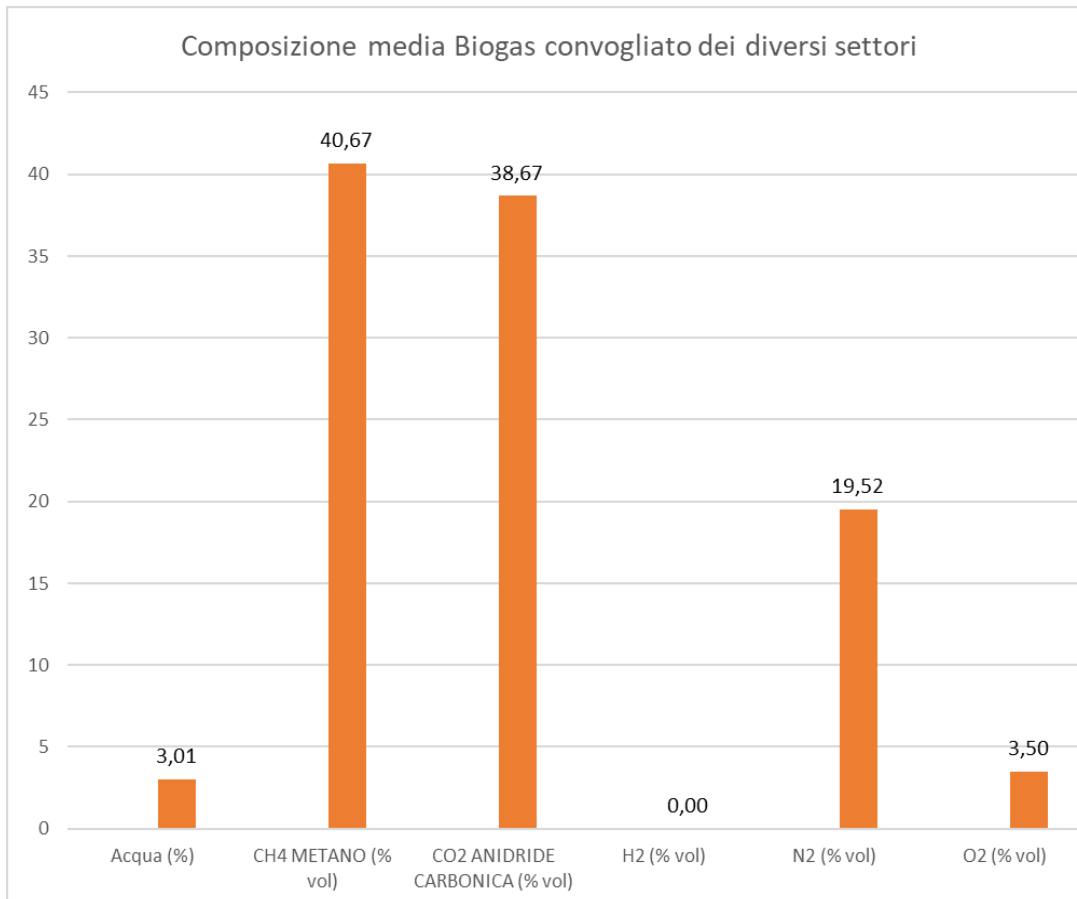
## II- Composizione del biogas da discarica

Per la caratterizzazione del biogas prodotto dai settori 1°, 2°, 3°, oggetto di studio di questo elaborato, è stata analizzata la banca dati di Hera con dati relativi al periodo 2006-2017. La composizione media del biogas, per le componenti principali, è risultata essere la seguente:



**Figura 12** Istogramma rappresentante le componenti principali del biogas espresse in % del volume totale.

Come è anche possibile notare dal precedente grafico la composizione risulta essere molto simile alla composizione media del biogas proveniente da tutti i settori, accomunata da un'elevata quantità di azoto nettamente superiore a quella presente nel biogas prodotto da altri substrati come ad esempio da FORSU. Come vedremo nel capitolo successivo la presenza di azoto dovrà comunque essere ridotta tramite specifiche attrezzature.



**Figura 13** Composizione media del biogas prodotto da tutti i settori della discarica.

	Val. Medio	Valore max	Mediana
<b>Silicio totale (mg/mc)</b>	29,75	30,3	29,75
<b>Idrocarburi totali (COT) (mg/Nm3)</b>	320,22	852	166
<b>NH3 AMMONIACA (mg/Nm3)</b>	28,45	139	13,78
<b>SO2 (mg/nm3)</b>	117,25	227	118,5
<b>H2S ACIDO SOLFIDRICO (%V/V)</b>	83,92	410	53,5
<b>H2S ACIDO SOLFIDRICO (mg/Nm3)</b>	97,58	410	63,2
<b>HCl ACIDO CLORIDRICO (mg/Nm3)</b>	3,008	18,3	1,1
<b>HF ACIDO FLUORIDRICO (mg/Nm3)</b>	1,16	4,9	0,475
<b>Tetracloroetilene (mg/Nm3)</b>	9,25	70	2,3
<b>Vinile Cloruro (mg/Nm3)</b>	6,78	37,2	1,3
<b>1,2-Dicloropropano (mg/Nm3)</b>	2,92	19	1,195
<b>cis 1,2 Dicloroetilene (mg/Nm3)</b>	15,15	125,3	2,5
<b>Somma Sostanze Organiche Clorurate (mg/Nm3)</b>	12,96	46,7	9,85
<b>Tricolorofluorometano (mg/Nm3)</b>	3,26	12,31	0,65
<b>Diclorodifluorometano (mg/Nm3)</b>	12,141	68,81	1,15
<b>Cloro tot (mg/Nm3)</b>	25,63	188,1	10,3
<b>fluoro tot (mg/Nm3)</b>	2,82	23,05	0,5
<b>Benzene (mg/Nm3)</b>	4,57	23,9	2,6
<b>Alchilbenzeni (mg/Nm3)</b>	99,375	267	100,5
<b>Toluene (mg/Nm3)</b>	121,17	1331,6	36
<b>Etilbenzene (mg/Nm3)</b>	97,46	1426,9	17,1
<b>Xilene (mg/Nm3)</b>	194,71	2241,5	42,9
<b>Stirene (mg/Nm3)</b>	30,64	361,3	1,6
<b>Somma Sostanze Organiche Aromatiche (mg/Nm3)</b>	196,63	531	139,5
<b>Somma altre sostanze organiche volatili (mg/Nm3)</b>	389,87	681	468
<b>Somma composti inorganici volatili (NH3+SOx) (mg/Nm3)</b>	119,25	227	119
<b>Composti Organici Volatili (COV) espressi come Carbonio Organico Totali (mg/Nm3)</b>	217200	275000	240000

Tabella 7 Sostanze presenti in bassa percentuale rispetto alle componenti principali.

Tra le sostanze su cui si pone maggiore attenzione, vi sono i silossani e l'acido solfidrico, il cui abbattimento verrà trattato in seguito in tale elaborato. In relazione al quantitativo di sostanze "inquinanti" presenti nel biogas prodotto, è stato elaborato un progetto volto alla realizzazione di un sistema di upgrading del biogas (capitolo 5).

Di seguito viene anche riportata una tabella raffigurante le principali problematiche legate alle singole sostanze inquinanti del biogas e i relativi problemi connessi a quest'ultime.

<b>Contaminant</b>	<b>Problems Areas that Require Attention in LFG Treatment System Design and Operation</b>
Nitrogen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Can Contribute to NOx emissions</li> <li>• Has to be removed for pipeline injection</li> </ul>
CO2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Corrosion</li> <li>• Hampers Removal of some VOCs</li> <li>• Has to be removed for pipeline injection</li> </ul>
Water	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aids in Corrosion</li> <li>• Inhibits removal of some siloxanes and other VOCs</li> <li>• Enables silicate formation with siloxanes</li> <li>• Has to be reduced for pipeline injection</li> </ul>
H2S, Sulfides	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Corrosion</li> <li>• Can inhibit removal of siloxanes and halogenated VOCs</li> <li>• Produces SOx Emissions</li> <li>• Have to be removed for pipeline injection</li> </ul>
Siloxanes	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Silicate Formation</li> <li>• Direct impact on Equipment O&amp;M costs</li> <li>• Direct impact on power production</li> <li>• Impact on emissions, poison to SCR, OCR catalysts</li> <li>• Have to be removed for pipeline injection</li> </ul>
Oxygenated VOCs	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inhibit removal of some siloxanes</li> <li>• Inhibit removal of some halogenated VOCs</li> <li>• Contaminates condensate</li> <li>• Produce Odors</li> </ul>
Halogenated VOCs	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Corrosion Potential</li> <li>• Contaminates condensate</li> <li>• Contributes to emissions</li> <li>• Methane Reformer Poison</li> </ul>

**Tabella 8** Principali effetti dei vari composti presenti nel biogas [ 31].

## 5- Tecnologie di cleaning e upgrading

Come già scritto in precedenza per biogas si intende una miscela gassosa, con riferimento alla produzione tramite digestori, composta principalmente da (dati riferiti a biogas da discarica) CO<sub>2</sub> (25-40%) e CH<sub>4</sub> (35-55%) e il cui potere calorifico è dato dal rapporto metano/ diossido di carbonio. Oltre a questi due componenti principali, il gas in uscita dal digestore presenta anche altre impurezze e sono circa 500 i composti presenti in traccia (H<sub>2</sub>S, ossigeno, idrogeno, azoto, ammoniaca, silossani, composti organici volatili, particolato ecc..). L'obiettivo del sistema di upgrading è quello di aumentare il potere calorifico del gas: quest'ultimo risultato può essere ottenuto tramite la rimozione della CO<sub>2</sub> presente nel gas e di eventuali altri gas inerti. In genere le caldaie richiedono concentrazioni di H<sub>2</sub>S al di sotto di 1.000 ppm e la rimozione del vapore acqueo per evitare la formazione di acido solforico che provoca corrosione [ 26] . di seguito viene riportata una tabella riassuntiva di quelli che sono gli standard richiesti per il biometano da parte di due aziende produttrici di motori.

Constituent	Manufacturer	
	Jenbacher	Deutz
Calorific value and variability	Maximum variation: <0.5% CH <sub>4</sub> (v/v) per 30 seconds	14.4 MJ/Nm <sup>3</sup>
Total sulphur content	2,000 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> (with catalyst) 1,150 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> (without catalyst) (total S as H <sub>2</sub> S)	<2,200 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>
H <sub>2</sub> S content	-	<0.15% v/v
Ammonia	<55 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> (applies mostly to anaerobic digester gas – combined specifications for all biogas systems)	-
Total Cl content	See: Sum of Cl and F	<100 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>
Total F content	See: Sum of Cl and F	<50 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>
Sum of Cl and F	Without catalyst <sup>2</sup> : <100 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> (weighted as one part Cl and two parts F) without warranty restriction; 100–400 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> with warranty restriction; >400 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> no warranty at all With catalyst: 0 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	<100 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>
Silicon (Si)	Old standard Without catalyst <sup>3</sup> : <20 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> without warranty restriction; (> 20 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> with restriction) New standard Without catalyst: see below <sup>5</sup> With catalyst (old or new standard): 0 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	<10 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>
Dust	<50 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> (particles <3 μm)	<10 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> (particles maximum 3–10 μm)
Oil/residual oil	<5 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	<400 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> (oil vapours >C <sub>5</sub> )
Miscellaneous	-	Project specific limits: 'hydrocarbon solvent vapours'
Relative humidity/moisture	<80% with zero condensate	<80–80%
Pressure at inlet	Turbocharged engines: 80–200 mbar Pre-combustion chamber: Models 612-616: 2,500–4,000 mbar Model 620: 3,000–4,000 mbar	Up to 2,000 bar -
Gas pressure fluctuation	<10 mbar/second	< ±10% of set value at a frequency of <10 per hour
Inlet gas temperature	<40°C	10-50°C
CH <sub>4</sub> (% v/v)	-	40%
Methane <sup>7</sup>	-	~140 for landfill gas
Hydrogen (% v/v)	-	-

Tabella 9 Standard richiesti dai produttori di motori Jenbacher e Deuts [ 39].

In questo capitolo si vogliono approfondire le tecnologie utili per abbattere queste impurezze, e per il successivo arricchimento in metano della miscela gassosa, tale da rendere il biogas utilizzabile come combustibile, nelle stufe a gas, nei motori dei veicoli, per immissione diretta in rete ecc.. Con una tecnologia ben consolidata, il biogas può divenire un ottimo sostituto dei combustibili fossili [ 17][ 18].

La fase di rimozione delle componenti nocive presenti a bassa concentrazione è definita *cleaning*, mentre per aumentare il potere calorifico della miscela, è necessario rimuovere CO<sub>2</sub>, così da rendere la concentrazione di metano nel gas simile a quella del gas naturale (>90%), tramite la fase di *upgrading*. Di seguito verranno analizzate diverse tecnologie, tra le più comunemente usate, e i relativi vantaggi e svantaggi.

### **I- Water scrubber (assorbimento con acqua)**

È considerato come un processo semplice per rimuovere la CO<sub>2</sub>, in quanto la CO<sub>2</sub> ha un livello più elevato di solubilità in acqua rispetto al metano ed è basato sul principio dell'assorbimento fisico [ 19]Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.. Il biogas viene mescolato ad acqua ed immerso nella colonna di scrubber nella parte inferiore, e l'acqua nella parte superiore ad una pressione tra i 1000 e i 2000 kPa [ 20]. Le correnti di biogas di H<sub>2</sub>O in pressione vengono immerse nella colonna in continuo. La CO<sub>2</sub> viene assorbita preferibilmente dall'acqua in quanto ha una maggiore solubilità del metano. Le prestazioni del processo dipendono da fattori quali la colonna di lavaggio, la composizione del gas grezzo, la portata d'acqua e la purezza dell'acqua utilizzata [ 22]. La CO<sub>2</sub> tuttavia presenta bassa solubilità in acqua 1,45 g/L ciò causa un passaggio lento di quest'ultima, dalla fase gassosa all'acqua, rendendo necessario un elevato tempo di ritenzione del gas nella colonna. Un altro svantaggio è rappresentato dal grande utilizzo di acqua, che causa un aumento delle spese, infatti per tale motivo è preferibile che venga riciclata. È stato notato come, per effettuare l'upgrading del biogas proveniente da discarica, si ottenga la massima efficienza di rimozione della CO<sub>2</sub> (88,9%), a 25 bar di pressione ed una temperatura compresa tra 10 e i 15 °C [ 23]. I risultati sembrano dimostrare che il water scrubber sia più efficiente ed ecocompatibile rispetto ad altri metodi.

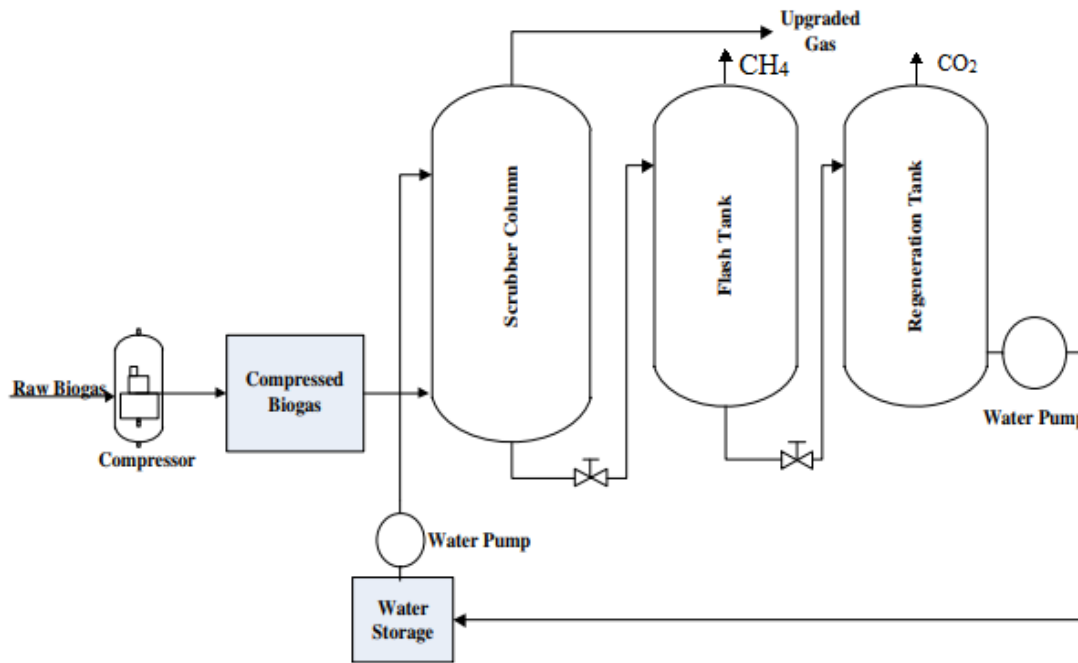
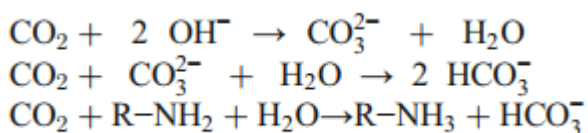


Figura 14 Schematizzazione del sistema di water scrubber basata su dati di letteratura [ 19] [ 20].

## II- Chemical and organic physical scrubbing (assorbimento chimico o fisico con solventi organici)

Questo tipo di scrubbing utilizza soluzioni alcaline e lo stesso meccanismo di rimozione inquinanti del water scrubbing. Le sostanze utilizzate sono carbonato di sodio o potassio, alcool ammine [ 24][ 25]. Nell'assorbimento chimico si viene a generare un legame chimico reversibile tra il soluto ( $\text{CO}_2$ ) e il solvente. Il diossido di carbonio, nella colonna di assorbimento, viene rimosso dal gas e trasferito all'interfaccia gas/liquido, reagendo successivamente con le sostanze chimiche e dando origine alle seguenti reazioni [ 53]:



Dopo la reazione, le componenti chimiche vengono recuperate con calore o vapore in una fase di stripping. I vantaggi di questa tecnologia rispetto al water scrubber, sono l'alta efficienza (in quanto si tratta di una reazione acido-base) e la possibilità di operare a basse pressioni. Il consumo di composti chimici è limitato poiché recuperati nello stripping. Un altro metodo di separazione è rappresentato da quello fisico, nel quale l'anidride carbonica è rimossa dal gas e trasferita in un



solvente organico, e basata sempre sulla sua maggiore solubilità in quest'ultimo (piuttosto che nell'acqua come nel caso del water scrubber).

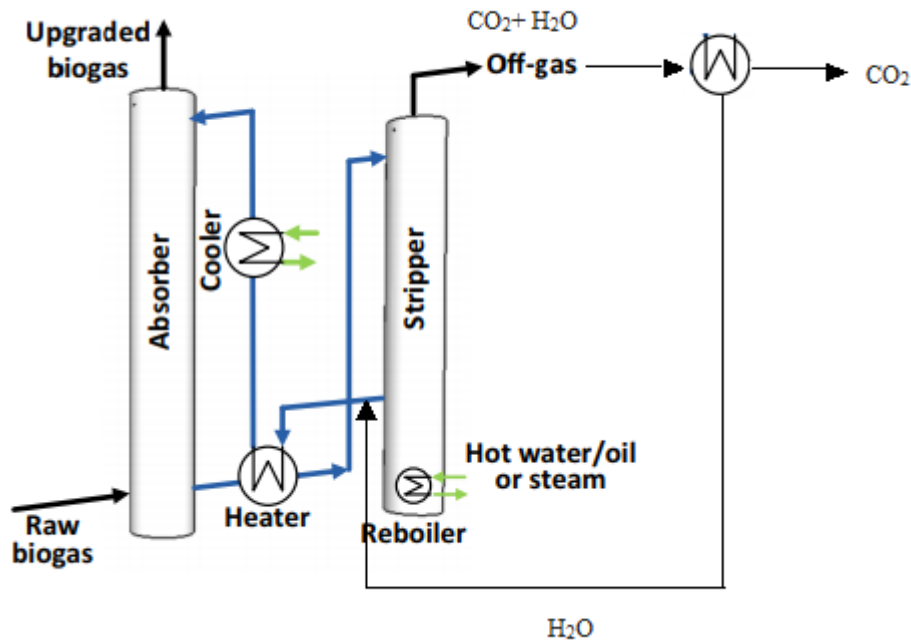


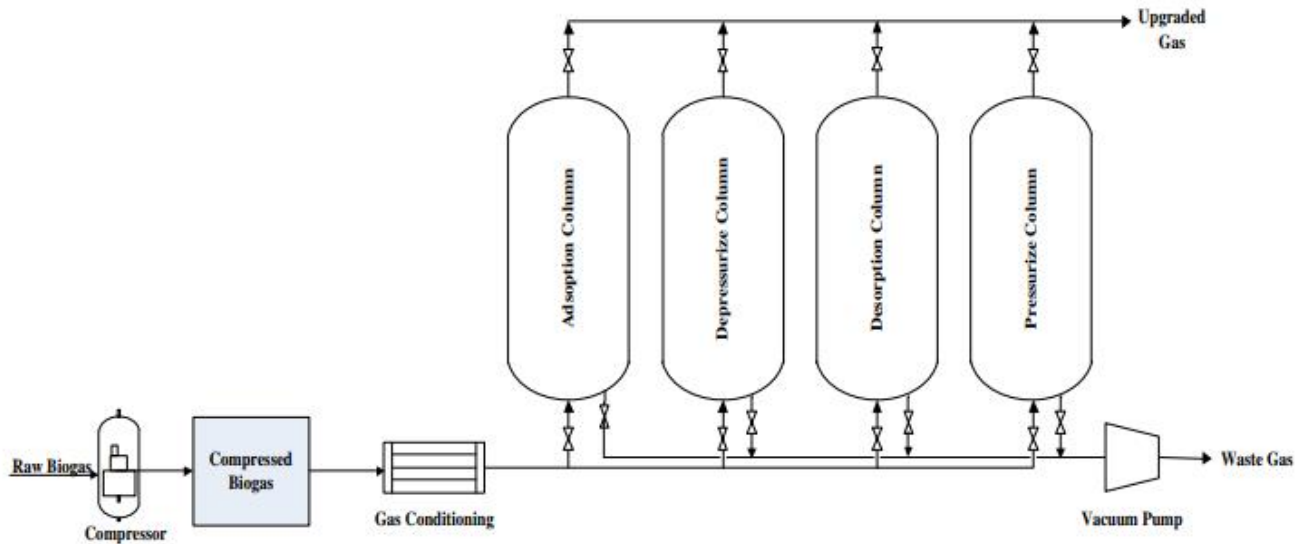
Figura 15 Esempio di chemical scrubbing [ 45].

### III- Pressure Swing Adsorption (adsorbimento a pressione oscillante)

È una tecnologia utilizzata per separare alcune specie di gas da una miscela di gas sotto pressione secondo le caratteristiche molecolari e l'affinità delle specie per un materiale adsorbente. In genere viene utilizzato accoppiato al water scrubber, dopo che sono stati rimossi CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S.

Tale tecnologia è basata sulla differente costante di adsorbimento, che rende preferenziale l'adsorbimento di un particolare componente della miscela rispetto al resto [ 27][ 28].

I sistemi alimentano il biogas compresso nel fondo di una colonna contenente materiale adsorbente. Mentre il gas scorre verso l'alto attraverso il letto, impurità come CO<sub>2</sub>, acqua, azoto e ossigeno aderiscono alle superfici delle particelle adsorbenti. Il biometano esce dalla parte superiore del serbatoio [ 26]. I sistemi PSA sono tipicamente composti da più colonne che si alternano tra alta e bassa pressione in modo che almeno uno dei letti produca biometano in un dato momento. Il materiale adsorbente dopo un determinato lasso di tempo si satura. La rigenerazione avviene per depressurizzazione, lavaggio finale e repressurizzazione con parte del biometano prodotto (Figura 17).



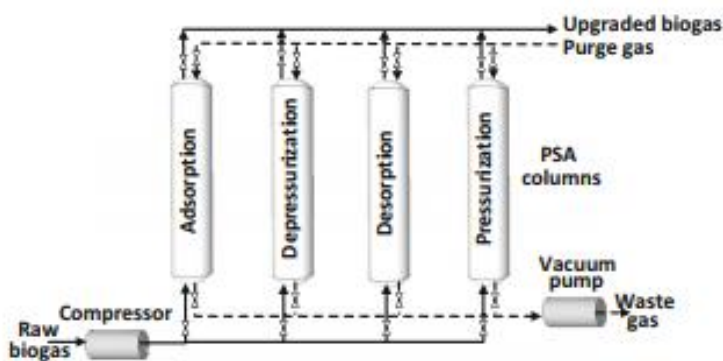
**Figura 16** Schema rappresentativo un sistema pressure swing adsorption (PSA) [ 7][ 20] [ 61][ 24].

Tra i vantaggi di questa tecnologia ricordiamo:

- aumento del metano nel gas in uscita (97%)
- richiesta bassa potenza per il funzionamento
- bassa emissione
- necessità che il gas sia secco

Tra gli svantaggi vi sono:

- Necessaria rimozione H<sub>2</sub>S
- Alti costi di investimento



**Figura 18** Sistema PSA dettaglio del gas di purga utilizzato per il processo di rigenerazione [ 45].

#### IV- Sistemi di purificazioni tramite membrane

I sistemi a membrane presentano vari vantaggi quali, la sicurezza, la facile manutenzione, la semplicità operativa, il basso costo ed infine si tratta di un processo scalabile nel caso in cui la portata del gas è bassa mentre il contenuto dell'anidride carbonica è elevato. Per i motivi sopra elencati, il sistema a membrane può essere interessante per gli impianti di piccola taglia [ 32].

Le membrane funzionano come dei filtri che fanno passare alcuni composti gassosi bloccandone degli altri, questo grazie alla diversa permeabilità del materiale con il quale sono costruite [ 50].

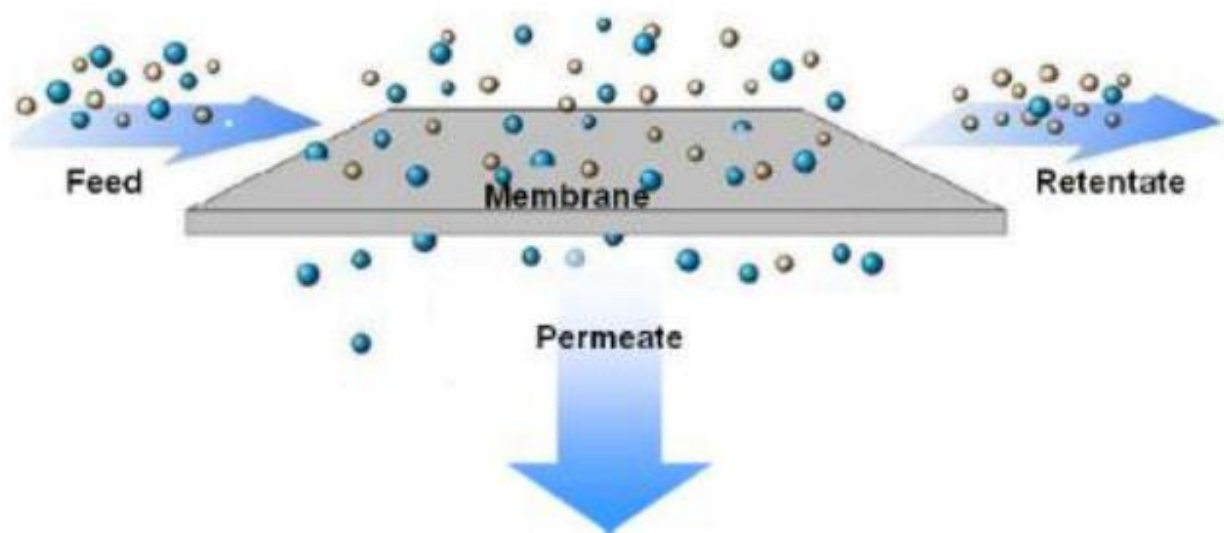


Figura 19 Immagine semplificativa del funzionamento di una membrana [ 32].

La capacità delle membrane di separazione dei gas dipende da:

- configurazione della membrana (foglio piatto, fibre vuote);
- materiale della membrana (permeabilità, coefficiente di separazione);
- struttura della membrana e suo spessore (permeabilità);
- progettazione del sistema e del modulo (spirale avvolta, piatto-cornice, fibre vuote) [ 32][ 34].

Esistono diversi modelli matematici che servono a riassumere il meccanismo di permeazione attraverso cui le membrane funzionano e sono:

##### **-Setaccio molecolare**

Nella tecnica del setaccio molecolare la dimensione dei pori è tale che solo le molecole gassose più piccole possono passare attraverso la membrana, i componenti del gas sono separati sulla base del diametro delle molecole.

##### **-Diffusione di Knudsen**

Nella diffusione di Knudsen i componenti del gas sono separati sulla base della differenza del percorso medio delle molecole del gas.

### -Soluzione diffusione

Nel modello di diffusione della soluzione si presume che ogni molecola che attraversa la membrana, si sciogla e si diffonda attraverso quest'ultima, seguendo un gradiente di concentrazione [ 37] .

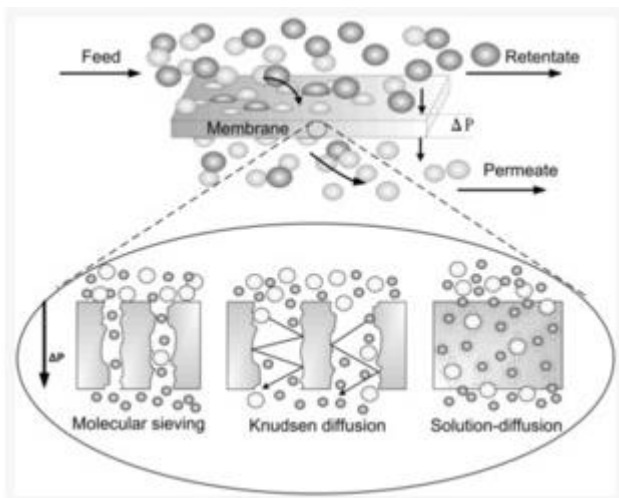


Figura 20 Rappresentazione dei 3 modelli [ 35][ 36].

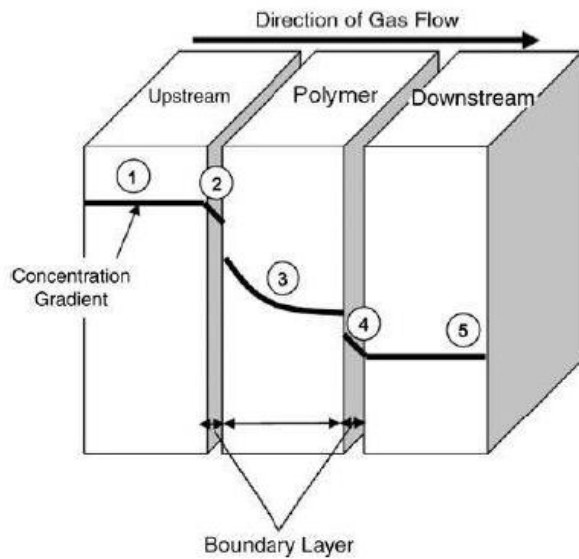
### Membrane polimeriche

Sono stati studiati ed analizzati vari polimeri e per ottenerne uno ottimale, è necessario che abbia determinati requisiti quali [ 32]:

- facilmente processabile;
- un basso costo;
- una buona stabilità chimica, meccanica e termica.

Nelle membrane polimeriche, in genere il processo di trasporto avviene seguendo 5 step di seguito elencati [ 37]:

- 1-Diffusione attraverso lo strato di confine sul lato a monte.
- 2-Assorbimento dei gas da parte della membrana.
- 3-Diffusione dei gas all'interno della membrana polimerica. Lo step di diffusione è il più lento e diventa la fase di determinazione del tasso di permeazione del gas.
- 4-Desorbimento dei gas al lato permeato (pressione parziale inferiore).
- 5-Diffusione fuori dello strato di confine del lato a valle.



**Figura 21** Rappresentazione grafica, di dove avvengono i 5 step sopra descritti [ 32][ 38].

Questo processo segue la legge di diffusione di Fick

$$J = -D(dC/dx)_t$$

J= flusso definito come portata per unità di superficie  $\text{Kg cm}^{-2} \text{s}^{-1}$

D= Coefficiente di diffusione  $\text{cm}^2/\text{s}$

dC= Concentrazione di massa ( $\text{kg}/\text{cm}^3$ )

dx= coordinata perpendicolare alla faccia della membrana

Il prodotto tra il coefficiente di diffusione per il coefficiente di solubilità, “è il coefficiente di permeabilità P, che rappresenta la capacità delle molecole di passare attraverso una membrana” [ 32].

$$P = D \times S$$

“Il coefficiente di diffusione D è una misura della mobilità della molecola che deve passare attraverso gli spazi tra le catene polimeriche” [ 32]. Il coefficiente di solubilità S dipende dalla condensabilità del gas e dalla sua capacità di penetrazione all’interno del polimero. “La separazione dei diversi componenti della miscela avviene grazie della differenza di solubilità e di diffusività dei diversi gas nel materiale della membrana” [ 32].

La selettività del gas A al gas B è dovuta a differenze nel coefficiente di solubilità ( $S_A/S_B$ ) o differenze nel coefficiente di diffusione ( $D_A/D_B$ ) [ 37].

$$\alpha_{A/B} = \frac{PA}{PB} = \frac{D_A}{D_B} \times \frac{S_A}{S_B}$$

In genere il coefficiente di diffusività diminuisce e quello di solubilità aumenta con l'aumentare delle dimensioni delle molecole [ 32]. Esistono principalmente due gruppi di polimeri maggiormente usati:

1-polimeri vetrosi con alta temperatura di fusione e alta cristallinità, e temperatura di transizione vetrosa compresa tra i -120° e i 300°;

2-polimeri gommosi amorfi che presentano una temperatura di transizione vetrosa bassa.

Per applicazioni industriali vengono preferiti i polimeri vetrosi, più permeabili alle molecole di piccole dimensioni, grazie alla loro selettività e proprietà [ 40].

### **Membrane inorganiche**

Le membrane inorganiche hanno in genere una migliore capacità di separazione delle membrane polimeriche. Ne esistono di materiali differenti quali zeolitiche o in carbonio. Le prime sono costituite da allumico silicati e le loro proprietà sono dovute alle caratteristiche strutture cristalline, con pori di dimensioni molecolari (tra 0.3 e 1 nm). Le membrane a setacci molecolari in carbonio hanno pori con dimensioni tra 0,8 e 2 nm (carboni attivi) o tra i 0.3 e 0.6 nm (setacci molecolari) [ 32].

### **Membrane a matrice mista**

Rappresentano le membrane più innovative fra quelle presentate. “Nelle MMM una fase dispersa solida, liquida o entrambe sono incorporate in una matrice” [ 32] e ne esistono di varie combinazioni. La più rivoluzionaria sembra essere, la coppia polimero/filler, ovvero una fase continua e una discreta, connesse tramite legami a idrogeno. Tali membrane potrebbero raggiungere elevata permeabilità, rappresentando un miglioramento rispetto alle polimeriche, mantenendo tuttavia i suoi vantaggi.

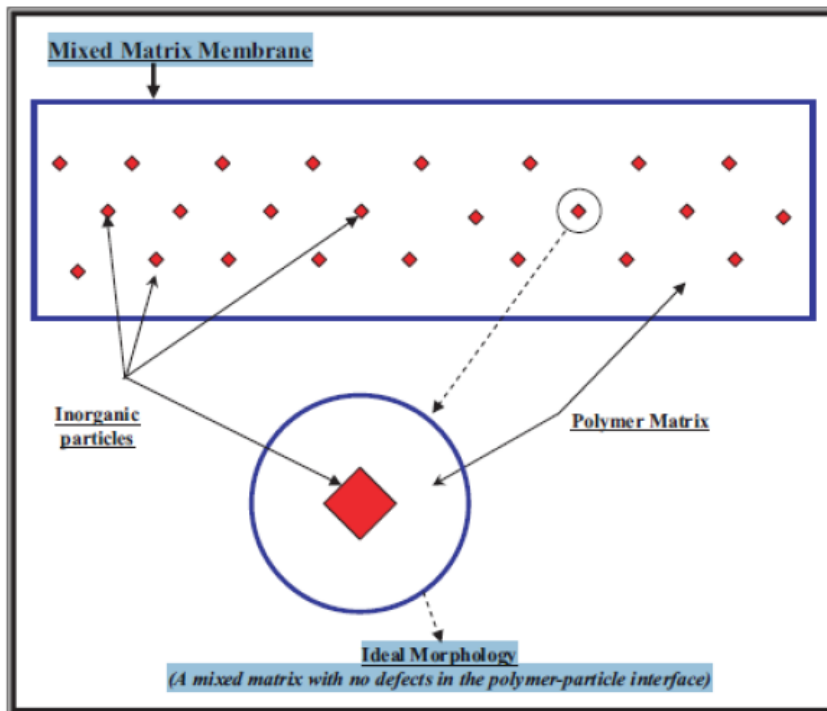


Figura 21 Dettaglio della membrana a matrice mista [ 32].

Per la produzione di tali membrane tuttavia è necessario considerare vari aspetti:

- scelta della coppia polimero/filtro, in relazione alla composizione del gas da trattare, e gli obiettivi di purificazione che si vogliono raggiungere;
- forma e dimensione delle particelle del filler;
- sedimentazione e agglomerazione del filler, la quale può causare crepe o fratture della membrana;
- morfologia dell'interfaccia polimero/filler, la presenza di vuoti potrebbe compromettere la selettività della membrana [ 32].

## V- Tecniche di purificazione biologiche

Questo sistema biologico può effettivamente eliminare CO<sub>2</sub> e in contemporanea raddoppiare il quantitativo originale di CH<sub>4</sub>. A causa del basso quantitativo di sostanze chimiche utilizzate in questo processo, questa tecnica di upgrading è considerata eco-friendly grazie al limitato impatto sull'ambiente.

Possono essere utilizzati varie colture di microalghe, o batteri autotrofi e chemiotrofi. I sistemi biologici convenzionali richiedono più del 2% di ossigeno per mantenere un tasso di rimozione stabile di H<sub>2</sub>S e la maggior parte dei gas grezzi dalle discariche e dai digestori contiene meno del 2% di ossigeno [ 41]. Per tale motivo il biogas da discarica non può essere purificato tramite un semplice sistema biologico convenzionale di purificazione. Da uno studio risulta come diversi metanigeni utilizzano la CO<sub>2</sub> come fonte di carbonio e H<sub>2</sub> come fonte di energia con delle differenze in relazione alla temperatura di funzionamento del digestore. In condizioni termofile, è stata notata una metanogenesi rapida, tuttavia i batteri mesofili danno una conversione più completa della CO<sub>2</sub> disponibile nel gas [ 42]. Gli esperimenti fatti su microalghe hanno dimostrato come anche questi organismi possano diventare una valida alternativa alle colture batteriche. Da uno studio effettuato su *Chlorella* sp, si è notato che questa microalga, situata in un foto bioreattore, riesce ad incrementare il quantitativo di metano, presente nel biogas generato da acque reflue di allevamenti di suini, dal 70% al 90% [ 43]. In conclusione i sistemi biologici presentano vantaggi quali il basso costo operativo, e la possibilità di riutilizzo dello zolfo elementare in agricoltura o in altri campi. Tra gli svantaggi la necessità di addizione di nutrienti quali N<sub>2</sub> e O<sub>2</sub>, per favorire la crescita dei microorganismi, i quali permangono nel biogas trattato influenzandone il potere calorifico [ 24].

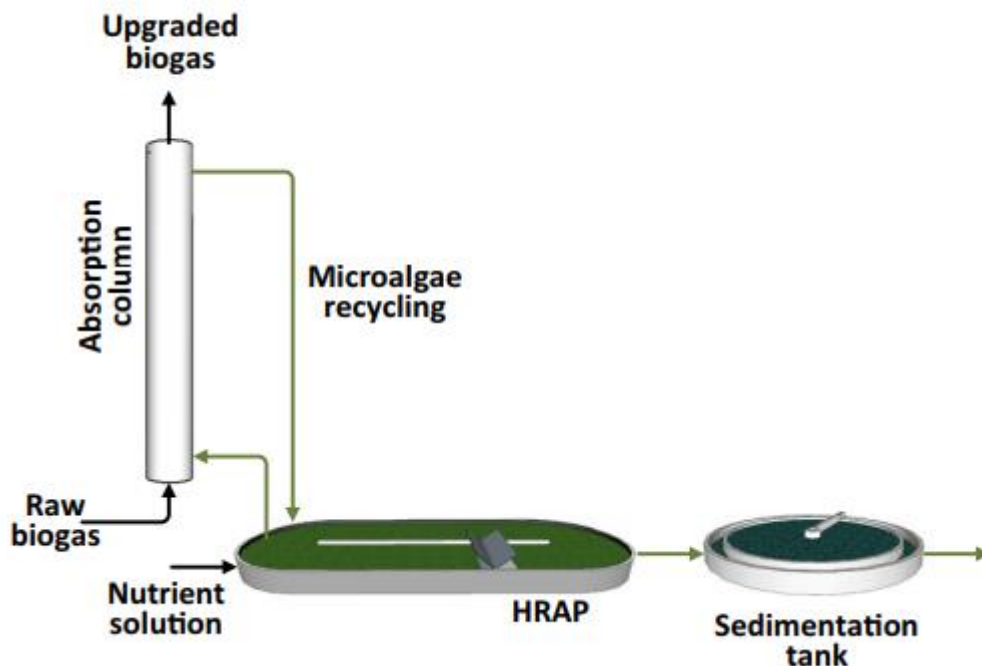


Figura 22 Esempio di un sistema di upgrading attraverso l'utilizzo di microalghe [ 46].



## VI- Separazione criogenica

“Le diverse temperature di liquefazione / solidificazione dei componenti del biogas consentono una separazione selettiva di H<sub>2</sub>O, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub>” [ 44][ 45]. L'upgrading, tramite tale tecnica, può essere effettuato a pressione costante (10 bar) usando una diminuzione della temperatura sequenziale a -25 °C (dove acqua, H<sub>2</sub>S, silossani e alogeni passano alla fase liquida), a -55 °C (dove la maggior parte della CO<sub>2</sub> è liquefatta per facilitarne la sua rimozione) e infine a -85° C dove la restante CO<sub>2</sub> si solidifica [ 47][ 29]. Le varie fasi vengono svolte ad elevata pressione, per prevenire la solidificazione del diossido di carbonio al di sotto dei -78°C. In genere la separazione criogenica necessita di un pretrattamento per l'eliminazione dell'acqua, e negli stadi successivi si procede all'aumento della pressione fino al raggiungimento di un valore di 80bar [ 48][ 47][ 44]. Il biogas pressurizzato viene gradualmente raffreddato (-45° /-55°) per promuovere la liquefazione della CO<sub>2</sub> e successivamente espanso a 10bar [ 45] [ 50]. Il prodotto ottenuto può contenere fino al 97% di metano, con perdite inferiori al 2% Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.[ 49][ 44]. L'operare a basse temperature ed elevate pressioni, fa sì che i costi operativi e di manutenzione siano piuttosto elevati.



Figura 23 Schema di funzionamento della separazione criogenica.

Di seguito viene riportata una tabella riassuntiva, di tutti quelli che sono i vantaggi e gli svantaggi delle tecniche di upgrading analizzate.

Water scrubbing	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Simple process, remove both H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub> using a water stream</li> <li>• No special chemicals required</li> <li>• Good methane content at outlet (more than 97 %)</li> <li>• Low CH<sub>4</sub> losses (&lt; 2 %)</li> <li>• Low cost to operate and maintain</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• High pressure, need higher energy to press the gas and to pump the water</li> <li>• Based on physical solubility (physical process), thus the process is slow</li> <li>• Need a larger column volume compare to chemical absorption</li> <li>• Difficulty in recovery of CO<sub>2</sub></li> <li>• Requires a lot of water even with regeneration</li> <li>• Corrosion problem due to H<sub>2</sub>S</li> <li>• Clogging due to bacterial growth</li> </ul>
Chemical scrubbing/ chemical absorption	<ul style="list-style-type: none"> <li>• High CH<sub>4</sub> purities (&gt;95 %) and low CH<sub>4</sub> losses (&lt;0.1 %)</li> <li>• More CO<sub>2</sub> dissolved per unit of volume (compared to water)</li> <li>• Very low CH<sub>4</sub> losses(&lt;0.1 %)</li> <li>• The process is faster than water scrubbing</li> <li>• The column volume is smaller than water scrubbing</li> <li>• Chemical solvent is easier to regenerated</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energy intensive, as steam has to be supplied to regenerate the chemical solution</li> <li>• Solvent difficult to handle</li> <li>• Corrosion problems</li> <li>• Waste chemical may require treatment</li> </ul>
Physical scrubbing/ physical absorption	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Higher absorption rather than water</li> <li>• High CH<sub>4</sub> purities (&gt;95 %) and low CH<sub>4</sub> losses</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Solvent regeneration is complex if H<sub>2</sub>S is not removed first</li> <li>• Need higher energy to regenerate the solvent</li> <li>• Solvent is expensive and difficult to handle</li> </ul>
Pressure swing Adsorption (PSA)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Economy in production with comparatively high purity.</li> <li>• Capital cost share moderate.</li> <li>• Relatively quick installation and start up</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• High capital cost (affected by number of column in PSA unit)</li> <li>• Incomplete scrubbing (other treatments are needed before and afterward)</li> <li>• CH<sub>4</sub> losses when malfunctioning of valves</li> </ul>
Membrane basedtechniques	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fast installation and startup.</li> <li>• Production output is flexible.</li> <li>• Purity and flow rate can vary</li> <li>• Low energy required</li> <li>• High CH<sub>4</sub> purities (&gt;96 %)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Low membrane selectivity</li> <li>• Notsuitableforhighpurityneeds.</li> <li>• Consumes relatively more electricity per unit of gas produced</li> <li>• Often yields lower methane concentration though high purity is possible</li> <li>• High cost membrane</li> </ul>
Biological techniques	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Low energy requirements</li> <li>• No unwanted end products</li> <li>• Enrichment of CH<sub>4</sub></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Additional nutrients are required for bacterial growth</li> <li>• Small amount of O<sub>2</sub> and N<sub>2</sub> are left in treated biogas</li> <li>• Low cost process</li> </ul>
Cryogenic separation	<ul style="list-style-type: none"> <li>• High CH<sub>4</sub> purities (90–98 %)</li> <li>• Produce CO<sub>2</sub> in marketable form, such as can be used as dry ice</li> <li>• Liquid methane reduces gas volume, thus can be packaged in the tube and can be easily</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uses lots of process equipment, mainly compressor, heat exchanger and cooler</li> <li>• High operating and maintenance cost</li> </ul>

**Tabella 10** Tabella riassuntiva i principali vantaggi e svantaggi delle varie tecniche di purificazione e upgrading [ 7].

Nella tabella seguente, vengono differenziati processi di cleaning e upgrading, specificando per ogni tecnologia se vengono o meno rimossi i composti indicati. Nel caso in cui la tecnologia non riesca ad abbattere determinati composti, il biogas in entrata in quest'ultima deve essere pretrattato adeguatamente.

Biogas Cleaning / Upgrading Process		CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	VOCs	NH <sub>3</sub>	Siloxanes	H <sub>2</sub> O
Cleaning+	Adsorption	/	**	/	--	**	*	**	**
	Water Scrubbing	/	**	--	--	**	**	**	--
	Biofiltration	/	**	--	--	**	/	/	--
	Refrigeration	-	/	-	-	/	**	*	**
Upgrading+	Pressure Swing Adsorption	**	* R	/	/	*	*	*	* R
	Alkaline Salt Solution Absorption	**	*	-	-	/-	-	*	--
	Amine Absorption	**	*	R	-	/-	*	/-	--
	Pressurized Water Scrubbing	**	*	--	--	*	*	*	--
	Physical Solvent Scrubbing	**	**	/	/	*	*	*	*
	Membrane Separation	**	* /	* /	/	* -	*	*	*
	Cryogenic Distillation	**	*	**	**	*	*	*	*
	Supersonic Separation	**	**	-	-	**	*	*	**

Legend: \*\* Complete removal (intended) \* Complete removal (pretreatment preferred) / Partial removal  
 - Does not remove -- Contaminant added R Must be pretreated

Two symbols may be in the same box if one or the other can be applicable

**Tabella 11** Capacità di rimozione degli inquinanti, dal biogas, delle diverse tecnologie esistenti [ 57].

A causa delle quantità di monossido di carbonio e di silossani presenti, nel gas proveniente da discarica, a tale tipologia di biogas non è consentita l'immissione nella rete gas naturale. Infatti, come riportato all'art 1 comma 3 del decreto biometano, "Sono escluse le immissioni nella rete del gas naturale, del biometano derivante da biogas prodotto per via termochimica, quali i processi di gassificazione di biomasse, da gas di discarica e da gas residuati dai processi di depurazione, da fanghi, da rifiuti urbani e non urbani indifferenziati e dalla frazione organica ottenuta dal trattamento di rifiuti urbani e non urbani indifferenziati" ( 6). Per tale motivo si è deciso di verificare, se il biometano prodotto dalla discarica di Ravenna possa essere utilizzato con successo nel settore dell'autotrasporto.

## VII- Il sistema di upgrading proposto da Hera

Il sistema di purificazione del biogas sarà costituito nel modo seguente.

**Il primo stadio sistema a membrane** che comprende:

1- Una unità di filtraggio, composta da due filtri, il primo relativo ai vapori di olio, per evitare rischi di contaminazione con il compressore; il secondo per abbattere con carboni attivi altri contenuti quali ad esempio composti solforati silossani ecc.

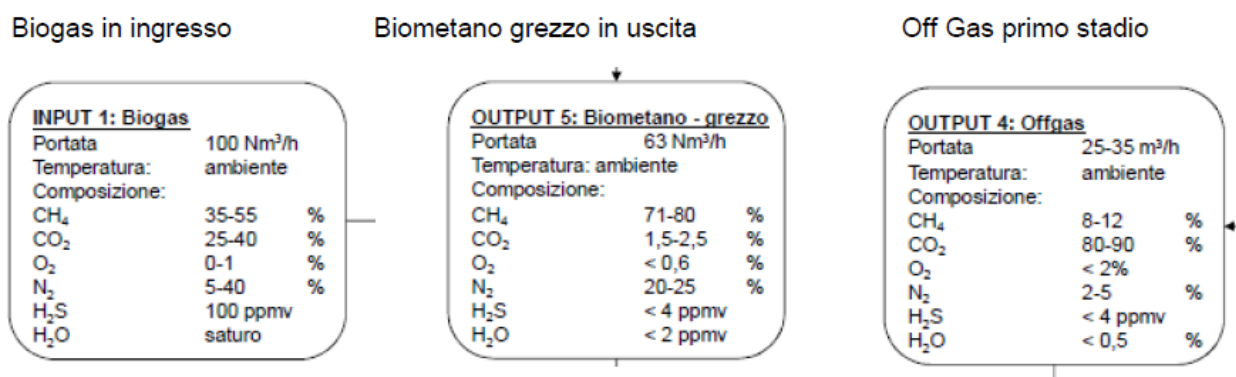
2- Unità di compressione, nella quale il biogas prelevato dalla discarica viene portato alla pressione di 7 bar.

3- Unità di separazione dell'umidità, provvista di scambiatore alimentato da un fluido refrigerato, che provvede a eliminare l'umidità dal gas. Le condense vengono coltate alla rete di raccolta delle condense esistente, che a sua volta è collegata alla rete del percolato della discarica.

4- Unità di purificazione e membrane, composta da due stadi di membrane in serie.

In uscita avremo due flussi differenziati, uno ricco in metano e l'altro in anidride carbonica. Tuttavia questa tecnologia, per il biogas proveniente da discarica, ha scarsa selettività per le molecole di azoto rispetto a quelle del metano.

All'uscita di ogni stadio, avremo due uscite una per il gas purificato e l'altra per quello di scarto (off Gas). Quest'ultimo viene inviato al sistema di combustione composto da una torcia afferente al punto di emissione in atmosfera. Il gas purificato costituirà il gas in entrata nel secondo stadio, per poter recuperare la maggior quantità di metano possibile. Qui di seguito viene riportato uno schema riassuntivo di questa prima fase.

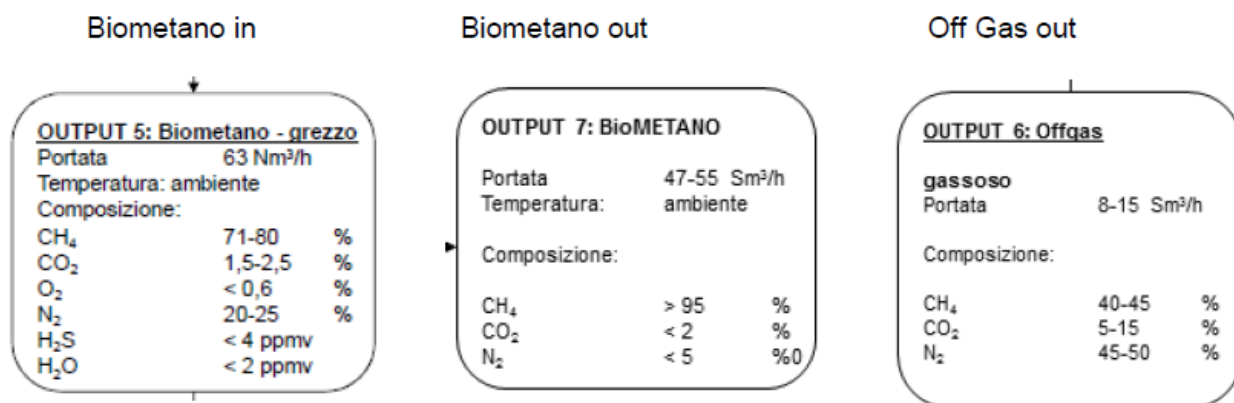


**Figura 24** Concentrazioni percentuali delle componenti principali del biogas in uscita ed in entrata nel primo stadio (sistema a membrane) [ 64].

### Secondo stadio PSA

Come precedentemente affermato, a causa dell'elevato quantitativo di azoto, non rimosso dal sistema a membrane, è necessario un ulteriore stadio di purificazione, che prevede un sistema basato sulla tecnologia PSA inversa. Tramite questo sistema è possibile rimuovere la maggior parte dell'azoto in misura del 95-98% del flusso entrante. L'unità è costituita da un numero pari di vessel contenenti setacci molecolari che permettono la purificazione. Tramite una condotta interrata lunga

300 metri, il biometano viene trasferito all'unità di compressione e successivamente caricato sul carrocisterna.



**Figura 25** Concentrazioni percentuali delle componenti principali del biogas in uscita ed in entrata nel secondo stadio (PSA) [ 64].

Il flusso output 6 si unirà all'output 4 prima di essere inviato in torcia.

La scelta di questo doppio stadio, risiede nel fatto che il biogas di discarica è una miscela composta mediamente in CH<sub>4</sub> 40% - CO<sub>2</sub> 30% - N<sub>2</sub> 30%; Il primo stadio riesce ad eliminare la CO<sub>2</sub> ed i restanti microinquinanti, ma non l'N<sub>2</sub>. Quest'ultimo di per sé è un gas inerte, ma se presente all'interno della miscela, ne riduce il valore energetico e non consente il raggiungimento dei valori richiesti in termini di indice di Wobbe (è pertanto un inquinante per questo specifico caso). Da qui la necessità dell'introduzione di una seconda unità di purificazione, dedicata al suo abbattimento (PSA).

“L'upgrading tramite PSA produce tipicamente un biogas con una purezza in metano del 97% o superiore e, dal punto di vista impiantistico, richiede apparecchiature piuttosto compatte e costi di investimento mediamente elevati; tuttavia è un processo particolarmente adatto anche per impianti di piccola capacità” [ 59] . Di seguito viene riportato il diagramma di flusso riassuntivo dei due stadi.

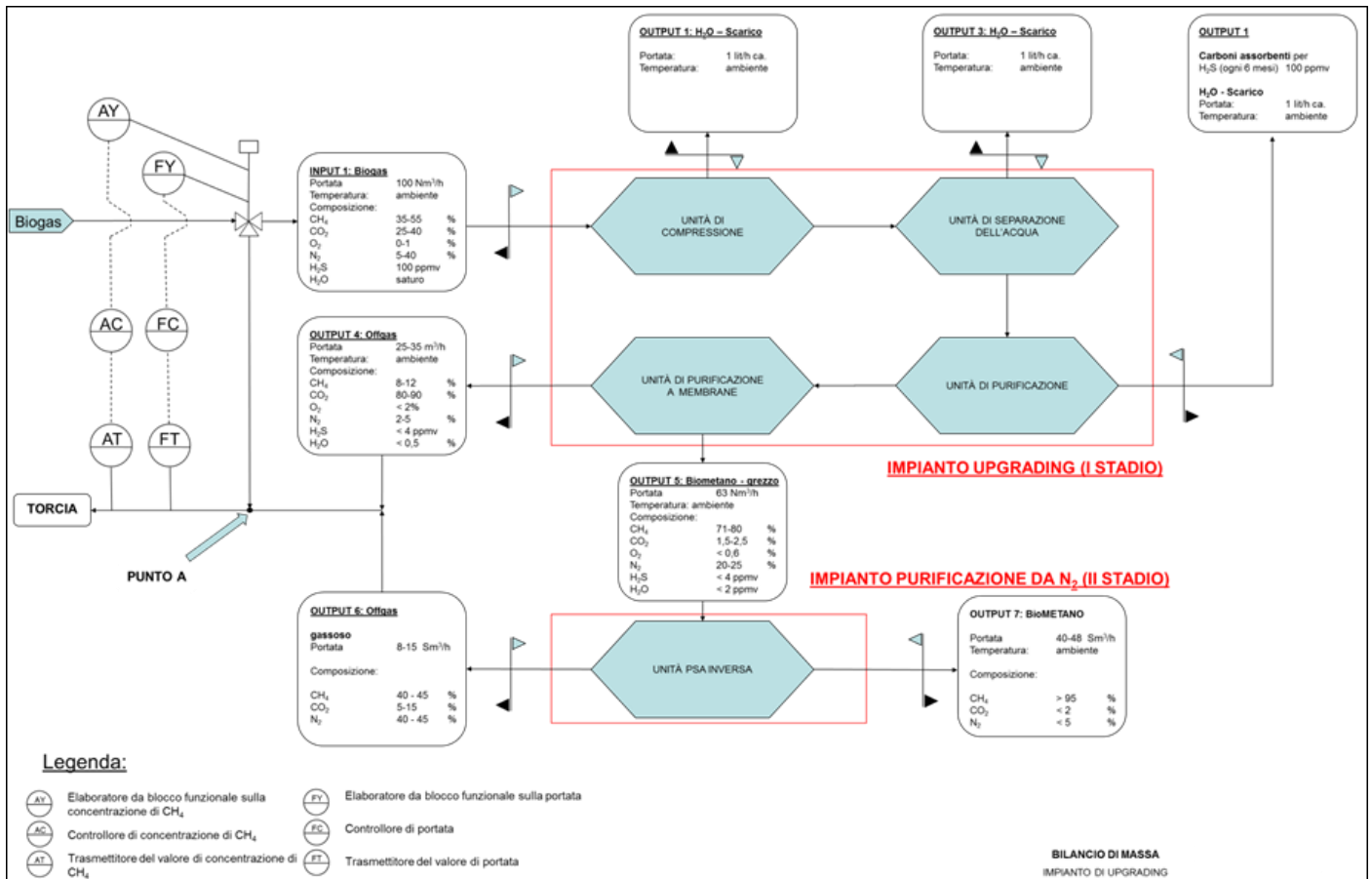
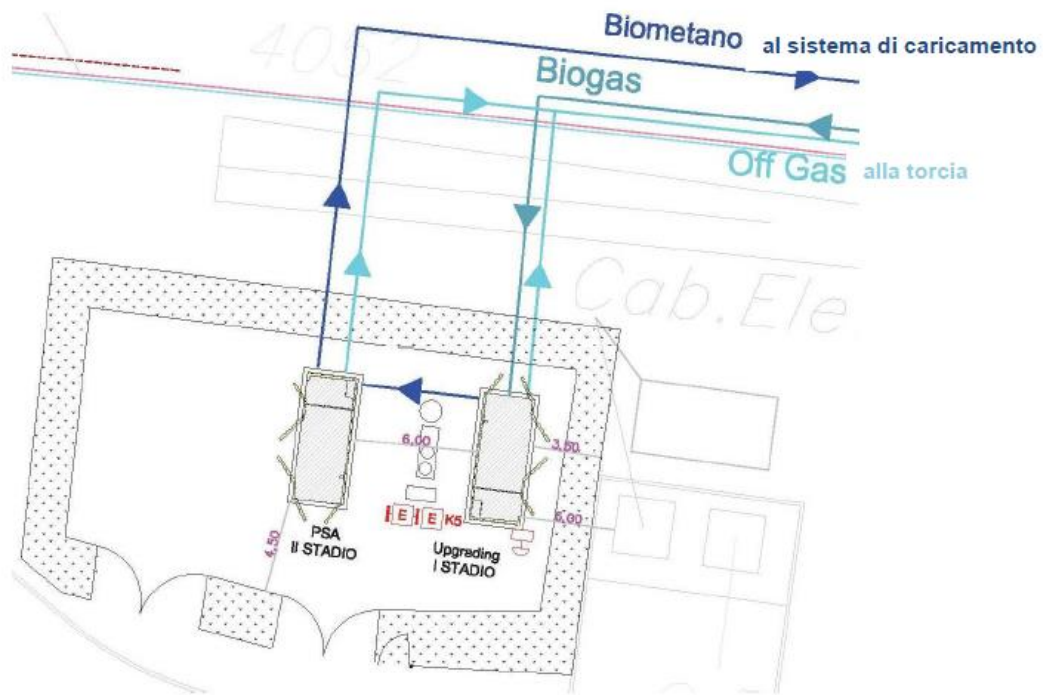


Figura 26 Diagramma di flusso del sistema di upgrading a doppio stadio scelto [ 64].

L'area verrà recintata con rete metallica su un cordolo di altezza pari ad almeno 1,80 m. L'impianto di compressione ha lo scopo di portare la pressione del gas a 65 bar, così da consentire il caricamento su carrocisterna. Il compressore, azionato da un motore elettrico, è composto da due stadi. In testa al circuito è presente un blow down di circa 1 m<sup>3</sup>, per permettere la laminazione del flusso di biometano e la stabilizzazione della pressione. Il biometano attraverserà, un filtro separatore per eliminare eventuali tracce di liquido e solido trascinate dal flusso di gas, raggiungendo l'ingresso del 1° stadio di compressione. Il gas compresso passerà attraverso un refrigeratore, per ridurre la temperatura del gas a quella prevista. Prima di entrare nel 2° stadio di compressione, il gas attraverserà un ulteriore filtro separatore per eliminare le particelle di liquido nel flusso di gas. Il gas sarà quindi portato alla pressione di consegna dal 2° stadio di compressione, raffreddato alla temperatura richiesta e, dopo la filtrazione finale, convogliato al punto di consegna [ 64].



**Figura 27** Planimetria della stazione di caricamento del carrocisterna [ 64].

## 6-Valutazione economica

La produzione di biometano da gas di discarica, rappresenta un'operazione di recupero (R3) recupero/riciclo. Nella AIA, relativa al progetto, viene riportato che per la gestione del biogas, essendo poco praticabile il recupero energetico del biogas residuale estratto dai primi 3 settori della discarica, il gestore è impegnato nella ricerca di soluzioni progettuali alternative attraverso la sperimentazione di upgrading del biogas e produzione di biometano, tale progetto di fatto rappresenta proprio la soluzione alternativa descritta in AIA.

La realizzazione dell'impianto sperimentale di upgrading, analizzato in questo studio, rientra in un più ampio progetto denominato "Biomether Life +", il quale ha ottenuto accettazione all'incentivazione da parte della Commissione Europea. Il progetto ha lo scopo di mostrare la fattibilità della produzione di biometano per promuovere la filiera bioenergetica.

Al fine di valutare la convenienza economica della realizzazione di tale progetto risulta essere necessario definire quelli che potrebbero essere i rispettivi costi dell'impianto e i presunti flussi di cassa previsti per i prossimi 15 anni.

### I- Costi di investimento

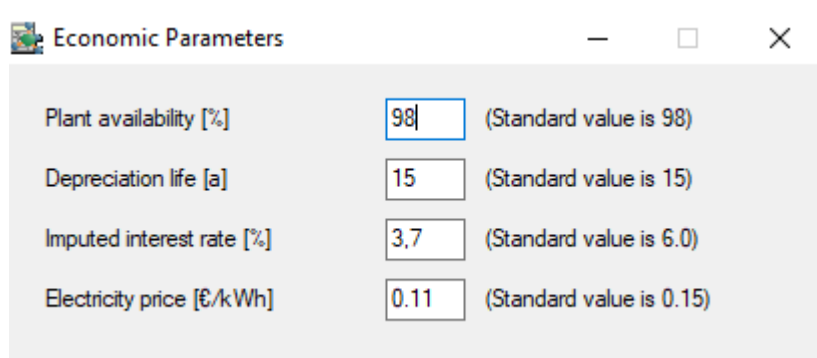
I costi di investimento rappresentano i fondi necessari per l'avvio di un'attività. Nel nostro caso studio sono stati analizzati i costi per la costruzione e messa in posa delle due tecnologie di upgrading, indicate precedentemente, (sistema a membrane seguito da un sistema PSA), e acquisto di un compressore che permetta, al biometano ottenuto, di raggiungere la pressione necessaria per il carico sul carro bombolaio.

Per i costi relativi al sistema doppio stadio di upgrading, è stato utilizzato un tool "Biomethane-Calculator" sviluppato durante il progetto "IEE Biomethane regions" e finanziato dall'Unione Europea. Il tool funziona in maniera semplice e schematica, è necessario semplicemente inserire i dati relativi alle sostanze contenute nel flusso in entrata, e l'algoritmo come risposta ci permette di ottenere le caratteristiche dei flussi in uscita, ed i relativi costi ( 17). I parametri economici inseriti per la valutazione dei costi sono:

-un arco temporale di 15 anni

-un tasso di interesse del 3,7 %

-costo dell'elettricità per consumatore industriale pari a 0,11 €/kWh



Parameter	Value	Standard Value
Plant availability [%]	98	98
Depreciation life [a]	15	15
Imputed interest rate [%]	3.7	6.0
Electricity price [€/kWh]	0.11	0.15

**Figura 28** Schermata relativa ai parametri economici immessi nel tool Biomethane Calculator durante la fase di analisi dei costi.



Qui di seguito vengono mostrate le schermate riferite al sistema a membrane (primo stadio), con flussi in entrata ed in uscita e i relativi costi.

**Biomethane-Calculator**

File Settings Help

Co-funded by the Intelligent Energy Europe Programme of the European Union

TU WIEN TWT www.thvt.at

**Biomethane-Calculator**

Welcome Raw biogas Gas upgrading unit Biomethane/Offgas Plant parameters Economics

**Raw biogas composition and amount**

Volume flow [m<sup>3</sup>(STP)/h]:  (Standard value is 250)

Methane content CH<sub>4</sub> [vol%]:  (Standard value is 50.0)

Oxygen content O<sub>2</sub> [vol%]:  (Standard value is 0.1)

Nitrogen content N<sub>2</sub> [vol%]:  (Standard value is 0.4)

Hydrogen sulphide content H<sub>2</sub>S [ppmv]:  (Standard value is 50)

Carbon dioxide content CO<sub>2</sub> [vol%]:

Upper heating value (H<sub>s</sub>) [kWh/m<sup>3</sup>(STP)]:

Include costs for raw biogas supply  Yes  No Raw biogas costs [ct/m<sup>3</sup>(STP)]:  (Standard value is 20.0)

**Perform computation!**

Figura 29 Schermata con i dati di input relativi al primo stadio.

**Biomethane-Calculator**

Welcome Raw biogas Gas upgrading unit Biomethane/Offgas Plant parameters Economics

**Composition and amount of biomethane and offgas**

Desired methane content in biomethane [vol%]:  (Standard value is 97.0)

**Biomethane:**

Volume flow [m<sup>3</sup>(STP)/h]:

Methane content CH<sub>4</sub> [vol%]:

Carbon dioxide content CO<sub>2</sub> [vol%]:

Oxygen content O<sub>2</sub> [vol%]:

Nitrogen content N<sub>2</sub> [vol%]:

Hydrogen sulphide content H<sub>2</sub>S [ppmv]:

Upper heating value (H<sub>s</sub>) [kWh/m<sup>3</sup>(STP)]:

**Offgas:**

Volume flow [m<sup>3</sup>(STP)/h]:

Methane content CH<sub>4</sub> [vol%]:

Carbon dioxide content CO<sub>2</sub> [vol%]:

Oxygen content O<sub>2</sub> [vol%]:

Nitrogen content N<sub>2</sub> [vol%]:

Hydrogen sulphide content H<sub>2</sub>S [ppmv]:

Upper heating value (H<sub>s</sub>) [kWh/m<sup>3</sup>(STP)]:

Figura 30 Composizione dei due flussi in uscita dal primo stadio (sistema a membrane).

## Biomethane-Calculator

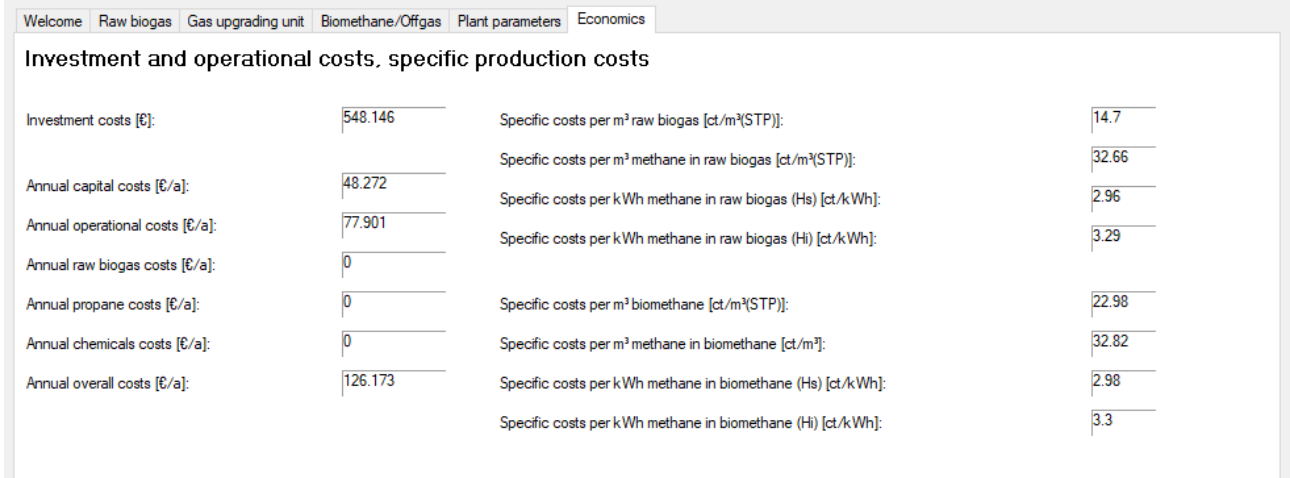


Figura 31 Costi relativi al sistema a membrane (primo stadio).

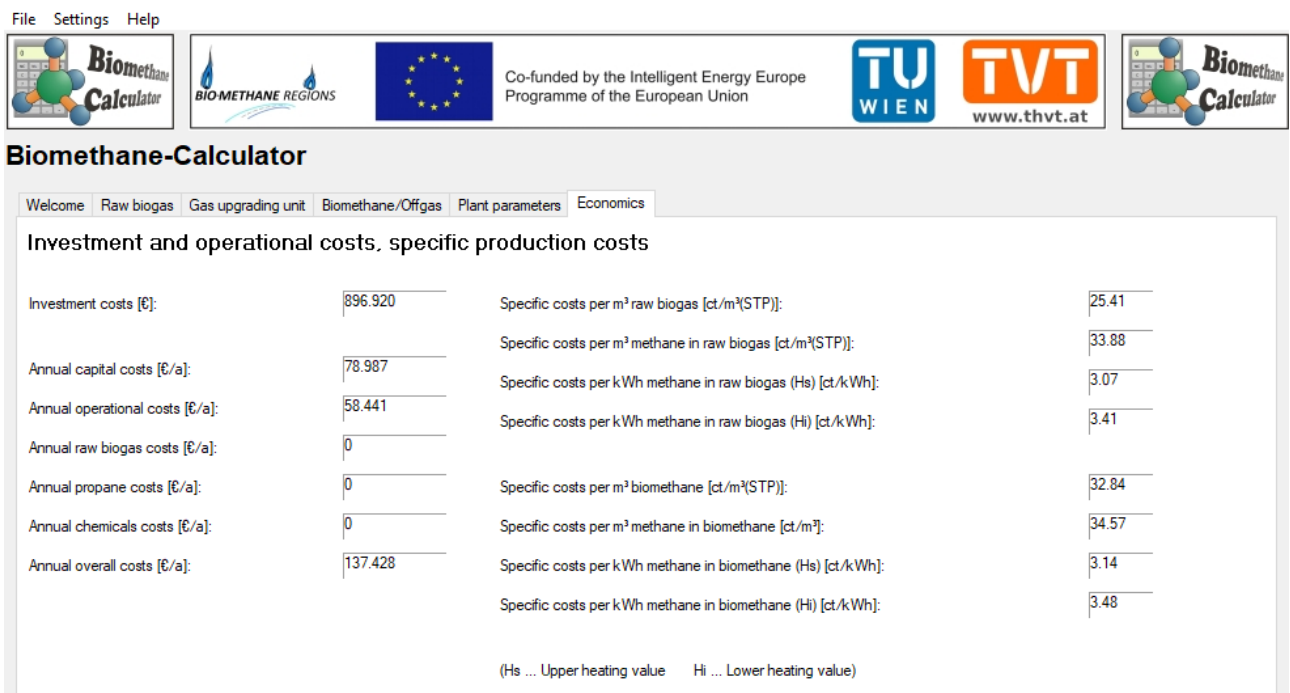
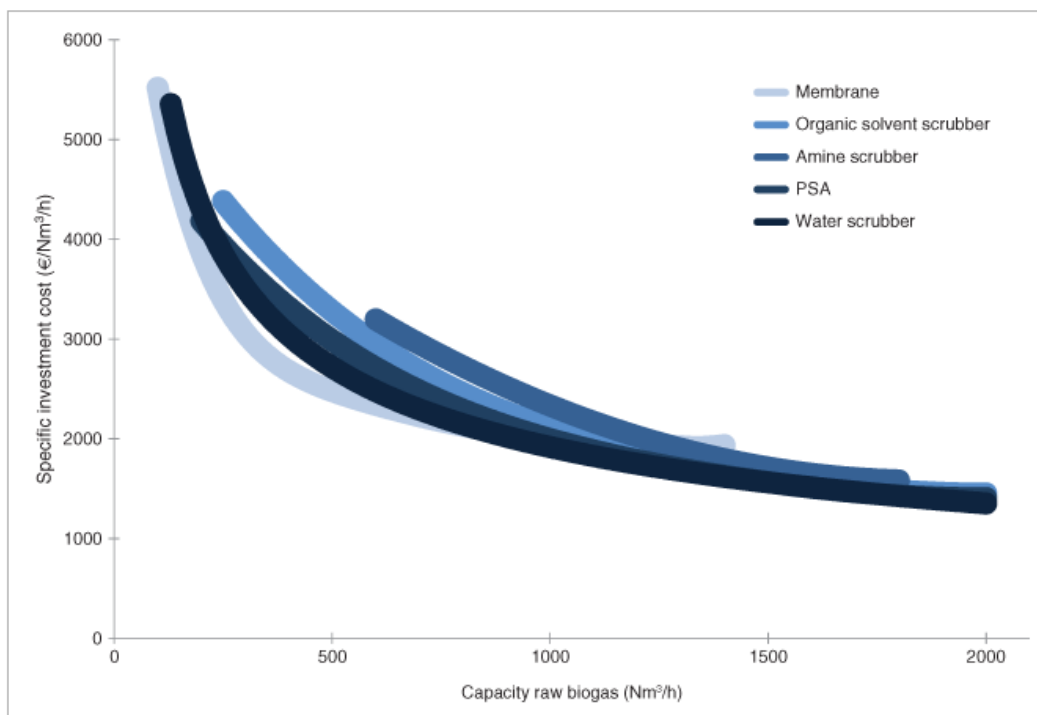


Figura 32 Schermata relativa ai costi del sistema PSA (secondo stadio).

Il costo di investimento specifico per un impianto di upgrading del biogas dipende in gran parte dalla portata che deve sostenere l'impianto a causa degli effetti dell'economia di scala.



**Figura 33** Grafico raffigurante la relazione tra costi specifici di investimento e la portata di biogas da trattare [ 58].

Come è possibile notare dalla figura sopra riportata, l'effetto di scala è predominante nel sistema di purificazione a membrane. Notiamo anche come i costi unitari di investimento diminuiscono progressivamente con l'aumentare della portata e quindi le dimensioni dell'apparato.

La costruzione di un impianto, di upgrading del biogas, di piccole dimensioni (0-100 Nm<sup>3</sup> / h come nel nostro caso studio) è comunemente molto costoso a causa degli elevati costi specifici di investimento delle attrezzature di upgrading. Per un impianto con bassa capacità, è necessario lo stesso numero di attrezzature richieste per impianti con capacità maggiori.

In particolare le attrezzature saranno di ridotte dimensioni, ma il costo di investimento sarà ancora alto rispetto alla capacità.

Di seguito viene riportata una tabella riassuntiva i costi dei vari impianti di upgrading in relazione alle portate di biogas che devono trattare (dato aggiornato al 2016).

## Upgrading Of Biogas

Capacity of upgrading plant	100	150	200	250	300	350	400	500	600	700	800	900	1000	reference
	[m <sup>3</sup> raw biogas/h]	[m <sup>3</sup> raw biogas/h]	[m <sup>3</sup> raw biogas/h]	[m <sup>3</sup> raw biogas/h]	[m <sup>3</sup> raw biogas/h]	[m <sup>3</sup> raw biogas/h]	[m <sup>3</sup> raw biogas/h]	[m <sup>3</sup> raw biogas/h]	[m <sup>3</sup> raw biogas/h]	[m <sup>3</sup> raw biogas/h]	[m <sup>3</sup> raw biogas/h]	[m <sup>3</sup> raw biogas/h]	[m <sup>3</sup> raw biogas/h]	
<b>Pressure swing adsorption</b>														
investment costs [€]	933.397	982.691	1.031.984	1.081.278	1.130.572	1.179.865	1.229.159	1.327.747	1.426.334	1.524.921	1.623.509	1.722.096	1.820.684	[3]
specific investment costs [€/m <sup>3</sup> raw biogas/h]	9.334	6.551	5.160	4.325	3.769	3.371	3.073	2.655	2.377	2.178	2.029	1.913	1.821	
operating costs [€/a]	70.924	87.792	104.661	121.529	138.397	155.266	172.134	205.870	239.607	273.344	307.080	340.817	374.554	[3]
specific operating costs [€/m <sup>3</sup> raw biogas/h]	709	585	523	486	461	444	430	412	399	390	384	379	375	
<b>Pressurized water scrubbing</b>														
investment costs [€]	777.015	891.116	982.095	1.059.013	1.126.311	1.186.536	1.241.302	1.338.522	1.423.581	1.499.702	1.568.923	1.632.627	1.691.802	[3]
specific investment costs [€/m <sup>3</sup> raw biogas/h]	7.770	5.941	4.910	4.236	3.754	3.390	3.103	2.677	2.373	2.142	1.961	1.814	1.692	
operating costs [€/a]	82.777	98.722	114.668	130.614	146.560	162.505	178.451	210.342	242.234	274.125	306.016	337.908	369.799	[3]
specific operating costs [€/m <sup>3</sup> raw biogas/h]	828	658	573	522	489	464	446	421	404	392	383	375	370	
<b>Amine scrubbing</b>														
investment costs [€]	786.611	845.641	904.671	963.701	1.022.731	1.081.760	1.140.790	1.258.850	1.376.909	1.494.969	1.613.028	1.731.088	1.849.148	[3]
specific investment costs [€/m <sup>3</sup> raw biogas/h]	7.866	5.638	4.523	3.855	3.409	3.091	2.852	2.518	2.295	2.136	2.016	1.923	1.849	
operating costs [€/a]	93.407	116.453	139.498	162.544	185.589	208.635	231.680	277.771	323.862	369.954	416.045	462.136	508.227	[3]
specific operating costs [€/m <sup>3</sup> raw biogas/h]	934	776	697	650	619	596	579	556	540	529	520	513	508	
<b>Membrane separation</b>														
investment costs [€]	505.643	607.813	697.682	779.759	856.337	928.772	997.941	1.128.744	1.251.925	1.369.362	1.482.272	1.591.496	1.697.646	[3]
specific investment costs [€/m <sup>3</sup> raw biogas/h]	5.056	4.052	3.488	3.119	2.854	2.654	2.495	2.257	2.087	1.956	1.853	1.768	1.698	
operating costs [€/a]	68.823	88.351	107.488	126.376	145.089	163.670	182.148	218.862	255.335	291.624	327.769	363.797	399.727	[3]
specific operating costs [€/m <sup>3</sup> raw biogas/h]	688	589	537	506	484	468	455	438	426	417	410	404	400	

**Tabella 12** Costi relativi alle varie tecnologie di upgrading ottenuti tramite biomethane calculator ( 17).

Nel nostro caso studio il capitale di investimento necessario per l'acquisto dei due sistemi di upgrading (S.U.) sarà uguale a:

$$\text{Capitale di investimento S.U.} = 548146 + 896920 = \mathbf{1445066 \text{ €}}$$

A tale costo va addizionato il costo relativo all'acquisto del compressore, utile per la compressione finale prima dell'immissione in rete. Per il calcolo del lavoro di compressione utile, è stato considerata una compressione adiabatica (da 7 a 65 bar).

Ricordando la legge dei gas ideali:

$$PV = nRT$$

$$n = \frac{PV}{RT}$$

$$PV = nRT = \frac{PV}{RT} = \frac{101325 \text{ Pa} \times 50 \text{ m}^3}{8314 \frac{\text{J}}{\text{kmol K}} \times 288 \text{ K}} = 2,12 \text{ kmol/h}$$

$$L.C. = \frac{k}{k-1} \times R \times T \left[ \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] =$$

$$L.C. = \frac{1,33}{1,33-1} \times 83446344 \frac{\text{J}}{\text{Kmol}} \times \frac{2,12 \text{ kmol}}{3600 \text{ h}} = 7174626 \frac{\text{J}}{\text{kmol}}$$

$$= 7174626 \frac{\text{J}}{\text{kmol}} \times \frac{2,12 \text{ kmol}}{3600 \text{ h}} = 4,21 \text{ kW}$$

Potenza utile = 4,21 kW

**Potenza reale = 4,21 / 0,7 = 6 kW**

0,7 = coefficiente di resa del compressore

Per il costo relativo all'acquisto del compressore, viene considerata una potenza installata su quest'ultimo di 10 kW = 13,41 hp (Horsepower).

Per il costo del compressore, è stato utilizzato un tool "Matches.com", il quale fornisce informazioni relative ad attrezzature del settore dell'industria di processo. Di seguito riportata la schermata relativa al costo ottenuto.

**Matches** provides conceptual process, cost and optimization engineering services to the chemical and metallurgical industry. This educational content should assist you in the evaluation of process alternatives. We hope you will comment (below).

**Compressor Cost Estimate** - An interactive JavaScript equipment capital cost estimating aid (order-of-magnitude). These costs are helpful during a project's early development and budgeting. The actual cost of a piece of equipment depend upon many factors. You should exercise caution in use of this educational content.

Compressor Type:

Power should be between 125 and 3500 hp

Compressor Power:  Horsepower

Material: Carbon Steel

Cost 2014 US \$: **55600**

F.O.B. Gulf Coast U.S.A.

**Equipment Type**

- [Agglomerator](#)
- [Agitator](#)
- [Bin](#)
- [Blender](#)
- [Blower](#)
- [Boiler](#)
- [Centrifuge](#)
- [Classifier](#)
- [Compressor](#)
- [Conveyor](#)
- [Cooling](#)
- [Crystallizer](#)
- [Dryers](#)
- [Dust Collector](#)
- [Ejector](#)
- [Elevator](#)
- [Exchanger, Heat](#)
- [Fan](#)
- [Filter](#)
- [Fired Heater](#)
- [Incinerator](#)
- [Material Handling](#)
- [Pump - Centrifugal](#)
- [Pump - Positive Displacement](#)

Figura 34 Schermata del tool Matches usato per stimare il costo del compressore ( 18).

Il costo così ottenuto è in dollari e fa riferimento all'anno 2014. Quest'ultimo è stato attualizzato considerando il tasso medio di inflazione negli Stati Uniti, in quell'arco temporale, e successivamente è stato ottenuto il rispettivo valore in Italia.

Costo compressore= 55600 \$

Costo USA<sub>2017</sub>= 55600 (1+ Ti)<sup>3</sup>= 55600(1+0.013)<sup>3</sup>= 57796,70 \$

Costo Italia<sub>2017</sub>= Costo USA<sub>2017</sub> x cambio x fattore di posto= 57796,70 \$ x 1/1,18 x 0,95 = **46531,23 €**

**Totale investimento = 46531,23 € + 1445066 € = 1491597 €**

## II- Costi di gestione operativa

La gestione operativa in un'azienda industriale è costituita da processi industriali e commerciali volti all'acquisto di una materia prima, sua trasformazione e successiva vendita del prodotto finale.

Nel nostro impianto è previsto un periodo di prova, di circa un mese, durante il quale verranno effettuati controlli previsti dal piano di monitoraggio, al fine di verificare il rispetto dei parametri di qualità stimati in fase di progettazione. Durante questo periodo il biometano prodotto verrà inviato in torcia.

Dopo questa prima fase si procederà con l'inviare il biometano prodotto al sistema di compressione per il successivo caricamento su carro bombolaio.

Si stima che l'attività di caricamento duri indicativamente 3 giorni, considerando la produzione in continuo di biometano pari a circa 50 Nm<sup>3</sup>/h, e la pressione di caricamento di 65 bar. Ultimato il caricamento il carrocisterna viene prelevato dalla ditta a cui il biometano viene ceduto, che, contemporaneamente, provvede a posizionare nel box un altro carro per il caricamento.

Durante le operazioni di allontanamento e sostituzione del carro bombolaio l'impianto di upgrading continuerà a funzionare ed il biometano prodotto verrà inviato al buffer del sistema di compressione sino a suo completo caricamento.

Successivamente, il sistema di upgrading, entrerà in stand-by automatico sino al ripristino delle condizioni ordinarie di caricamento (nuovo mezzo posizionato e svuotamento del buffer).

L'impianto sarà gestito sotto la supervisione dei tecnici SOL, tuttavia anche il personale di conduzione discarica, sarà sottoposto ad un programma di formazione, su procedure manutentive e quelle da adottare in caso di malfunzionamenti.

Durante la gestione operativa verranno effettuati i controlli previsti dal piano di monitoraggio.

I costi annuali legati alla gestione operativa, alla quale l'azienda deve andare incontro, sono principalmente legati a:

- 1- **costo delle materie prime** (nel nostro caso trattandosi di rifiuti è stato ipotizzato che abbiano costo zero);
- 2- **costi energetici** (legati alle spese energetiche dell'impianto di upgrading e del compressore finale)

Per i costi operativi dei sistemi di upgrading prendiamo come riferimento la tabella sopra riportata.

All'interno dei sistemi di upgrading si lavora a pressioni di circa 7 bar con un lavoro utile di compressione che può essere considerato simile a quello del compressore posto a fine impianto. Qui di seguito, vengono quindi considerati i consumi energetici di due compressori con potenza installata di 6 kW.

**Costi operativi sistema PSA e sistema a membrane** = 6 kW x 8500 h x 0,11 €/MWh x 2 =  
= 11220 €

**Costo energetico compressore** = 6 kW x 8500 h = 85 MWh x 0,11 €/MWh = 5610 €

	Water scrubber	MEA/DMEA	PSA	Membrane	Criogenico
Pressione di lavoro	7-10	1	4-7	8-10	25-40
Purezza massima (%)	94	90	91	98	98
Perdite di CH <sub>4</sub> (%)	<2	<0.1	<2	nd	<2-10
Deumidificazione preliminare	si	si	no	no	no
Desolforazione preliminare	no	si	si	si	si
Operatività annua (%)	96	91	94	98	98
Costo energetico (kWh/m <sup>3</sup> biometano)	0,43	0,646	0,335	0,769	nd
Costo complessivo (€/m <sup>3</sup> biometano)	0,13	0,17-0,28	0,25	0,12-0,22	0,44

Tabella 13 Pressioni di lavoro dei diversi sistemi di upgrading ( 23) [ 61].

3- **Costi lavoratori** (stipendio annuale dei lavoratori addetti alla gestione e manutenzione dell'impianto).

Considerando che l'impianto funziona in continuo, si ha un totale di due addetti su base annua, con un costo per l'azienda di  $2 \times 35000 \text{ €} = 70000 \text{ €}$

Nello specifico, essendoci già una sala quadro, si può valutare un minore impegno connesso alla nuova sezione, stimando la necessità di un 1/2 addetto su base annua con costo per l'azienda di  $\frac{1}{2} \times 35000 \text{ €} = 17000 \text{ €/anno}$ .

Quindi per il funzionamento dell'impianto è necessario un solo operatore che lavorerà in sala controllo. Come totale è stato considerato metà costo di un operatore ovvero circa **17000 €**. Si tratterà di operatore che controlla la strumentazione a quadro di questa parte dell'impianto, oltre le strumentazioni relative alle altre parti di impianto, per tale motivo è possibile considerare "1/2 addetto l'anno", poiché non vengono considerate le spese che l'azienda già sostiene indipendentemente dall'esistenza dell'impianto di upgrading.

4- **Manutenzione** (stimato come uguale ad un 3% del capitale investito).

**Costo manutenzione** = 3% (capitale investito) = 3% 1491597 € = **44747,91 €**

Costi totali di gestione operativa stimati come somma delle voci sopra riportate.

**Totale costi gestione operativa** = (16830+ 44748 + 17000) = **78578 €**



### III- Costi di vettoriamento

Per il trasporto del biometano prodotto, si è ipotizzato che quest'ultimo avvenga tramite carri bombolai (con capienza di  $3600 \text{ Sm}^3$ ). Il trasporto comporterà il coprire una distanza di 5,2 km, presente tra il distributore di metano del territorio ravennate e il comparto impianti di Hera.



**Figura 35** Distanza calcolata di 5,2 km (immagine ottenuta tramite Qgis).

Il carro bombolaio verrà caricato fino alla sua capienza massima in 3 giorni, successivamente verrà posizionato un nuovo carro bombolaio nella stazione di caricamento. Qui di seguito viene riportata una tabella riassuntiva quelle che sono le principali voci di costo legate al trasporto su gomma. Viene considerato il noleggio del carro bombolaio per circa 2 ore ogni 2 giorni (tempo necessario per il carico e il successivo scarico del metano presso il distributore stradale). Per la stima dei costi di trasporto sono stati presi come riferimento, dei dati di bibliografia di seguito riportati.

	AGRICOLO	FORSU
Produzione oraria biogas (Sm <sup>3</sup> /h)	539	485
Qualità del biogas (%CH <sub>4</sub> vol.)	54%	60%
Produzione oraria netta <sup>4</sup> biometano (Sm <sup>3</sup> /h)	250	250
Funzionamento upgrading (h/anno)	8.300	8.300
Produzione lorda di biometano annua (Sm <sup>3</sup> /anno)	2.187.000	2.365.000
Consumi elettrici (MWh/anno)	1.287	1.287
Consumi elettrici (Sm <sup>3</sup> /anno) <sup>5</sup>	296.000	296.000
Produzione di biometano incentivabile <sup>6</sup> al netto dei consumi energetici (Sm <sup>3</sup> /anno)	1.891.000	2.069.000
Matrici in ingresso (t/anno)	48.000	30.000
Matrici in ingresso (€/t)	10,5 <sup>7</sup>	-65 ÷ -75
Investimento sezione digestione e pretrattamento (milioni €)	2,4	8 - 12
Investimento sezione upgrading (milioni €)	1,4	1-1,5
Totale investimento (milioni €)	3,8	9-13,5
Allaccio alla rete (€)	300.000	300.000
Distributore (€)	850.000	850.000
Carro bombolaio (n. 2) (€)	300.000	300.000

**Tabella 14** Caso studio trovato in letteratura con relative voci di costo ( **22** ) .

Data la difficoltà nel reperire dati univoci, a causa della differenza di prezzi applicati dalle varie aziende, il prezzo stimato per il nostro caso studio è stato di circa 30000 [ **60** ] ( **23** ) su base annua. Tale valore è stato ottenuto considerando la portata del caso studio sopra riportato e banalmente, diviso per 10, poiché la portata di ~ 500 Sm<sup>3</sup> di biometano in uscita è 10 volte superiore alla produzione prevista nell'impianto di Hera (50 Sm<sup>3</sup>).

**Costi totali di vettoriamento = 30000 €/anno** (circa)

**Costi totali annuali = (30000+ 78578) = 108578 €/anno**

È rilevante, in questo contesto specificare cosa si intende, dal punto di vista normativo, per immissione nella rete gas naturale, per una migliore comprensione dell'elaborato.

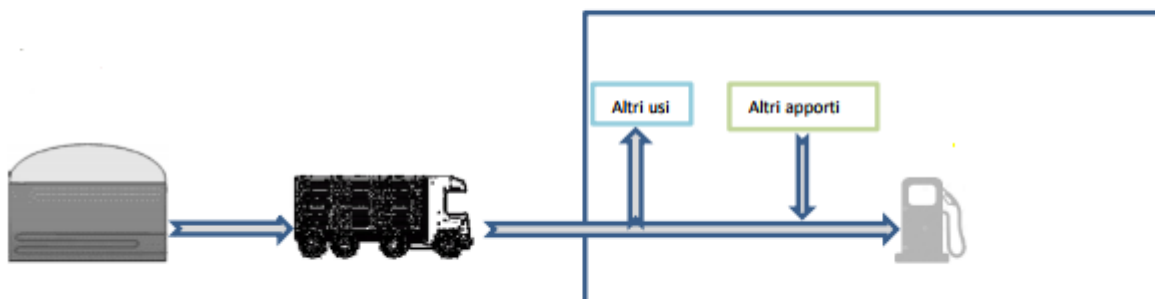
Per rete gas naturale si intendono:

- le reti di trasporto e distribuzione del gas naturale in concessione;
- reti private di trasporto;
- trasporto con carri bombolai;
- distributori di carburanti per autotrazione sia stradali sia ad uso privato.

#### IV- Ipotesi, calcolo flussi di cassa e VAN

Verrà ora stimata la convenienza economica del progetto, valutando e prendendo in esame più ipotesi. Tutte le ipotesi che verranno riportate richiedono il collegamento dell'impianto alla rete gas naturale, attraverso l'utilizzo di carri bombolai, in quanto quest'ultimo non risulta essere connesso alla rete.

Verranno analizzati i rispettivi costi e ricavi, cercando di comprendere in quali condizioni si abbia un maggior profitto, analizzando un tempo di vita utile dell'impianto di 15 anni. Infine verrà effettuato il confronto fra le diverse ipotesi, utilizzando la metodologia del "Valore attuale netto" (VAN), una volta conosciuti i flussi di cassa attuali e ponendo un particolare tasso di rendimento. Infatti il VAN tiene conto dei costi opportunità, ed è uno strumento spesso utilizzato e particolarmente utile per prendere decisioni finanziarie.



**Figura 36** Collegamento dell'impianto tramite carro bombolaio ( 11).

**V- Ipotesi 1** Immissione in rete gas naturale senza specifica destinazione d'uso, calcolo degli incentivi.

Ai sensi del DM 5 dicembre 2013, l'immissione in rete del biometano senza uno specifico utilizzo nei trasporti o nella cogenerazione ad alto rendimento è definita come senza specifica destinazione finale di utilizzo. I soggetti produttori possono vendere il biometano immettendolo nella rete di trasporto o distribuzione del gas naturale, eventualmente con l'ausilio di carri bombolai qualora l'impianto di produzione non sia fisicamente connesso alla rete di trasporto o di distribuzione. Nel caso da noi ipotizzato l'immissione in rete avverrà tramite l'utilizzo di carri bombolai [ 63].

Il DM 5 dicembre 2013 prevede un incentivo per il biometano immesso nella rete di trasporto o distribuzione gas naturale senza specifica destinazione d'uso che viene calcolato attraverso la seguente formula:

$$(2 \times P_{\text{medio}_{2012}} - P_{\text{medio}_{\text{novembre } 2017}}) = (2 \times 28,52 \text{ €/MWh} - 21 \text{ €/MWh}) = 36,04 \text{ €/MWh}$$

Inoltre è prevista una maggiorazione dell'incentivo nel caso in cui, il biometano è ottenuto da sotto prodotti o rifiuti (maggiorazione del 50%) e un ulteriore maggiorazione del 10 % solo nel caso in cui la potenzialità dell'impianto siano inferiori a 500 Sm<sup>3</sup>. Di seguito riportato una tabella riassuntiva le maggiorazioni spettanti, in relazione alle potenzialità dell'impianto.

-Incremento **del 10%** per impianti con taglie fino a 500 standard metri cubi/ora di capacità produttiva;

-**non subisce variazioni** per impianti con capacità produttiva compresa tra 501 e 1000 standard metri cubi/ora;

-**riduzione del 10%** per impianti che vanno oltre i 1000 standard metri cubi/ora di capacità produttiva.

Capacità produttiva C [Smc]	Variazione incentivo
$C \leq 500 \text{ Smc}$	+ 10%
$501 \text{ Smc} \leq C \leq 1000 \text{ Smc}$	No variazioni
$C \geq 1000 \text{ Smc}$	- 10%

**Tabella 15** Variazioni dell'incentivo in relazione alla capacità produttiva dell'impianto ( 19).

Qui di seguito viene riportato il calcolo per i flussi di cassa previsti.

Incremento per portata inferiore a 500 Sm<sup>3</sup> (+10%) = 36,04 €/MWh x 1,1 = **39,644 €/MWh**

Incremento per sottoprodotti o rifiuti (+50%) = 39,644 €/MWh x 1,5 = **59,466 €/MWh**

In questo caso il biometano resta di proprietà del produttore e quindi alla cifra sopra citata è necessario aggiungere il prezzo di cessione, per ottenere il ricavo complessivo. Tale prezzo si può assumere prossimo al valore di mercato, nel nostro caso **21 €/MWh (dato novembre 2017)**.

**Incentivo totale = 59,466 €/MWh + 21 €/MWh = 80,466 €/MWh**

Al fine di calcolare l'incentivo è necessario sottrarre i MWh di consumi energetici legati alla produzione stessa del biometano.

“I consumi energetici degli impianti, di cui all'articolo 3, comma 6, del decreto 5 dicembre 2013, sono determinati con riferimento” ( **21**):

- a) ai consumi dell'impianto di produzione di biogas, ovvero i consumi delle soffianti per estrarre il biogas dal corpo della discarica (potenza installata **25 kW**) dato fornito da Hera;
- b) ai consumi dell'impianto di purificazione o upgrading, **12 kW** dato calcolato e corrispondente alla potenza installata sui due compressori presenti nei sistemi a membrane e PSA;
- c) ai consumi relativi all'eventuale compressione ai fini dell'immissione in rete (potenza installata **6 kW**) dato precedentemente ottenuto.

Va inoltre ricordato che è necessario che il bilancio energetico, relativo “ai consumi energetici degli impianti, da sottrarre alle quantità di biometano immesso in rete per la determinazione degli incentivi, sia positivo” ( **21**);

Per il consumatore industriale di energia elettrica il costo al kWh è il seguente: **0,11 €/KWh**.

Considerando la produzione oraria di biometano di 50 Sm<sup>3</sup> di seguito vengono calcolati i consumi mensili energetici dell'impianto di upgrading.

**Consumi energetici mensili = a+ b+ c = (25 kWh/h x 720 h/mese) + (12 kWh/h x 720 h/mese) + (6 kWh/h x 720 h/mese) = 30960 kWh/mese = 30,960 MWh /mese**

Incentivazione ex articolo 3 DM 5 dicembre 2013 gli assorbimenti di energia calcolati in **energia al combustibile equivalente** da sottrarre all'energia lorda corrispondono al biometano immesso in rete, e sono pari a:

$$S_{aux} = E_{aux-comb} + E_{comb} + E_{th-comb}$$

$E_{aux-comb}$  = assorbimenti energetici dei servizi ausiliari elettrici;

$E_{comb}$  = apporti energetici da combustibili fossili;

$E_{th-comb}$  = apporti termici da altri impianti.

Non sono stati considerati apporti energetici da combustibili fossili (in quanto tutta l'energia elettrica deriva dalla rete è in autoconsumo, o altri apporti termici (in quanto non presenti). Inoltre "Non sono decurtati eventuali assorbimenti energetici provenienti dal biogas/gas prodotto presso l'impianto di produzione stesso" ( 24).

### Assorbimenti energetici dei servizi ausiliari

Per calcolare tali consumi è necessario trasformare il consumo di energia elettrica in energia al focolare della centrale di produzione di energia elettrica attraverso la seguente formula:

$$E_{aux-comb} = \frac{E_{aux-el}}{FC}$$

$E_{aux-el}$  = Valore energia elettrica dei servizi ausiliari

FC "pari a 0,42, fattore di conversione dei kWh, riportato nell'Allegato I del Regolamento Delegato (UE) 2015/2402 della Commissione del 12 ottobre 2015" [ 63] .

$$S_{aux-comb} = \frac{E_{aux-el}}{FC} = \frac{30,960}{0,42} = 73,70 \text{ MWh/mese}$$

$S_{aux-comb}$  corrisponde alla quantità mensile dei consumi energetici dell'impianto espressi in produzione di biometano equivalente per i servizi ausiliari elettrici, sopra riportati (lettere a, b, c).

Quindi l'energia incentivabile annualmente è ottenuta attraverso la seguente formula:

$$E_i = \sum_{n=1}^{12} E_{i_n}$$

$$E_{i_n} = [\min(M1_n; M2_n) \times PCI_n] - SAux_n$$

Dove:

$E_{i_n}$  = Energia incentivabile nel mese n;

$M1_n$  = quantità mensile del biometano, misurato nel punto di carico del carro bombolaio

$M2_n$  = quantità mensile del biometano, misurata nel punto di immissione nella rete;

$SAux_n$  = consumi energetici mensili dell'impianto di produzione di biometano per i servizi ausiliari;

PCI<sub>n</sub> = potere calorifico inferiore, determinato sulla base della composizione chimica del biometano espressa in kWh/Sm<sup>3</sup>

$$PCI_{CH_4} = 191700 \text{ kcal/kmol}$$

$$PCI_{CH_4} = 191700 \left( \frac{\text{kcal}}{\text{kmol}} \right) \times \frac{4,186 \left( \frac{\text{kJ}}{\text{kg K}} \right)}{22,4 \left( \frac{\text{L}}{\text{mol}} \right)} = 35824 \frac{\text{kJ}}{\text{Nm}^3}$$

$$PCI_{CH_4} = 35824 \frac{\text{kJ}}{\text{Nm}^3} \times \frac{273}{288} = 33,958 \text{ MJ}$$

$$1 \text{ kWh} = 3,6 \times 10^6 \text{ J}$$

$$33,958 \text{ MJ} = 9,43 \frac{\text{kWh}}{\text{Sm}^3}$$

Considerando che il biometano abbia una concentrazione di metano al 97% otterremo:

$$9,43 \times 0,97 = 9,18 \frac{\text{kWh}}{\text{Sm}^3}$$

$$E_{i_n} = \left[ 50 \frac{\text{Sm}^3}{\text{h}} \times 720 \frac{\text{h}}{\text{mese}} \times 9,18 \frac{\text{kWh}}{\text{Sm}^3} \right] - 73700 \frac{\text{kWe}}{\text{mese}} = 256780 \frac{\text{kWh}}{\text{mese}}$$

$$E_i = 256,780 \text{ MWh/mese} \times 12 \text{ mesi/anno} = \mathbf{3081,36 \text{ MWh/anno}}$$

$$\text{Produzione annuale di biometano} = 438000 \text{ Sm}^3 = 4138 \text{ MWh} = 297840 \text{ kg}$$

$$\text{Ricavo complessivo} = \text{Totale incentivo}$$

$$\mathbf{\text{Ricavo complessivo} = (3081,36 \text{ MWh/anno} \times 80,466\text{€/MWh}) = 247944,70 \text{ €/anno}}$$

$$\mathbf{\text{Costi annuali} = 108577,91 \text{ €/anno}}$$

$$\mathbf{\text{Flussi di cassa previsti} = \text{Ricavi} - \text{costi annuali} = 247944,70 \text{ €} - 108577,91 \text{ €/anno} =}$$

$$\mathbf{139366,80 \text{ €/anno}}$$

$$\mathbf{\text{Capitale investito} = 1491597 \text{ €}}$$

$$VAN = -(CI) \text{ €} + \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+r)^j}$$

VAN= valore attuale netto

CI= capitale investito

FC= flussi di cassa

n = numero di anni considerati (nel nostro caso 15)

Come tasso di remunerazione r è stato ipotizzato essere del 3,7 % ottenuto considerando il tasso di inflazione programmato del 2018 maggiorato del 2% ( **20**).

$$VAN = -(1491597) \text{ €} + \sum_{j=1}^n \frac{139366,80}{(1+0,037)^j}$$

$$\mathbf{VAN = + 90954,51 \text{ €}}$$



## VI- Ipotesi 2 Finanziamento europeo nel progetto Biomethe life+, eventuale vendita biometano.

Il progetto Biomether Life+ aiuterà la realizzazione del sistema di upgrading proposto da Hera, finanziandolo per una parte (30%). Qui di seguito verrà ipotizzata la possibilità di vendita del biometano ad uso trasporti una volta che il nuovo decreto verrà approvato.



Figura 37 Schema semplificato della vendita del biometano e dei soggetti attivi ( 25).

L'ulteriore incentivazione non è concessa in quanto in questo caso l'azienda ha già ricevuto un finanziamento europeo e quindi la produzione di biometano è stata già "incentivata". Ricordiamo di seguito il capitale investito e i costi annuali.

Produzione annuale di biometano =  $438000 \text{ Sm}^3 = 4138 \text{ MWh} = 297840 \text{ kg}$

Densità del metano ad 1 atm =  $0,68 \text{ kg/m}^3$

Capitale investito =  $1491597 \text{ €} - (1491597 \times 0,30) = 1044117,9 \text{ €}$

**Costi annuali = 108577,91 €/anno**

**Prezzo al kg di metano = 0,53 €/kg**

Produzione annuale di biometano =  $438000 \text{ Sm}^3 = 4138 \text{ MWh} = 297840 \text{ kg}$

**Ricavi (vendita biometano) =  $(297840 \text{ kg} \times 0,53 \text{ €/kg}) = 157855 \text{ €/anno}$**

**Flussi di cassa previsti =  $157855 \text{ €} - 108577,91 \text{ €} = 49277 \text{ €}$**

$$VAN = -(1491597) \text{ €} + \sum_{j=1}^n \frac{49277}{(1 + 0,037)^j}$$

**VAN = - 484559 €**

**VIII- Ipotesi 3** Capitale per la realizzazione dell'impianto interamente investito da Hera, calcolo degli incentivi e vendita biometano.

In questa ipotesi Hera utilizza il capitale a sua disposizione per realizzare l'impianto, il biometano prodotto viene destinato all'utilizzo nei trasporti, quindi ceduto ad un prezzo compreso tra 0,50 e 0,55 €/kg. Per l'immissione nella rete trasporti e nella rete gas naturale il D.M. 5/12/2013 prevede un sistema di incentivazione legato al rilascio di CIC (certificati di immissione in consumo). Un CIC attesta l'immissione in consumo di 10Gcal di quantitativo di biocarburanti.

I CIC vengono riconosciuti nella nostra ipotesi al produttore così come indicato nella tabella seguente.

Impianto di produzione	Mezzo di trasporto del biometano	Impianto di distribuzione per autotrazione (Proprietario)	Percettore dei CIC (soggetto obbligato al pagamento dell'accisa)	Contratti previsti	Titolarità del Conto Proprietà BIOCAR
produttore	rete di trasporto e distribuzione gas naturale	distributore di metano per autotrazione	Venditore di biometano che rifornisce il distributore di metano per autotrazione	Contratti di fornitura tra produttore e venditore e tra venditore e distributore di metano per autotrazione	venditore di biometano
produttore	rete privata/carro bombolaio o simili	produttore	produttore	-	produttore
produttore	rete privata/carro bombolaio o simili	distributore di metano per autotrazione	produttore	Contratto di fornitura tra produttore e distributore	produttore
produttore	carro bombolaio o simili (inviato dal distributore esercente l'impianto di compressione)	distributore di metano per autotrazione	distributore di metano per autotrazione	Contratto tra produttore e distributore con % di ripartizione dei CIC	-produttore -distributore

**Tabella 16** Percettore dei CIC nei diversi casi elencati ( 22).

Il collegamento per l'immissione in rete avviene tramite carro bombolaio, che provvederà a trasportare il metano al distributore di metano. L'economicità del trasporto su gomme si verifica se la distanza massima da percorrere non supera i 100 km. Nel nostro caso quest'ipotesi viene rispettata in toto.



**Figura 38** Trasporto con carro bombolaio dall'impianto di produzione al distributore ( 22).

Di seguito viene riportata una tabella esemplificativa dove è possibile notare che non vi sono intermediari tra produttore e distributore, ovvero non vi è la presenza di trader.

Soggetti che intervengono dalla produzione alla stazione di distribuzione del biometano	Convenzione con GSE	Titolarità dei CIC	Contratti
<p>Produttore</p> <p>Distributore stradale</p>	Produttore	Produttore	<ul style="list-style-type: none"> <li>Contratto di fornitura tra il Produttore e il Distributore stradale*</li> </ul> <p>* in caso di impianto di distribuzione di proprietà del produttore il contratto di fornitura non c'è</p>

**Tabella 17** Relazione tra produttore, distributore e GSE ( 24).

Nell'ipotesi 1 è stata già calcolata l'Energia incentivabile all'anno, che risultava essere pari a **3081,36 MWh = 265 CIC**. (1 CIC = 10 Gcal = 11,62 MWh = 1231 Sm<sup>3</sup>)

In tale quantitativo sono stati già sottratti gli autoconsumi.

Poiché si tratta di una riconversione di un impianto di biogas già esistente viene riconosciuto solo il 70% dell'incentivo (per riconversione di impianti di produzione di biogas da discarica e con destinazione uso trasporti). Il produttore ha diritto all'incentivo per un periodo di 20 anni, arco temporale che copre il periodo temporale studiato in tale elaborato.

$$\text{CIC} = (265 \times 0,7) = 186 \text{ CIC}$$

Infine è prevista una maggiorazione del 100% poiché il biometano è prodotto da sottoprodotti e rifiuti tab 1.A DM 06/07/2012.

CIC totali= 186 x 2 = 371 CIC

Viene stimato e ritenuto veritiero un valore dei singoli CIC di 375 €.

**Capitale investito = 1491597 €**

**Costi annuali = 108577,91 €**

**Ricavi= Vendita metano+ CIC = (297840 kg x 0,53 €/kg) + (375 € x CIC ) = 296980 €**

**Flussi di cassa previsti = Ricavi – costi = 296980 € - 108577,91 € = 188402 €**

$$VAN = -(1491597) \text{ €} + \sum_{j=1}^n \frac{188402}{(1 + 0,037)^j}$$

**VAN = + 647767 €**

## VIII- Ipotesi 4 Ritiro dedicato GSE, calcolo degli incentivi.

Si tratta di un'alternativa alla vendita diretta sul mercato del biometano. Tale opzione è praticabile esclusivamente per impianti con produzione inferiore ai 500 Sm<sup>3</sup>. Infatti "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" ( 19) .

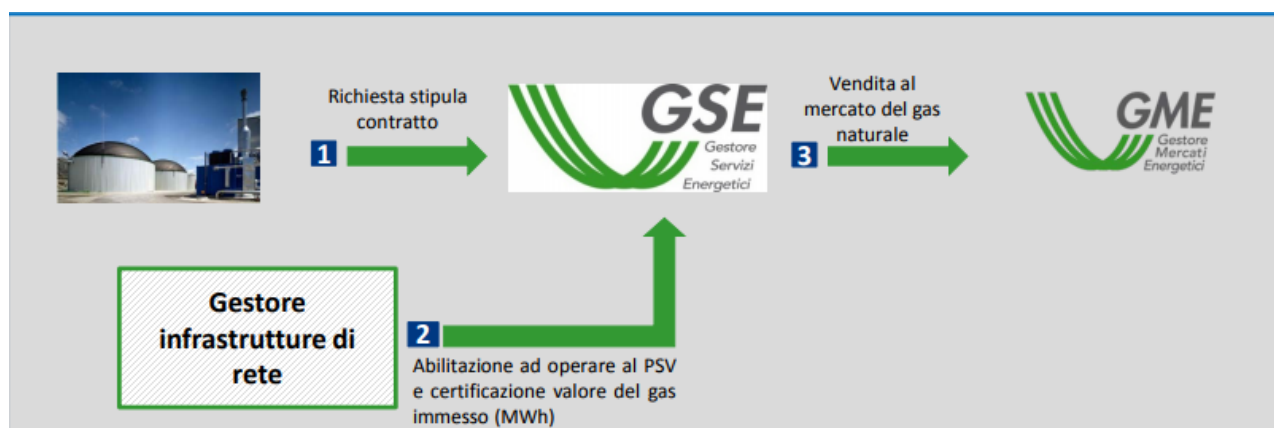


Figura 39 Schema del funzionamento del ritiro dedicato GSE ( 25).

Il GSE è tenuto a vendere i quantitativi di biometano acquistati, dai produttori, a condizioni di mercato. La vendita del biometano serve a coprire i costi sostenuti dal GSE. La tariffa per il ritiro dedicato è pari a:

$$\text{Prezzo ritiro dedicato GSE} = (2 \times \text{Prezzo m.a. } 2012) = (2 \times 28,52 \text{ €/MWh}) = 57,04 \text{ €/MWh}$$

Per il calcolo della tariffa incentivante si fa riferimento alla seguente formula:

$$\text{Incentivo} = (2 \times \text{Prezzo m.a. } 2012 - \text{Prezzo m.m. novembre } 2017)$$

Prezzo m.a. = prezzo medio annuale del gas nel 2012

Prezzo m.m. = prezzo medio mensile nel novembre 2017

$$\text{Incentivo} = (2 \times 28,52 \text{ €/MWh} - 21 \text{ €/MWh}) = 36,04 \text{ €/MWh}$$

$$\text{Incremento per portata (< 500 Sm}^3) + 10\% = 36,04 \text{ €/MWh} \times 1,1 = 39,68 \text{ €/MWh}$$

$$\text{Incremento per sottoprodotti o rifiuti} + 50\% = 42,93 \text{ €/MWh} \times 1,5 = 59,52 \text{ €/MWh}$$

$$\text{Totale maggiorazione} = 59,47 \text{ €/MWh} - 39,04 \text{ €/MWh} = 20,48 \text{ €/MWh}$$

$$\text{Tariffa ritiro dedicato GSE} = (2 \times \text{P.medio annuale}_{2012} + \text{maggiorazione}) =$$

$$= (2 \times 28,52 \text{ €/MWh} + 20,43 \text{ €/MWh}) = 79 \text{ €/MWh}$$

Anche in questo caso il quantitativo incentivabile da considerare sarà al netto degli autoconsumi. Non vengono considerate le spese di trasporto 30000 € in quanto i carri bombolai sono messi a disposizione dal GSE.

Quantitativo incentivabile = **3081,36 MWh/anno**

**Ricavi annuali** = 3081,36 MWh x 79 €/MWh = **243427 €/anno**

**Costi annuali** = 78577,91 €

**Flussi di cassa** = 243427 € - 78577,91 € = **164849 €**

$$VAN = -(1491597) \text{ €} + \sum_{j=1}^n \frac{164849}{(1 + 0,037)^j}$$

**VAN = + 380318 €**

**IX- Ipotesi 5** Capitale investito da Hera, assenza di incentivi, vendita biometano

Quest'ipotesi risulta essere molto simile all'ipotesi 3 con la differenza che il biometano non verrà incentivato, per vedere se in assenza di incentivi la realizzazione dell'upgrading sia o meno conveniente.

Produzione annuale di biometano =  $438000 \text{ Sm}^3 = 4138 \text{ MWh} = 297840 \text{ kg}$

**Capitale investito = 1491597 €**

**Ricavi annuali =  $297840 \text{ kg} \times 0,53 \text{ €/kg} = 157855 \text{ €/anno}$**

**Costi annuali = 108577,91 €**

**Flussi di cassa = 49277 €**

$$VAN = -(1491597) \text{ €} + \sum_{j=1}^n \frac{49277}{(1 + 0,037)^j}$$

**VAN = - 932038 €**

## 7- Conclusioni

L'obiettivo dell'elaborato è stato quello di valutare la convenienza economica della realizzazione di un impianto di upgrading di biogas, generato da digestione di rifiuti speciali non pericolosi con alto contenuto di azoto. Le varie ipotesi hanno permesso di valutare un discreto range di possibilità, e i diversi utilizzi possibili del biometano prodotto. Il calcolo del VAN ci suggerisce, come sussista un vantaggio economico esclusivamente nell'ipotesi di ritiro dedicato da parte del GSE e nel caso in cui l'azienda riceva gli incentivi previsti per l'utilizzo nei trasporti (CIC). Nelle altre ipotesi considerate l'azienda non rientra nei costi di investimento. Le cause potrebbero essere molteplici e legate a:

- 1- Nell'ipotesi delle "condizioni reali" ipotesi 2, l'azienda avendo già ricevuto un incentivo nell'ambito del progetto Biomether Life+, non può accedere ad ulteriore incentivi, previsti dal DM 5/12/2013 che renderebbero il progetto più appetibile come visto nell'ipotesi 3.
- 2- L'alto quantitativo di azoto, non permette la purificazione del gas attraverso un singolo sistema di upgrading, ma necessita dell'aggiunta del sistema PSA con il conseguente aumento del capitale di investimento necessario

Dal punto di vista economico, sembra non essere una situazione del tutto favorevole. In assenza del sistema di upgrading, il biogas andrebbe semplicemente bruciato in torcia, senza alcun tipo di recupero energetico. Tuttavia il mancato recupero del biometano, causerebbe la necessità di immettere nel mercato metano di origine fossile con conseguente emissione di CO<sub>2</sub> non compensata.

La normativa è in continuo mutamento, e l'Unione Europea si sta sempre più muovendo verso le rinnovabili ma, tale mercato necessita di una normativa che dia maggiori sicurezze agli investitori. L'approvazione degli standard europei per l'utilizzo del biometano come combustibile nei trasporti, porterà anche in Italia all'approvazione di un nuovo decreto, che si spera favorisca lo sviluppo di questo settore. Come è stato possibile notare nel campo delle rinnovabili, ciò che spinge ad investire è una forte incentivazione che spesso però, come già capitato per il fotovoltaico, si traduce in investimenti di natura speculativa. La speranza è quella che si riesca a trovare un compromesso, e delle solide basi che permettano lo sviluppo di tale settore.



## Ringraziamenti

I più sentiti ringraziamenti sono rivolti all'Ing. Carlo Fiorentini, l'Ing. Filippo Silipigni e al Prof. Carlo Stramigioli per il supporto fornitomi durante la stesura della tesi. Last but not least un sentito ringraziamento ai miei genitori che mi hanno supportato in questi anni fino al raggiungimento di questo traguardo.

## **Parole chiave e valori di riferimento**

Per **Rete gas naturale** vanno intese:

le reti di trasporto e distribuzione del gas naturale in concessione;

Reti private di trasporto;

trasporto con carri bombolai;

distributori di carburanti per autotrazione sia stradali sia a uso privato

**Biogas:** prodotto gassoso derivato dalla digestione anaerobica di materiale organico.

**Biometano:** prodotto gassoso ottenuto dalla rimozione della CO<sub>2</sub> dal biogas, con una concentrazione di metano pari o superiore al 95%.

**Costo energia elettrica per consumatore industriale** = 0,11 €/KWh

**Prezzo cessione metano a distributore stradale** = 0,50 – 0,55 €/kg

**PCI metano (concentrato al 97%)** = 35,9 MJ/Nm<sup>3</sup> = 9,18 KWh/Sm<sup>3</sup>

Prezzo di mercato metano mese Novembre 2017 = 21 €/MWh

Prezzo medio metano anno 2012 = 28,52 €/MWh

1 CIC = 10 Gcal = 11,62 MWh = 1231 Sm<sup>3</sup>

## 8- Bibliografia

- [ 1] 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.
- [ 2] 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.
- [ 3] A. Bordoni, E. Romagnoli, E. Foppa Pedretti, G. Toscano, G. Rossini, E. Cozzolino, G. Riva. La filiera del biogas aspetti salienti dello stato dell'arte e prospettive.
- [ 4] 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.
- [ 5] G. Fred Lee, A. Jones-Lee. Unreliability of Predicting Landfill Gas Production Rates and Duration for Closed Subtitle D MSW Landfills. El Macero, 1999.
- [ 6] E. Magnano. Biogas da discarica. Manuale di progettazione, gestione e monitoraggio degli impianti con modello di calcolo BIO-5 in excel. EPC LIBRI. 2010; 19-26.
- [ 7] D. Andriani, A. Wresta, T. Dwi Atmaja, A. Saepudin. A Review on Optimization Production and Upgrading Biogas Through CO<sub>2</sub> Removal Using Various Techniques. Appl Biochem Biotechnol. 2014; 172:1909–1928.
- [ 8] K. Ribeiro Salomon, S. Lora. Estimate of the electric energy generating potential for different sources of biogas in Brazil. Biomass and Bioenergy. 2009; 33, 1101–1107.
- [ 9] A. Wellinger, A. Lindberg. Biogas upgrading and utilization. Task 24: Energy from biological conversion of organic waste. IEA Bioenergy. 2000, pp.1–19.
- [ 10] M. Andre De Bas, j. Kuiper, Jeroen De Pater. Gastreatment Services B.V. Patent Issued for Process and Apparatus for the Purification of Methane Rich Gas Streams. Journal of Engineering. Atlanta, 2014; 1534.
- [ 11] S.D. Hafner, JJ Jr Bisogni. Modeling of ammonia speciation in anaerobic digesters. Water Res. 2009; 43(17):4105–4114.
- [ 12] E. Durmusoglu, F. Taspinar, A. Karademir. Health risk assessment of BTEX emissions in the landfill environment. Journal of Hazardous Materials. 2010; 176, 870–877.
- [ 13] R. R. Hoque, P.S Khillare, T. Agarwal, V. Shridhar, S. Balachandran. Spatial and temporal variation of BTEX in the urban atmosphere of Delhi India. Science of the Total Environment. 2008; 392, 30–40.
- [ 14] Y. Cheng, M. Shoeib, L. Ahrens, T. Harner, J. Ma. Wastewater treatment plants and landfills emit volatile methyl siloxanes (VMSs) to the atmosphere: Investigations using a new passive air sampler. Environmental Pollution, 2011; 159: 2380-2386.

- [ 15] M. Zheng, W. M. Wu, L.N. Chi, C. W. Wang. Distribution, migration and transformation of siloxanes in environment and its impact on biogas application. *Acta Science Circumstantiae*, 2015; 35(10): 3050-3056.
- [ 16] M. Schweigkofler, R. Niessner. Removal of siloxanes in biogases. *Journal of Hazardous Materials*, 2001; 83(3): 183-196.
- [ 17] A. Jeihanipour, S. Aslanzadeh, K. Rajendran, G. Balasubramanian, M. J. Taherzadeh, M. J. High-rate biogas production from waste textiles using two-stage process. *Renewable Energy*. 2013; 52, 128–135.
- [ 18] P. Weiland. Biogas production: current state and perspectives. *Applied Microbiology and Biotechnology*. 2010; 85, 849–860.
- [ 19] A. Petersson, A. Wellinger. Biogas upgrading technologies—developments and innovations. *IEA Bioenergy*. 2009.
- [ 20] P. Cozma, W. Wukovits, I. Ma ma liga, A. Friedl, M. Gavrilesco. Modeling and simulation of high pressure water scrubbing technology applied for biogas upgrading. *Clean Techn Environ Policy*. 2015; 17:373–391.
- [ 21] E. Ryckebosch, M. Drouillon, H. Vervaeren. Techniques for transformation of biogas to biomethane. *Biomass and Bioenergy*. 2011; 35, 1633–1645.
- [ 22] N. Tippayawong, P. Thanompongchart. Biogas quality upgrade by simultaneous removal CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S in a packed column reactor. *Energy*. 2010; 35, 4531–4535.
- [ 23] J. Läntelä, S. Rasi, J. Lehtinen, J. Rintala. Landfill gas upgrading with pilot-scale water scrubber: performance assessment with absorption water recycling. *Applied energy*-2012; 92, 307–314.
- [ 24] Q. Zhao, E. Leonhardt, C. MacConnell, C. Frear, S. Chen. Purification technologies for biogas generated by anaerobic digestion. *CSANR Research Report*. 2010.
- [ 25] R. Baciocchi, E. Carnevale, A. Corti, G. Costa, L. Lombardi, T. Olivieri, L. Zanchi, D. Zingaretti. Innovative process for biogas upgrading with CO<sub>2</sub> storage: results from pilot plant operation. *Biomass and Bioenergy*. 2012; 1–10.
- [ 26] D. Greer. Fundamentals of biogas conditioning and upgrading Greer, Diane *BioCycle*. Feb 2010; 51, 2; 27-30.
- [ 27] P. Lestinsky, M. Vecer, P. Navratil, P. Stehlik. The removal of CO<sub>2</sub> from biogas using a laboratory PSA unit: design using breakthrough curves. *Clean Techn Environ Policy*. 2015; 17:1281–1289.
- [ 28] D. M. Ruthven, S. Farooq, K.S. Knaebel. *Pressure swing adsorption*. VCH Publisher. New York, 1993.
- [ 29] Maryam Foumani Alhaer. Removal of siloxanes from landfill gas. A thesis submitted in conformity with the requirements for the degree of Master's of Applied Science Graduate Department of Chemical Engineering and Applied Chemistry University of Toronto 2007.
- [ 30] R. Dewil, L. Appels and J. Baeyens, Energy use of biogas hampered by the presence of siloxanes. *Energy Conversion and Management.*, 2006; vol. 47: 1711-1722.

- [ 31] P. Tower. Siloxanes and other harmful contaminants: their importance in total LFG quality management. SWANA's 27 annual landfill gas symposium. 2004.
- [ 32] G. Monteleone, M. Carewska, S. Galli, V. Naticchioni. Stato dell'arte dei processi di up-grading del biogas. Report RdS/2011/267. Settembre 2011.
- [ 33] L. Deng, M.-B. Hägg, International Journal of Greenhouse Gas Control, (2010), 4, 638–646
- [ 34] R.W. Baker, *Future Directions of Membrane Gas Separation Technology* Ind.Eng.Chem.Res. 2002, **42**, 1393-1411
- [ 35] P. Pandey, R. S. Chauhan. Membranes for gas separation. Progress in Polymer Science. 2001; 26, 853-893.
- [ 36] J.E. Ramírez-Morales, E. Tapia-Venegas, J. Toledo-Alarcón, G. Ruiz-Filippi. Simultaneous production and separation of biohydrogen in mixed culture systems by continuous dark fermentation. Water Science and Technology. London, May 2015; 71(9): 1271-1285.
- [ 37] A. Mahmoudi, M. Namdari, V. Zargar, G. Khanbabaei, M. Asghari. Nano composite PEBAX® membranes: Effect of zeolite X filler on CO<sub>2</sub> permeation. International Journal of Nano Dimension. Tonekabon, 2014; 5.1: 83-89.
- [ 38] N.L. Li, A.G. Fane, W.S. Winston, H.T. Matsuura. Advanced Membrane Technology and application, John Wiley & Sons, Inc. Hoboken, New Jersey, 2008.
- [ 39] R. Marshall, D. Browell, S. Smith. Guidance on gas treatment technologies for landfill gas engines. Environment Agency. 2010.
- [ 40] P. Bernardo, E. Drioli, G. Golemme, *Membrane Gas Separation: A Review/State of the Art*, Ind. Eng. Chem. Res. 2009; 48, 4638–4663.
- [ 41] Jeffrey J. Grill. System for the Treatment and Purification of Biogas. 2015.
- [ 42] K. A. Strevett, R.F. Vieth, D. Grasso. Chemo-autotrophic biogas purification for methane enrichment: mechanism and kinetics. ChemEng J BiochemEng J. 1995; 58, 71–79.
- [ 43] K. Chien-Ya, C. Sheng-Yi, H. Tzu-Ting, D. Le, H. Ling-Kang, L. Chih-Sheng. Ability of mutant strain of microalgae *Chlorella* sp. To capture carbon dioxide for biogas upgrading. Applied energy. 2012; 93, 176–183
- [ 44] R. Muñoz, L. Meier; I. Diaz, D. Jeison. A review on the state-of-the-art of physical/chemical and biological technologies for biogas upgrading. Rev Environ Sci Biotechnol. 2015; 14:727–759.
- [ 45] F. Bauer, T. Persson, C. Hulteberg, D. Tamm. Biogas upgrading—technology overview, comparison and perspectives for the future. Biofuels Bioprod Bioref. 2013; 7:499–511.
- [ 46] M. Bahr, I. Díaz, A. Dominguez, A. Gonzalez, A. Sánchez, R. Muñoz. (2014) Microalgal-biotechnology as a platform for an integral biogas upgrading and nutrient removal from anaerobic effluents. Environ Sci Technol. 2014; 48:573–581.
- [ 47] E. Ryckebosch, M. Drouillon, H. Vervaeren. Techniques for transformation of biogas to biomethane. Biomass Bioenerg. 2011; 35:1633–1645
- [ 48] T. Patterson, S. Esteves, R. Dinsdale, A. Guwy. An evaluation of the policy and techno-economic factors affecting the potential for biogas upgrading for transport fuel use in the UK. Energ Policy. 2011; 39:1806–1816.
- [ 49] M. Beil. Overview on biogas upgrading technologies. European biomethane fuel conference. Goteborg, Sweden, 18 December 2009.

- [ 50] M. Scholz, T. Melin, M. Wessling. Transforming biogas into biomethane using membrane technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Gennaio 2013; 17: 192-212.
- [ 51] D. Thran, T. Persson ; J. Daniel-gromke ; J. Ponitka , M. Seiffert . J. Baldwin , L. Kranzl, F. Schipfer, J. Matzenberger, N. Devriendt, M. Dumont J. Dahl, G. Bochmann, Biomethane—status and factors affecting market development and trade. IEA. 2014.
- [ 52] A. Casola. Normativa qualità Biometano: Stato dell'arte in Europa. Convegno Biometano e dintorni, Milano 15 settembre 2015.
- [ 53] D. Georgiou, P.D. Petrolekas, S. Hatzixanthis, A. Aivasidis. Absorption of carbon dioxide by raw and treated dye-bath effluents. *J Hazardous Mater*. 2007; 144: 369–376.
- [ 54] M. Beil. Overview on (biogas) upgrading technologies. European Biomethane Fuel Conference, Göteborg/Sweden, 2009-09-09.
- [ 55] 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.
- [ 56] R. Canobio. Workshop 13 ottobre 2016 Regione Lombardia – Palazzo Lombardia.
- [ 57] D. Matthew ong, R. B. Williams, S. R. Kaffka. DRAFT Comparative Assessment of Technology Options for Biogas Clean-up. Ottobre 2014
- [ 58] F. Bauer, T. Persson, C. Hulteberg, D. Tamm. Biogas upgrading – technology overview, comparison and perspectives for the future. *Biofpr journal*. 11 July 2013
- [ 59] M.C.Annesini, R. Augelletti, I. Fabriani, M. A. Murmura, L. Turchetti. Analisi tecnico-economica del processo di upgrading del biogas mediante Pressure Swing Adsorption. Report RdS/2012/301, Settembre 2012.
- [ 60] J. De Hullu, J. I. W. Maassen, P. A. van Meel, S. Shazad, J. M. P. Vaessen. *Comparing different biogasupgrading techniques* Final report. Eindhoven University of Technology.
- [ 61] A. Petersson, A. Wellinger. Biogas upgrading technologies—developments and innovations. IEA Bioenergy. 2009.
- [ 62] A. Santinelli, L. Savigni, C. Faraone. Relazione Bilancio GHG Discariche Comparto. Luglio 2017.
- [ 63] Procedure applicative per l'incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale Decreto 5 dicembre 2013 GSE.
- [ 64] F. Cola, C. Faraone, M. Bartoli. Relazione tecnica, Discarica di rifiuti non pericolosi Ravenna. 2017.

[ 65] F. Cola, C. Faraone, M. Bartoli. Planimetria degli impianti di captazione del biogas.  
2017.

## 9-Sitografia

- ( 1) <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=celex:31999L0031>
- ( 2) <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=LEGISSUM%3Aev0010>
- ( 3) <http://ambiente.regione.emilia-romagna.it/parchi-natura2000/aree-protette/parchi/depo/carta-zone>
- ( 4) [www.dirkse.milieutechniek.com/dmt/do/download/\\_/true/208390](http://www.dirkse.milieutechniek.com/dmt/do/download/_/true/208390)
- ( 5) <http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2013/12/17/13A10169/sg>
- ( 6) <https://www.autorita.energia.it/allegati/docs/17/484-17.pdf>
- ( 7) [http://www.snamreegas.it/export/sites/snamreegas/repository/file/Codice\\_di\\_rete/01\\_Area\\_Capitoli\\_Codice\\_di\\_Rete/Capitolo\\_11/11\\_Allegati/allegato\\_11\\_A\\_revLIV.pdf](http://www.snamreegas.it/export/sites/snamreegas/repository/file/Codice_di_rete/01_Area_Capitoli_Codice_di_Rete/Capitolo_11/11_Allegati/allegato_11_A_revLIV.pdf)
- ( 8) [http://www.venetoagricoltura.org/upload/Bioenergie/Purificazione\\_upgrading\\_biogas\\_in\\_biometano.pdf](http://www.venetoagricoltura.org/upload/Bioenergie/Purificazione_upgrading_biogas_in_biometano.pdf)
- ( 9) <https://wasteadvantagemag.com/landfill-gas-management-case-study-precision-gas-flow-measurement-helps-turn-landfills-into-green-electric-power-generators/>
- ( 10) [http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/DM-Biometano%20vers\\_consultazione%20pubblica\\_dicembre%202016-gennaio-2017\\_revfinale.pdf](http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/DM-Biometano%20vers_consultazione%20pubblica_dicembre%202016-gennaio-2017_revfinale.pdf)
- ( 11) <http://www.gse.it/it/Gas%20e%20servizi%20energetici/Biometano/Pagine/default.aspx>
- ( 12) [http://www.snamreegas.it/export/sites/snamreegas/repository/file/Codice\\_di\\_rete/01\\_Area\\_Capitoli\\_Codice\\_di\\_Rete/Capitolo\\_11/11\\_Allegati/allegato\\_11\\_A\\_revLIV.pdf](http://www.snamreegas.it/export/sites/snamreegas/repository/file/Codice_di_rete/01_Area_Capitoli_Codice_di_Rete/Capitolo_11/11_Allegati/allegato_11_A_revLIV.pdf)
- ( 13) <http://www.bin2grid.eu/>
- ( 14) [http://www.magnano.it/index.php?id\\_testi=28](http://www.magnano.it/index.php?id_testi=28)
- ( 15) [http://85.43.53.213/001-pubced/Adeguamento\\_funzionale\\_installazione\\_IPPC-CIPNES-Gallura/4%20Progetto%20definitivo/A%20-%20Discarica%20per%20rifiuti%20non%20pericolosi/Relazioni%20tecniche/AE5.pdf](http://85.43.53.213/001-pubced/Adeguamento_funzionale_installazione_IPPC-CIPNES-Gallura/4%20Progetto%20definitivo/A%20-%20Discarica%20per%20rifiuti%20non%20pericolosi/Relazioni%20tecniche/AE5.pdf)
- ( 16) [http://www.italcogimtrasporto.it/export/sites/trasporto/doc/codice/codice\\_rete\\_italcogim\\_trasporto\\_v02.pdf](http://www.italcogimtrasporto.it/export/sites/trasporto/doc/codice/codice_rete_italcogim_trasporto_v02.pdf)



- ( 17) Technische Universität Wien 2013. Biomethane calculator.  
[http://bio.methan.at/de/download\\_biomethane-calculator](http://bio.methan.at/de/download_biomethane-calculator)
- ( 18) <http://matche.com/equipcost/Compressor.html>
- ( 19) <http://www.gse.it/it/Gas%20e%20servizi%20energetici/Biometano/Pagine/default.aspx>
- ( 20) [http://www.dt.tesoro.it/it/attivita\\_istituzionali/analisi\\_programmazione\\_economico\\_finanziaria/inflaz\\_programmata/](http://www.dt.tesoro.it/it/attivita_istituzionali/analisi_programmazione_economico_finanziaria/inflaz_programmata/)
- ( 21) <https://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/046-15.pdf>
- ( 22) [http://www.cig.it/cms/wp-content/uploads/RSE\\_Colloquia\\_2016\\_80p\\_V9\\_cover.pdf](http://www.cig.it/cms/wp-content/uploads/RSE_Colloquia_2016_80p_V9_cover.pdf)
- ( 23) [http://www.chimicaverde.it/download/bioenergy\\_italy/Piccinini\\_Biometano\\_6\\_03\\_14.pdf](http://www.chimicaverde.it/download/bioenergy_italy/Piccinini_Biometano_6_03_14.pdf)
- ( 24) [http://www.gse.it/it/salastampa/GSE\\_Documenti/Procedura%20di%20qualifica%20per%20l'incentivazione%20del%20biometano.pdf](http://www.gse.it/it/salastampa/GSE_Documenti/Procedura%20di%20qualifica%20per%20l'incentivazione%20del%20biometano.pdf)
- ( 25) [http://www.innovhub-ssi.it/c/document\\_library/get\\_file?uuid=18853979-057d-40e2-a432-9aeb2e4ef599&groupId=11648](http://www.innovhub-ssi.it/c/document_library/get_file?uuid=18853979-057d-40e2-a432-9aeb2e4ef599&groupId=11648)