

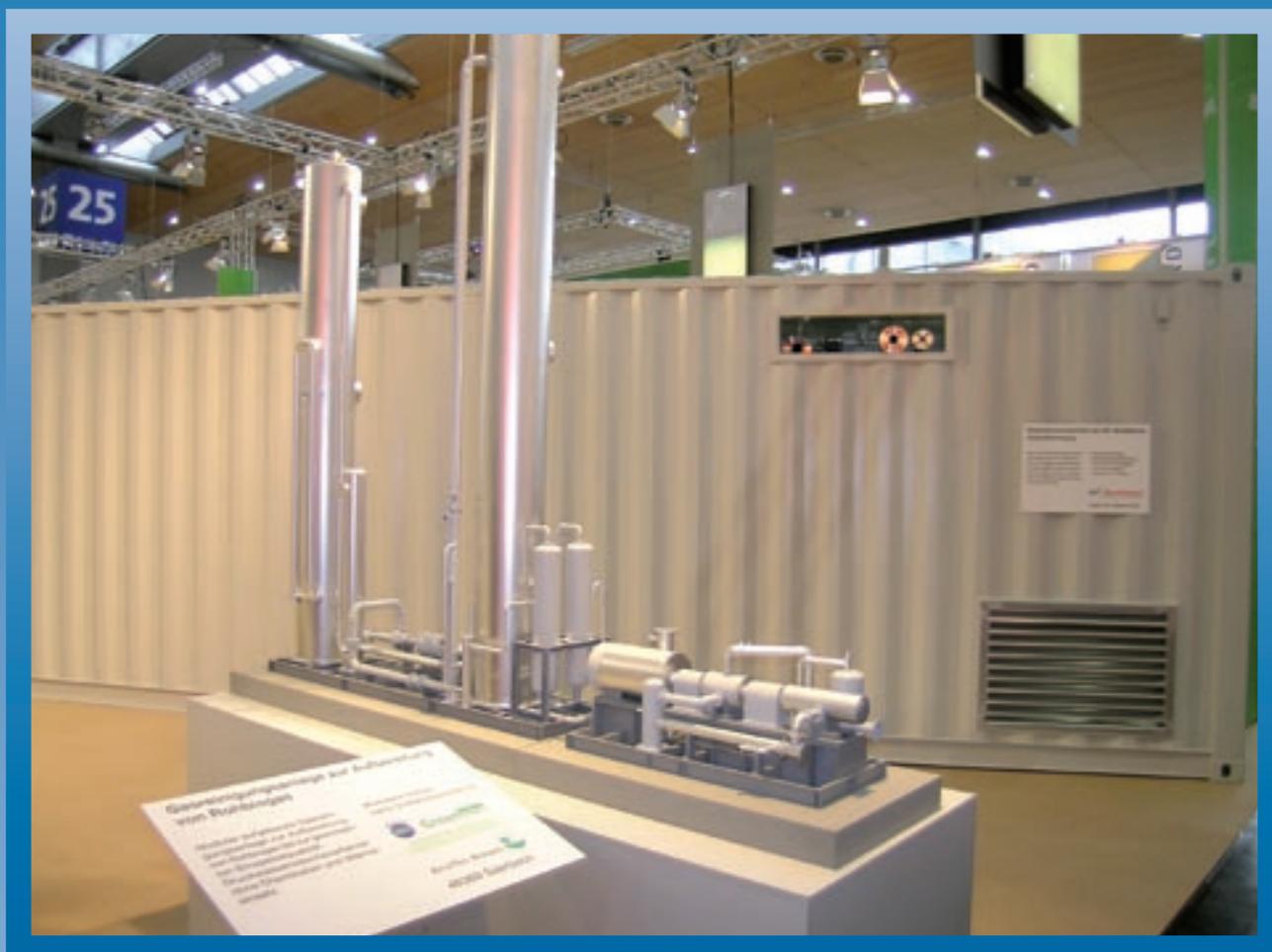


PROVINCIA DI TREVISO



# PURIFICAZIONE E *UPGRADING* DEL BIOGAS IN BIOMETANO

Aspetti tecnici, normativi ed economici in Italia e in alcuni Paesi UE  
e studio di fattibilità applicato a due impianti di biogas  
realizzati in provincia di Treviso



## **Studio di fattibilità a cura di:**

### **Veneto Agricoltura**

Settore Bioenergie e Cambiamento Climatico  
Palazzo dell'Agricoltura  
Viale dell'Università, 14 – Agripolis  
35020 Legnaro (PD)

### **Associazione Italiana Energie Agroforestali – AIEL**

Sede operativa:  
Palazzo dell'Agricoltura  
Viale dell'Università, 14 – Agripolis  
35020 Legnaro (PD)

### **Coordinamento tecnico-scientifico:**

- Federico Correal Santacroce (Veneto Agricoltura – Settore Bioenergie e Cambiamento Climatico);
- Loris Agostinetto (Veneto Agricoltura – Settore Bioenergie e Cambiamento Climatico).

### **Autori:**

- Marco Mezzadri (Consulente esperto Sportello Bioenergie – Veneto Agricoltura)
- Eliseo Antonini (AIEL – Associazione Italiana Energie Agroforestali)
- Valter Francescato (AIEL – Associazione Italiana Energie Agroforestali)

### **Foto:**

- Marco Mezzadri (Consulente esperto Sportello Bioenergie – Veneto Agricoltura)

## **Ringraziamenti**

Si ringraziano il Sig. Gianni Nichele, Presidente della *Società Cooperativa Agricola Stalla Sociale di Monastier* (Monastier, Treviso) ed il dott. Lodovico Giustiniani, Amministratore Delegato dell'*Azienda Agricola Tenuta di Collalto* (Susegana, Treviso) per la disponibilità e cortesia dimostrate.

Ringraziamenti particolari vanno all'Ing. Giuliano Franceschini e al Prof. Francesco da Borso per le valide osservazioni e i contributi tecnico-scientifici gentilmente e amichevolmente forniti.

Un ultimo ringraziamento infine alla dott.ssa Paulina Campos di *MT-Energie Italia*, per il prezioso tempo dedicato a fornire materiale, chiarire e illustrare alcuni punti fondamentali (relativi ad aspetti economici della presente analisi) con competenza, lucidità, professionalità e una non comune gentilezza.

Finito di stampare nel mese di febbraio 2010

presso Papergraf S.p.A.

Via della Resistenza, 18 - 35016 Piazzola sul Brenta (PD)

Tel. 049.9600022 - Fax 049.9600782

E-mai: [papergraf@papergraf.it](mailto:papergraf@papergraf.it) - Sito internet: [www.papergraf.it](http://www.papergraf.it)

## Prefazione

Tra i vari filoni progettuali ed operativi del Piano Strategico della provincia di Treviso, il tema dell'energia e della sostenibilità dei processi di produzione e di consumo rappresenta uno dei punti qualificanti del Piano.

Anche in questo caso, abbiamo voluto come Amministrazione Provinciale, lavorare attivamente sui fronti della ricerca, della divulgazione e della formazione e nella proposta e diffusione di buone pratiche.

Per questo abbiamo voluto attivare una collaborazione a 360° con Veneto Agricoltura e, all'interno di questa, avviare un percorso comune anche con Ascopiate spa sui temi delle energie rinnovabili in provincia di Treviso, con un *focus* su due percorsi, quello che parte dalla filiera zootecnica e quello che trae origine dalla filiera forestale e dalla riutilizzazione dei residui di potatura.

Un lavoro di analisi, di verifica ma anche di confronto con operatori e strutture che si sono già positivamente avviate su questa strada, con lo scopo di proporre, al tessuto produttivo ed imprenditoriale trevigiano, soluzioni ed indicazioni operative efficienti ed efficaci, tarate e strutturate per questo territorio.

**Leonardo Muraro**  
Presidente della provincia  
di Treviso

## Presentazione

Il tema della produzione ed uso del biometano benché sia relativamente recente ha conosciuto un forte impulso negli ultimi 4 anni. In Europa il mercato di riferimento per la produzione di biometano dal comparto agricolo è quello tedesco dove i primi impianti sono stati avviati già nel 2007 e hanno in via prevalente lo scopo di produrre biometano per immissione in rete. Anche altri paesi come Austria, Svizzera, Svezia e Olanda hanno sviluppato il settore con l'avviamento di numerosi impianti.

Le attività di Veneto Agricoltura nel campo del biogas e delle filiere energetiche legate al comparto zootecnico hanno evidenziato come la trasformazione in biometano del gas prodotto dalla fermentazione anaerobica degli effluenti zootecnici sia una strada di grande interesse, l'unica che consente una valorizzazione completa del contenuto energetico di queste biomasse, anche alla luce del fatto che il Veneto, insieme a poche altre regioni del nord Italia, presenta una grande capillarità delle reti di distribuzione del metano di origine fossile, e un parco automezzi bifuel di oltre 40.000 veicoli.

Per fare il punto della situazione, e per concentrare l'attenzione su una fonte energetica rinnovabile potenzialmente strategica per la nostra Regione, Veneto Agricoltura, nell'ambito di un Protocollo d'Intesa con la provincia di Treviso e con Ascopiave S.p.A., per la diffusione, la promozione e lo sviluppo delle bioenergie nel territorio provinciale, ha realizzato uno studio di fattibilità relativo alla produzione ed utilizzo del biometano, con particolare riferimento all'autotrazione. È particolarmente auspicabile che da un tale studio sia possibile ricavare delle linee guida operative per la realizzazione di progetti pilota e di azioni formative utili allo sviluppo del biometano nei territori della regione del Veneto e non solo.

**Paolo Pizzolato**  
Amministratore Unico  
di Veneto Agricoltura

## Prefazione

Il focus sulle fonti rinnovabili di energia e sul risparmio energetico è una delle linee guida che il gruppo Ascopiave sta portando avanti nell'ottica non solo di perseguire gli ambiziosi obiettivi comunitari e nazionali ma anche di creare energia in modo diverso e a stretto contatto con il territorio in cui opera.

Proprio la vicinanza al territorio ha portato ormai da qualche anno il Gruppo Ascopiave a sviluppare diverse iniziative di ricerca e di sviluppo che mirano a valorizzare le risorse locali, per questo motivo abbiamo accolto con favore la collaborazione con la provincia di Treviso e Veneto Agricoltura e il lavoro risultante è sicuramente un valido contributo in termini di dati e conoscenza di esperienze che sicuramente potrà essere utile per futuri progetti.

La speranza è che il nostro lavoro possa servire da stimolo per portare avanti alcune attività su cui oggi in Italia c'è ancora diffidenza ma che in altri paesi sono già affermate: un esempio è la produzione di bio-metano generato dalla filiera zootecnica e agricola; lo studio testimonia che paesi come Germania e Svezia hanno ormai da anni impianti perfettamente funzionanti e, cosa altrettanto importante, con normative tecniche e di incentivazione a supporto di queste tecnologie.

Come Gruppo Ascopiave continueremo a seguire la strada delle nuove energie e dell'innovazione per essere pronti a sfruttare tutte le opportunità che si possano generare in uno spirito di collaborazione con le realtà locali sia pubbliche che private.

**Gildo Salton**

Presidente Ascopiave SpA

## INDICE

<b>1. Gas naturale, gas naturale compresso, biometano e biogas.....</b>	<b>pag. 7</b>
<b>2. Dal biogas al biometano .....</b>	<b>» 8</b>
<b>3. Tipologie di impianti di purificazione e upgrading.....</b>	<b>» 10</b>
3.1 Adsorbimento a pressione oscillante (PSA) .....	» 10
3.2 Lavaggio ad acqua sotto pressione (PWS).....	» 11
3.3 Lavaggio chimico (MEA, DMEA) .....	» 11
3.4 Lavaggio fisico con solventi organici.....	» 11
3.5 Metodi di separazione tramite membrane .....	» 12
<b>4. Analisi comparativa tra impianti di purificazione e upgrading .....</b>	<b>» 12</b>
<b>5. Impianti per erogazione di metano per autotrazione .....</b>	<b>» 15</b>
<b>6. Normative italiane nel settore biometano.....</b>	<b>» 17</b>
<b>7. Stalla Sociale di Monastier (TV) .....</b>	<b>» 18</b>
<b>8. Società Agricola Mandre s.n.c. Collalto – Susegana (TV) .....</b>	<b>» 19</b>
<b>9. Ipotesi di inserimento di impianto di produzione di biometano .....</b>	<b>» 20</b>
9.1 Produzione di biogas “in surplus” .....	» 21
9.2 Impianto di produzione di biometano.....	» 21
9.3 Impianto di distribuzione di carburante .....	» 22
9.4 Struttura dei costi .....	» 23
9.5 Individuazione del possibile incentivo.....	» 24
<b>10. Considerazioni conclusive .....</b>	<b>» 25</b>
<b>11. Bibliografia.....</b>	<b>» 26</b>

## 1. Gas naturale, gas naturale compresso, biometano e biogas

Gas naturale, gas naturale compresso, biometano e biogas sono combustibili in grado di fornire energia termica per combustione ovvero atti a dare, una volta mescolati intimamente con l'aria, una miscela infiammabile, prevalentemente usata per alimentare motori a combustione interna.

Il **gas naturale** è costituito da una miscela la cui composizione varia a seconda della zona geografica di prelievo. La miscela è composta per circa il 90% da metano ( $\text{CH}_4$ ), e per il restante 10% da etano ( $\text{CH}_3\text{-CH}_3$ ) e diversi altri costituenti, quali vapor d'acqua ( $\text{H}_2\text{O}_{(g)}$ ), acido solfidrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ), elio, azoto molecolare ( $\text{N}_2$ ), gas di petrolio. Questi ultimi composti e molecole vengono in genere rimossi prima di immettere il gas naturale nelle reti di distribuzione. In genere è possibile distinguere un gas naturale ad alto contenuto di energia (H-gas) da un gas naturale a basso contenuto energetico (L-gas). Il **gas naturale compresso** (*Compressed Natural Gas*, CNG) consiste in gas naturale che subisce un trattamento di compressione ad una pressione pari a 220 bar. La compressione riduce il volume del gas naturale a meno dell'1% del suo volume a pressione atmosferica normale (1 atm). Il CNG viene poi stoccato e distribuito in contenitori rigidi, solitamente di forma sferica o cilindrica, ad una pressione normale di 200÷248 bar ed è utilizzabile in autoveicoli dotati di motore a combustione interna di tipo tradizionale a benzina, convertiti in veicoli *bi-fuel* (benzina/CNG).

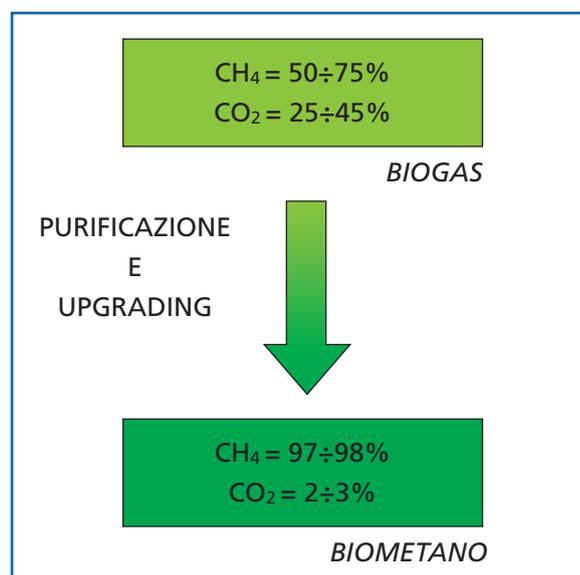
Il **biometano** (BM) è invece un gas che contiene prevalentemente metano ( $\text{CH}_4$ ) ed è prodotto da una fonte rinnovabile. Il BM deriva infatti dal biogas sottoposto a processo di purificazione (deidratazione, desolfurazione, rimozione di ammoniaca gassosa,  $\text{NH}_3_{(g)}$ , mercaptani, polveri) e *upgrading* (rimozione dell'anidride carbonica,  $\text{CO}_2$ ) sino a raggiungere la qualità del gas naturale. Per tale motivo il BM può essere immesso nella rete del gas, dopo un'opportuna compressione ed odorizzazione. [FIGURA 1 E FIGURA 2].

Il **biogas** consiste in una miscela di gas prodotti durante il processo di digestione anaerobica a carico di diversi substrati organici. La digestione anaerobica (DA) è un processo di tipo biologico, che avviene in assenza di ossigeno (anaerobiosi) tramite reazioni biochimiche ad opera di specifici batteri. La DA può essere suddivisa in quattro fasi caratterizzate dall'azione di distinti gruppi di batteri anaerobi: idrolisi, acidogenesi, acetogenesi e metanogenesi, a sua vol-

ta suddivisibile in metanogenesi acetoclastica e metanogenesi idrogenofila. La DA finalizzata alla produzione di  $\text{CH}_4$  viene condotta in appositi impianti in cui si ricerca l'ottimizzazione delle condizioni di processo, tra cui deve essere considerata la velocità delle reazioni biochimiche coinvolte, la quale dipende strettamente dalla temperatura.

Dal punto di vista impiantistico e processistico, i sistemi di DA possono essere classificati secondo quattro criteri o parametri. Il primo si basa sul contenuto di sostanza secca (percentuale di Solidi Totali, ST) delle matrici presenti all'interno del digestore e sottoposte pertanto a DA. In base a tale criterio è possibile distinguere processi a umido o "wet" ( $\text{ST} = 5\div 10\%$ ), processi di tipo semi secco o "semi-dry" ( $\text{ST} = 10\div 20\%$ ) ed infine processi di tipo secco o "dry" ( $\text{ST} > 20\%$ ). Il secondo criterio di classificazione si basa sulle fasi biologiche. Nella DA monostadio le fasi di idrolisi, acidogenesi, acetogenesi e metanogenesi avvengono in un unico reattore, mentre nella DA multistadio la fase di idrolisi è condotta in un reattore separato rispetto al digestore ove avvengono le successive fasi. Il terzo criterio di classificazione è relativo al sistema di alimentazione del digestore, che può essere in modalità discontinua, *plug-flow* (reattore con flusso a pistone) o continua (reattore completamente miscelato, CSTR). Infine, l'ultimo parametro è costituito dalle temperature di processo: il regime adottato può essere la psicrofilia ( $5\div 25^\circ\text{C}$ ), la mesofilia ( $32\div 42^\circ\text{C}$ , *optimum* pari a  $38^\circ\text{C}$ ) ovvero quello termofilo ( $50\div 57^\circ\text{C}$ , *optimum* pari a  $55^\circ\text{C}$ ). [BOLZONELLA, PAVAN, CECCHI, 2008; CASSITTO, NAVAROTTO, 2007; LOMBARDI, 2007; MALPEI, GARDONI, 2008].

FIGURA 1 – SCHEMATIZZAZIONE DELLE CARATTERISTICHE DI BIOGAS E BM



La "combinazione" di impianto che si è maggiormente diffusa in Italia tra i sistemi di produzione di biogas da fonti agricole nel periodo 2005-2011 è il sistema continuo, mono o bi-stadio, a umido, operante in regime di mesofilia. Il biogas è costituito essenzialmente da: metano ( $\text{CH}_4$ , 50÷75% in volume), anidride carbonica ( $\text{CO}_2$ , 25÷45%), vapor d'acqua ( $\text{H}_2\text{O}_{(g)}$ , 2÷7%) e altri gas presenti in concentrazioni minori, tra cui l'acido solfidrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ). Il potere calorifico inferiore<sup>1</sup> del biogas è funzione del suo contenuto in  $\text{CH}_4$ . In media può essere considerato pari a 20.000÷24.000 kJ/Nm<sup>3</sup>.<sup>2</sup>

Allo stato grezzo, il biogas può essere utilizzato per la produzione di energia termica, ovvero, dopo opportuna purificazione, combusto in cogeneratori (*Combined Heat and Power*, CHP) per la produzione combinata di energia elettrica ed energia termica. Da 1 m<sup>3</sup> di biogas è possibile così produrre circa 1,8÷2 kWh di energia elettrica e 2÷3 kWh di energia termica. [AIEL, 2007; CRPA, 2008; FNR, 2009].

Un'altra possibile destinazione del biogas, oggetto della presente analisi e che sarà quindi ora approfondita, consiste nella sua trasformazione in biometano.

## 2. Dal biogas al biometano

Il biogas viene convertito in biometano mediante un processo di rimozione dell'anidride carbonica ( $\text{CO}_2$ ) denominato *upgrading*, associato ad un trattamento di purificazione suddiviso in diverse fasi – deidratazione, desolfurazione, rimozione di componenti indesiderate – la cui sequenza dipende dalla specifica tecnologia di *upgrading* adottata.

La deidratazione o deumidificazione consiste nella rimozione di vapor d'acqua ( $\text{H}_2\text{O}_{(g)}$ ) presente nel biogas in uscita dall'impianto di DA e che può condensare nelle condotte del gas, causando fenomeni di corrosione. Questo primo trattamento può avvenire per mezzo di sistemi di raffreddamento (es. tubazioni interrate, trappole di condensa, opportune macchine frigorifere), compressione, assorbimento in soluzioni a base di glicoli o ricorrendo a sali

igroscopici, adsorbimento su ossido di silicio ( $\text{SiO}_2$ ) o carbone attivo. [PETERSSON E WELLINGER, 2009].

La desolfurazione consiste essenzialmente nella rimozione di acido solfidrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ), che può avvenire agendo sulla fase liquida del materiale presente nel digestore ovvero sul biogas da sottoporre o sottoposto a *upgrading*. Nel primo caso si applicano metodi di precipitazione chimico-fisica, aggiungendo alla fase liquida molecole quali cloruro ferroso ( $\text{FeCl}_2$ ), cloruro ferrico ( $\text{FeCl}_3$ ) o solfato di ferro ( $\text{FeSO}_4$ ). La desolfurazione operata sul biogas può essere condotta nel digestore, in un reattore specifico o nello stessa colonna ove avviene il vero e proprio processo di *upgrading*, contestualmente al processo di rimozione della  $\text{CO}_2$ . I processi adottati sono essenzialmente: trattamenti biologici di ossidazione condotti nel digestore mediante l'aggiunta attentamente controllata di ossigeno (ponendo particolare attenzione al limite di infiammabilità del metano) per favorire l'azione di batteri ossidanti appartenenti ai generi *Thiobacillus* e *Sulfolobus*, l'adsorbimento su carboni attivi (che, nel caso di un successivo utilizzo del BM come carburante per autotrazione devono essere attivati con soluzioni prive di ossigeno quali ad es. il permanganato o ioduro di potassio), l'assorbimento chimico (es. su ossido ferrico ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) o con soluzioni di chelati ferrici). [PETERSSON E WELLINGER, 2009; MT-ENERGIE, 2010<sup>1</sup>; MT-ENERGIE, 2010<sup>2</sup>].

Attenzione particolare deve essere posta nei confronti dei costi dei trattamenti di desolfurazione a carico del biogas, soprattutto nel caso in cui esso sia prodotto dalla DA di reflui bovini, i quali producono un tipo di biogas particolarmente ricco in  $\text{H}_2\text{S}$ . In tali casi, il costo delle operazioni di purificazione viene ad essere incrementato a causa dei maggiori costi operativi dovuti, ad esempio, alla rigenerazione dei carboni attivi utilizzati nel processo di desolfurazione. [MT-ENERGIE, 2010<sup>2</sup>].

L'eliminazione di altre componenti indesiderate riguarda, tra altre, sostanze e molecole quali polveri, mercaptani e  $\text{NH}_3$ , la quale, in particolare, può essere strippata e successivamente complessata dal prodotto dell'ossidazione

<sup>1</sup> Il **potere calorifico inferiore ( $P_{ci}$ )** è la quantità di calore che si rende disponibile per effetto della combustione completa a pressione costante della massa unitaria del combustibile, diminuita della quantità di calore di condensazione del vapore d'acqua formatosi durante la combustione (**calore latente di condensazione**). Nel caso del  $P_{ci}$  la quantità complessiva di calore della combustione risulta minore se, nel riportare i prodotti di combustione alla temperatura iniziale di combustibile e comburente, il vapore d'acqua contenuto nei gas di combustione non viene condensato e non rilascia il proprio calore latente di condensazione. In effetti il vapor d'acqua nei processi di combustione in caldaia non viene condensato e quindi in termotecnica si fa normalmente riferimento proprio a tale parametro ( $P_{ci}$ ). [ROSSI, 2003; GUADAGNI, 2003]. Nel caso del  $\text{CH}_4$  si assume  $P_{ci} = 9,97$  kWh/Nm<sup>3</sup>.

<sup>2</sup> Il **Normal metro cubo (Nm<sup>3</sup>)** è un'unità di misura del volume dei gas alla temperatura di 0°C ad alla pressione di 1 atmosfera (corrispondente a 101.325 Pa ovvero 101,325 KPa).

dell' $H_2S$ , con formazione di solfato di ammonio  $[(NH_4)_2SO_4]$ .

Il processo di *upgrading* può avvenire applicando diverse tecnologie, analizzate in dettaglio nel successivo capitolo. I metodi attualmente più usati per rimuovere la  $CO_2$  sono di tipo fisico (adsorbimento a pressione oscillante o PSA, lavaggio con acqua a pressione o PWS, lavaggio fisico con solventi organici, membrane) o di tipo chimico (es. lavaggio con monoetanolamina, MEA).

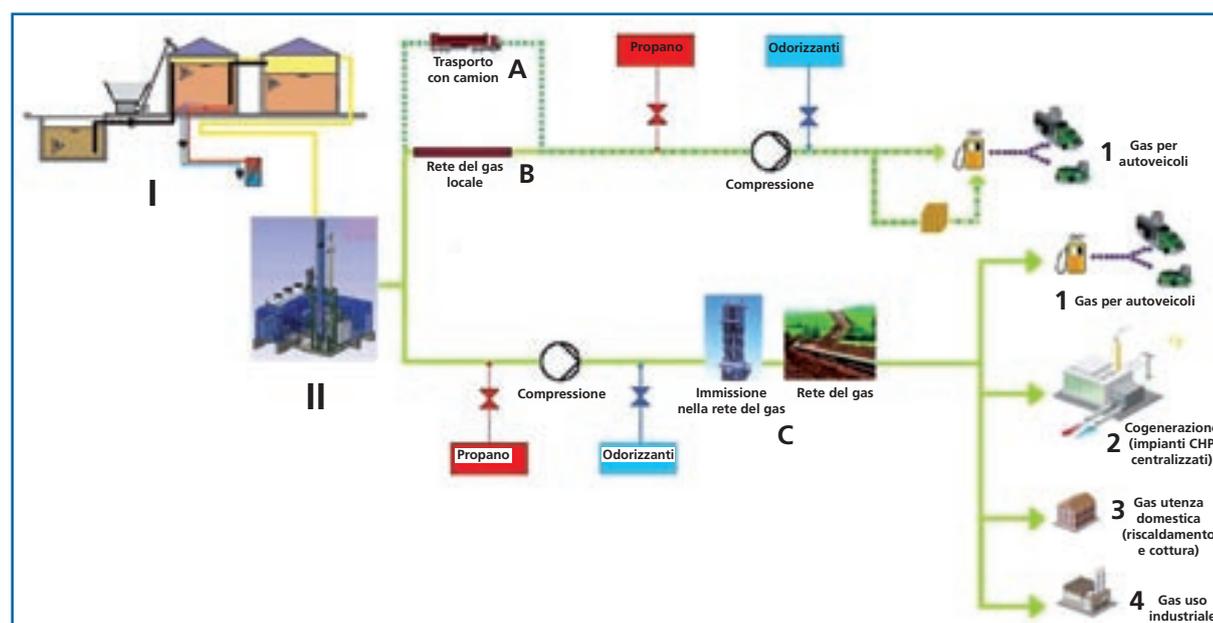
Al termine del processo di purificazione e *upgrading*, il BM ottenuto contiene circa il 98% di  $CH_4$  ed è chimicamente molto simile al gas naturale (NG). Le possibili destinazioni finali del BM sono perciò del tutto equivalenti a quelle del NG: stazioni di rifornimento di carburante poste più o meno nei pressi dell'impianto di produzione di biogas (la distanza è direttamente correlata allo sviluppo e alla struttura della rete di distribuzione del gas), co-generazione in impianti centralizzati (ove in particolare il calore prodotto dal cogeneratore possa essere usato in maniera più efficiente), utenze domestiche (riscaldamento e cottura), utenze industriali. È quindi evidente come in questo modo il BM possa rappresentare un mezzo energeticamente più flessibile, e quindi più efficiente, rispetto al biogas. [FIGURA 2].

Occorre peraltro notare che, prima dell'immissione in rete, ovvero prima dell'utilizzo come carburante nelle stazioni di servizio, il BM deve molto spesso subire un ulteriore processo di purificazione spinta consistente in trattamen-

ti di condizionamento (aggiunta di propano per raggiungere il potere calorifico del gas presente in rete), odorizzazione ed infine ulteriore compressione, la cui entità dipende dalla compressione a cui si trova il gas con cui il BM è destinato a mescolarsi ovvero, nel caso dell'impiego come carburante per autotrazione, dal livello di compressione del gas che il BM è destinato a sostituire. In generale deve essere rispettata la compatibilità con le caratteristiche del gas stabilite dalla rete locale ove il BM viene immesso. La compressione è vantaggiosa solo per condotte a media pressione (da 1 a 12 bar), mentre risulta estremamente costosa per l'immissione in condotte ad alta pressione (>12 bar). [FIGURA 2].

La maggior efficienza energetica del BM rispetto al biogas è ancor più significativa considerando che l'attuale produzione di biogas avviene in impianti decentralizzati, in cui spesso l'energia termica prodotta dal cogeneratore (CHP) non trova modalità efficienti di utilizzazione. In tali impianti, inoltre, l'incentivo alla produzione attualmente garantito – pari a 0,28 €/kWh immessa in rete per impianti di CHP sino ad una potenza elettrica massima installata pari a 1  $MW_e$  – spinge i gestori a garantire produzioni di biogas che possono essere eccedentarie rispetto a quanto può effettivamente essere utilizzato dal CHP stesso, con conseguenze ambientali ed energetiche negative. Il BM può viceversa essere utilizzato anche in impianti di CHP centralizzati e localizzati esattamente laddove la produzione di energia termica può es-

FIGURA 2 – SCHEMATIZZAZIONE DELLA CONNESSIONE FUNZIONALE-PRODUTTIVA ESISTENTE TRA BIOGAS E BM



I = IMPIANTO DI PRODUZIONE DI BIOGAS; II = IMPIANTO DI PRODUZIONE DI BM (PURIFICAZIONE E *UPGRADING*)

A, B, C = GRADI DI SVILUPPO DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE DEL GAS (A = MIN; B = MEDIO; C = MAX)

1, 2, 3, 4 = UTILIZZI DEL BM (1 = CARBURANTE PER AUTOTRAZIONE; 2 = COGENERAZIONE IN IMPIANTI CENTRALIZZATI;

3 = UTENZE DOMESTICHE; 4 = UTENZE INDUSTRIALI)

sere utilizzata maggiormente o completamente. D'altra parte non deve essere dimenticato che solo impianti di biogas di dimensioni pari o superiori a 1 MW<sub>e</sub> sembrano giustificare gli alti costi di investimento e gestione richiesti dagli impianti di produzione di BM. [SUL PUNTO SI VEDA IN PARTICOLARE: URBAN, 2007; KÖTTNER, 2010].

Il BM è attualmente ampiamente usato come carburante per autotrazione in Svizzera, Svezia, Austria e – in misura minore – in Germania. Quest'ultimo Paese, in cui la prima stazione di servizio a BM è stata inaugurata nel 2006, è invece caratterizzato da una forte spinta verso grandi impianti di produzione di biogas in cui la successiva produzione di BM è destinata all'immissione nella rete di trasporto del gas. [FIGURA 3. SI VEDA IN PARTICOLARE DENA, 2010].

L'Italia gode di una situazione potenzialmente molto interessante per quanto riguarda il possibile utilizzo di BM come carburante per autotrazione, dal momento che il nostro Paese occupa la quarta posizione mondiale in termini di numero di automezzi alimentati a CH<sub>4</sub> (400.000 veicoli concentrati soprattutto in Emilia-Romagna, Marche e Veneto). Inoltre l'Italia, ed in particolar modo la Pianura Padana, è caratterizzata da una delle più estese ed articolate reti di gasdotti d'Europa.

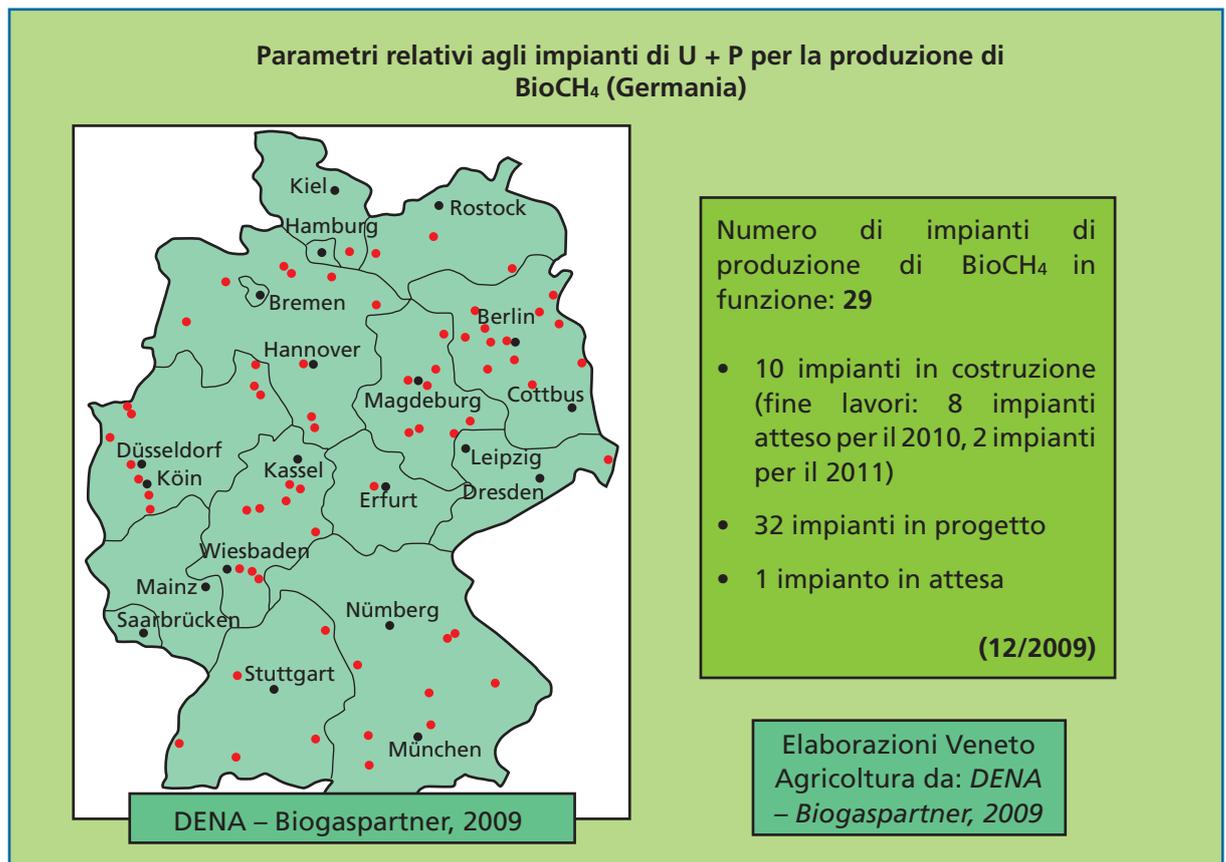
### 3. Tipologie di impianti di purificazione e upgrading

Le tipologie di impianti di purificazione e *upgrading* più diffuse sono essenzialmente riconducibili all'adsorbimento a pressione oscillante (PSA), al lavaggio ad acqua sotto pressione (PWS), al lavaggio chimico (MEA, DMEA), al lavaggio fisico con solventi organici ed infine ai più recenti metodi di separazione tramite membrane. [BEIL E HOFFSTEDTE, 2009; PETERSON E WELLINGER, 2009].

#### 3.1 Adsorbimento a pressione oscillante (PSA)

L'impianto di tipo PSA opera il processo di separazione della CO<sub>2</sub> dal CH<sub>4</sub> per mezzo di colonne entro cui vi è materiale adsorbente (generalmente carbone attivo o zeoliti) e in cui vengono applicate pressioni che variano nel corso del processo. A pressioni elevate la CO<sub>2</sub> viene adsorbita dal materiale, il quale viene successivamente rigenerato grazie ad una diminuzione progressiva della pressione applicata. Tale principio di funzionamento determina la struttura dell'impianto, che risulta costituito da 4÷6÷9 colonne che lavorano in parallelo. In questo modo, quando il materiale adsorbente si satura, il flusso di biogas grezzo viene indi-

FIGURA 3 – NUMERO IMPIANTI DI BM IN GERMANIA A DICEMBRE 2009 [MEZZADRI, 2010]



rizzato ad un'altra colonna in cui il materiale adsorbente è stato rigenerato. I limiti di tale tecnologia consistono nel necessario pretrattamento del biogas grezzo allo scopo di eliminare sia l' $\text{H}_2\text{S}$ , che potrebbe legarsi in maniera irreversibile al materiale adsorbente, sia l' $\text{H}_2\text{O}_{(g)}$ , che ne può compromettere la struttura. Viceversa, i pregi di tale impianto consistono nella semplicità di costruzione, nelle dimensioni compatte e ridotte e nella possibilità di trovare impiego in impianti di piccola taglia (sino a  $250 \text{ Nm}^3$  di gas grezzo trattato per ora). [PETERSSON E WELLINGER, 2009; BEIL E HOFFSTEDE, 2009; XEBEC, 2010]. Alcune ditte produttrici sono le seguenti: Acrona-Systems (Svizzera, [www.asrona-system.com](http://www.asrona-system.com)), CarboTech (Germania, <http://www.carbotech.de>), Cirmac (Paesi Bassi, [www.cirmac.com](http://www.cirmac.com)), Gasrec (Regno Unito, [www.gasrec.co.uk](http://www.gasrec.co.uk)), Xebec – QuestAir (Canada, [www.xebecinc.com](http://www.xebecinc.com)).

### 3.2 Lavaggio ad acqua sotto pressione (PWS)

La tecnica basata sul PWS è la più comune tecnica di *upgrading*. Il principio su cui si basa la tecnologia PWS consiste nella maggiore solubilità della  $\text{CO}_2$  rispetto al  $\text{CH}_4$ , in particolare a basse temperature. In effetti questo principio accomuna gli impianti PWS agli impianti a lavaggio chimico ed a lavaggio fisico con solventi organici. Tali tecnologie differiscono tra loro essenzialmente nel tipo di materiale usato per assorbire la  $\text{CO}_2$ . Nel caso degli impianti PWS, il gas grezzo viene fatto fluire attraverso una colonna di trattamento riempita di materiale plastico per aumentare la superficie di contatto tra fase gassosa e fase liquida. All'interno di tale colonna, il gas incontra un flusso di liquido in controcorrente. Il liquido in uscita sarà "arricchito" con  $\text{CO}_2$ , mentre il gas in uscita sarà prevalentemente costituito da  $\text{CH}_4$ . [PETERSSON E WELLINGER, 2009; BEIL E HOFFSTEDE, 2009; RICHTER, 2010]. Gli impianti di tipo PWS sono commercializzati da parte di numerosissime ditte in un'ampia gamma di capacità di trattamento orarie. Alcune di queste ditte sono: Flotech Sweden AB (Svezia, [www.flotech.com](http://www.flotech.com)), Malberg (Svezia, [www.malberg.se](http://www.malberg.se)), Biorega AB (Svezia, [www.biorega.se](http://www.biorega.se)), specializzata in impianti di tipo PWS di piccola taglia, ha sviluppato un impianto di tipo PWS adatto a piccoli flussi di gas grezzo: nel 2004 è stato costruito un impianto pilota con una capacità di trattamento pari a  $12 \text{ Nm}^3$  di biogas grezzo/h), Metener (Finlandia, [www.metener.fi](http://www.metener.fi)), specializzata in impianti di tipo PWS di piccola taglia).

### 3.3 Lavaggio chimico (MEA, DMEA)

Gli *scrubber* chimici fanno ricorso a soluzioni amminiche. I composti amminici utilizzati sono essenzialmente due: monoetanolamina (MEA) oppure dimetiletanolamina (DMEA). Grazie alle soluzioni amminiche la  $\text{CO}_2$  viene assorbita nella fase liquida e reagisce chimicamente con l'ammina presente in tale fase. Questa reazione chimica è altamente selettiva, cosicché le perdite di  $\text{CH}_4$  durante il processo di *upgrading* possono addirittura essere inferiori allo 0,1%. L'ammina legata con la  $\text{CO}_2$  si può rigenerare per riscaldamento. Occorre notare che l' $\text{H}_2\text{S}$  eventualmente presente nel gas grezzo viene anch'esso assorbito dalla soluzione amminica e saranno quindi necessarie temperature più alte per la rigenerazione delle ammine. È quindi fortemente consigliata la rimozione preventiva dell' $\text{H}_2\text{S}$ , prima dell'*upgrading*. [PETERSSON E WELLINGER, 2009; BEIL E HOFFSTEDE, 2009; ISET, 2008]. Alcune ditte produttrici di impianti di tipo MEA/DMEA (lavaggio chimico), sono le seguenti: CarboTech (Germania, <http://www.carbotech.de>), Cirmac (Paesi Bassi, [www.cirmac.com](http://www.cirmac.com)), Läckeby Water Group AB (Svezia, [www.lackebywater.se/sv](http://www.lackebywater.se/sv)), MT-Energie (Germania, [www.mt-energie.com](http://www.mt-energie.com)).

### 3.4 Lavaggio fisico con solventi organici

L'impianto che opera il lavaggio fisico con solventi organici è molto simile all'impianto con lavaggio ad acqua sotto pressione (PWS), con la fondamentale differenza che, rispetto a quest'ultimo, la  $\text{CO}_2$  è assorbita da un solvente organico (*aspolyethylene glicol*, famiglia dei glicoli polietilenici, PEG), il cui nome commerciale può essere ad esempio Selexol® oppure Genosorb®. Il vantaggio di usare tale solvente organico anziché l' $\text{H}_2\text{O}$ , risiede nel fatto che la  $\text{CO}_2$  è più solubile nel PEG che in acqua. Per tale motivo, a parità di capacità di *upgrading*, il flusso della fase liquida può essere inferiore. Il risultato è che, a parità di capacità di *upgrading*, le dimensioni dell'impianto possono essere inferiori rispetto all'impianto PWS. Anche nel caso del lavaggio fisico con solventi organici la soluzione di PEG è rigenerata mediante riscaldamento e/o depressurizzazione. Benché i contaminanti quali  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{H}_2\text{O}_{(g)}$ , ma anche  $\text{O}_2$  e  $\text{N}_2$ , vengano eliminati durante il processo di *upgrading*, più frequentemente essi vengono eliminati preliminarmente. [PETERSSON E WELLINGER, 2009; BEIL E HOFFSTEDE, 2009; HAASE, 2010]. Tra i produttori di tale tipologia impiantistica uno dei più importanti è sicuramente la ditta HAASE (Germania, [www.haase-energietechnik.de](http://www.haase-energietechnik.de)).

### 3.5 Metodi di separazione tramite membrane

Le membrane a secco per l'*upgrading* di biogas sono costituite da materiali che sono permeabili alla  $\text{CO}_2$ , all' $\text{H}_2\text{O}_{(g)}$  e all' $\text{NH}_3_{(g)}$ , meno permeabili all' $\text{H}_2\text{S}$  e all' $\text{O}_2$  e molto poco permeabili all' $\text{N}_2$  e al  $\text{CH}_4$ . Solitamente le membrane sono in forma di fascio di fibre cave. Il processo di separazione tramite membrane è solitamente effettuato in due fasi. Infatti, prima di entrare nel fascio di fibre cave, il gas subisce un trattamento di filtrazione allo scopo di eliminare  $\text{H}_2\text{O}_{(g)}$  e contaminanti, quali gocce di olio e *aerosols*, che svolgono un'azione negativa sulle *performances* delle membrane. Oltre a ciò, anche l' $\text{H}_2\text{S}$  è solitamente rimosso mediante carboni attivi prima che il gas entri nelle fibre cave. [MILTNER ET AL., 2009; NACHHALTIGWIRTSCHAFTEN, 2009]. Il metodo di separazione tramite membrane è il metodo classico per l'*upgrading* del gas da discarica (con numerose realizzazioni di grandi capacità operative orarie in USA e Paesi Bassi), mentre allo stato attuale è ancora scarsamente diffuso per quanto riguarda le applicazioni su biogas ottenuto da fonti agricole. È interessante tuttavia sottolineare che tale tecnica è particolarmente studiata e sta suscitando un grande interesse nella vicina Austria. [PETERSSON E WELLINGER, 2009; MILTNER ET AL., 2008; BALA, 2009; MILTNER ET AL., 2009; NACHHALTIGWIRTSCHAFTEN, 2006, 2009<sup>1</sup> e 2009<sup>2</sup>]. Alcune delle ditte produttrici di membrane per *upgrading* del biogas sono: Air Liquide (Francia, [www.airliquide.com](http://www.airliquide.com)), Cirmac (Paesi Bassi, [www.cirmac.com](http://www.cirmac.com)), Gasrec (Regno Unito, [www.gasrec.co.uk](http://www.gasrec.co.uk)), Terracastus Technologies (U.S.A., [www.terracastus.com](http://www.terracastus.com)).

### 4. Analisi comparativa tra impianti di purificazione e upgrading

Nelle seguenti tabelle viene riportata un'analisi comparativa generale tra le diverse tipologie di impianti di purificazione e *upgrading* in base a specifici parametri tecnico-operativi [TABELLA 1, TABELLA 2]. Tale analisi si basa su varie fonti di dati e ricerche pregresse condotte in Paesi Nord-europei.

Per quanto riguarda alcune indicazioni economiche relative agli impianti di *upgrading*, in base ad una specifica analisi condotta in Germania nel 2007, i **costi specifici** diminuiscono al crescere delle dimensioni dell'impianto di DA e quindi dell'impianto di *upgrading*, a parità di tipologie di matrici o substrati utilizzati in DA, principalmente a motivo della diminuzione dei costi del capitale. I costi specifici diminuiscono

passando da impianti operanti prevalentemente con colture energetiche dedicate a impianti operanti prevalentemente con reflui zootecnici, a parità di dimensioni dell'impianto di DA e quindi dell'impianto di *upgrading*, essenzialmente a causa della diminuzione dei costi del substrato che viene utilizzato in DA. I **margini di profitto** sono maggiori al crescere della dimensione dell'impianto in termini di  $\text{kWh}_e$  installati e sono maggiori per impianti operanti prevalentemente con reflui zootecnici rispetto agli impianti operanti prevalentemente con colture energetiche dedicate. Inoltre tali margini di profitto sono maggiori qualora il BM venga immesso in rete e venga utilizzato in impianti di cogenerazione (CHP) centralizzati, in cui il calore prodotto sia utilizzato per il 50% (e l'energia termica venga remunerata a  $3,65 \text{ €}_{\text{cent}}/\text{kWh}_t$  prodotto), rispetto all'utilizzo del BM in impianti di CHP installati e localizzati presso il digestore anaerobico, in cui il calore prodotto venga utilizzato per il 20%. Infine, i margini di profitto, a parità di altre condizioni, sono ovviamente maggiori qualora i costi del silo mais siano inferiori. Tra i "*colli di bottiglia*" economici individuati nelle conclusioni di quest'analisi, i margini di profitto appaiono dipendere in maniera strettissima dai costi di conferimento della biomassa e dalla capacità operativa di un impianto, che dovrebbe essere almeno pari a  $500 \text{ Nm}^3$  di biogas grezzo trattato all'ora. [URBAN, 2007].

Considerando ora un'analisi comparativa tra le diverse tipologie di impianti di *upgrading* in base ai costi di investimento e operativi, innanzitutto è opportuno ricordare che a capacità dell'impianto di *upgrading* pari a 250, 500 e  $1.000 \text{ Nm}^3$  di biogas grezzo trattato/h, corrispondono potenze elettriche nominali installate dell'impianto di CHP pari rispettivamente a circa 0,45, 0,9, 1,8  $\text{MW}_e$ . Nelle seguenti tabelle viene riportata un'analisi comparativa tra le diverse tipologie di impianti di *upgrading* in base ai costi di investimento e operativi [TABELLA 3, TABELLA 4]. Occorre notare con estrema attenzione che tale analisi si basa su uno studio condotto in Germania nel biennio 2007-2008. Inoltre, permane un'incertezza di fondo relativa al costo delle attrezzature e degli impianti, solo formalmente accessori, nonché delle opere di completamento. In particolare, a tal proposito, i termini "*upgrading*" e "purificazione e *upgrading*" sembrano talvolta essere sinonimi, mentre altre volte essi sono chiaramente ed esplicitamente disgiunti, da un punto di vista sia tecnico, sia economico. [SI VEDA IN PARTICOLARE, NOTA A ALLA TABELLA 1; MT-ENERGIE, 2010<sup>2</sup>; MAASSEN ET AL., 2008].

TABELLA 1 – COMPARAZIONE TRA TIPOLOGIE DI IMPIANTI DI UPGRADING IN BASE AI PARAMETRI TECNICO-OPERATIVI PIÙ SIGNIFICATIVI

	Adsorbimento a pressione oscillante (PSA)	Lavaggio ad acqua sotto pressione (PWS)	Lavaggio chimico (MEA, DMEA)	Lavaggio fisico con solventi organici	Metodi di separazione tramite membrane
Necessità di purificazione preventiva <sup>A</sup>	SI [I] SI [III]	NO [I] NO [III]	SI [I] NO [III]	NO [I]	NO [III]
Pressione operativa (bar)	4÷7 [I]	4÷7 [I]	Nessuna pressione [I]	4÷7 [I]	
Perdite di metano <sup>B</sup> (%)	<3% / 6÷10% <sup>F</sup> [I]	<1% / <2% <sup>G</sup> [I]	<0,1% [I]	2÷4% [I]	
Contenuto di metano nel BM <sup>C</sup> (%)	>96% [I] 97% [II] 98% [III]	>97% [I] 97% [II] 98% [III]	>99% [I] 99,9% [II] 98% [III]	>96% [I]	82% [II] 89,5% [III]
Efficienza totale <sup>H</sup>	93% / 93% [II] 91% [III]	91% / 91% [II] 94% [III]	92% / 98% [II] 90% [III]		80% / 96% [II] 78% [III]
Consumo di energia elettrica <sup>D, I</sup> (kWh/Nm <sup>3</sup> )	0,25 [I] 0,25 (0,3÷ 0,1) [II]	<0,25 [I] 0,4 (0,3÷ 0,6) [II]	<0,15 [I] 0,12 [II]	0,24÷0,33 [I]	0,14 [II]
Richiesta di calore (°C) (kWh <sub>th</sub> /Nm <sup>3</sup> ) <sup>L</sup>	NO [I] NO [II]	NO [I] NO [II]	160°C [I] 0,4 [II]	55÷80°C [I]	NO [II]
Capacità di controllo rispetto al carico nominale	±10÷15% [I]	50÷100% [I]	50÷100% [I]	10÷100% [I]	
Referenze <sup>E</sup>	>20 [I]	>20 [I]	3 [I]	2 [I]	

## FONTI DELLA TABELLA 1

[I]: URBAN ET AL., 2009 E PETERSSON E WELLINGER, 2009; [II]: BEKKERING ET AL., 2010 (ANCHE SU DATI DI PERSSON, 2003); [III]: MAASSEN ET AL., 2008

## NOTE [I] ALLA TABELLA 1

<sup>A</sup> VALORE RIFERITO AD UN BIOGAS GREZZO CON <500 MG/M<sup>3</sup> DI H<sub>2</sub>S.  
PER VALORI SUPERIORI SI HA NECESSITÀ DI PURIFICAZIONE PREVENTIVA PER TUTTE LE TECNICHE.

<sup>B</sup> LE PERDITE DI METANO DIPENDONO DALLE CONDIZIONI OPERATIVE.  
I DATI RIPORTATI (DA I) SI RIFERISCONO A VALORI GARANTITI DAI PRODUTTORI OVVERO FORNITI DAGLI OPERATORI.

<sup>C</sup> LA QUALITÀ DEL BM È FUNZIONE DEI PARAMETRI OPERATIVI.  
I DATI RIPORTATI (DA I) SI RIFERISCONO A VALORI GARANTITI DAI PRODUTTORI OVVERO FORNITI DAGLI OPERATORI, BASATI SU BIOGAS PRIVO DI ARIA.

<sup>D</sup> IL CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA È ESPRESSO IN KWH/NM<sup>3</sup> DI BIOGAS GREZZO, COMPRESSO ALLA PRESSIONE DI 7 BAR

<sup>E</sup> NUMERO DI REFERENZE ANALIZZATE. ALCUNE SI RIFERISCONO A IMPIANTI A SCALA PILOTA.

<sup>F</sup> CARBOTECH <3% / QUESTAIR 6÷10%

<sup>G</sup> MALMBERG <1% / FLOTECH <2%

## NOTE [III] ALLA TABELLA 1

LA COMPARAZIONE TRA LE TECNICHE DI UPGRADING È STATA FATTA CONSIDERANDO UN BIOGAS CON UN CONTENUTO DI METANO PARI AL 65% ED INCLUDENDO LA COMPRESSIONE ALLA PRESSIONE DI RETE DEL GAS DI 4 BAR. I DATI RIPORTATI DA [III] SONO STATI A LORO VOLTA ELABORATI A PARTIRE DA:

- AALDERINK, G. 2007. COMUNICAZIONE PERSONALE A [III].
- PERSSON M. (2003). *EVALUATION OF BIOGAS UPGRADING TECHNIQUES*, 4 PP. SGC - SVENSKT GASTEKNISKT CENTER.

<sup>H</sup> EFFICIENZA TOTALE: SENZA RECUPERO DI CALORE / CON RECUPERO DI CALORE

<sup>I</sup> IL CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA È ESPRESSO IN KWH<sub>e</sub>/NM<sup>3</sup> DI GAS TRATTATO, COMPRESSO ALLA PRESSIONE DI 4 BAR

<sup>L</sup> IL CONSUMO DI ENERGIA TERMICA È ESPRESSO IN KWH<sub>t</sub>/NM<sup>3</sup> DI GAS TRATTATO, COMPRESSO ALLA PRESSIONE DI 4 BAR

TABELLA 2 – COMPARAZIONE TRA TIPOLOGIE DI IMPIANTI DI UPGRADING IN BASE AI VANTAGGI/SVANTAGGI COLLEGATI AI PARAMETRI TECNICO-OPERATIVI PIÙ SIGNIFICATIVI

	Adsorbimento a pressione oscillante (PSA)	Lavaggio ad acqua sotto pressione (PWS)	Lavaggio chimico (MEA, DMEA)	Lavaggio fisico con solventi organici	Metodi di separazione tramite membrane
Vantaggi	BM con >97% di CH <sub>4</sub> [I] Basse richieste energetiche [I] Basso livello emissioni [I] Assorbimento di N <sub>2</sub> e O <sub>2</sub> [I]	Rimozione di gas e particolati [I] Elevata purezza del BM [I] Elevata resa produttiva di BM [I] Tecnica semplice e consolidata: non richieste speciali attrezzature o <i>chemicals</i> [I], [III] Neutralizzazione di gas corrosivi [I]	Rimozione pressoché completa di H <sub>2</sub> S [I] Elevata resa produttiva di BM [III]		Compatto e leggero in peso [I] Basso costo di manutenzione [I] Basse richieste energetiche [I] Processo semplice [I] Trattamento primario relativamente a basso costo [III]
Svantaggi	Necessaria fase addizionale e complessa di rimozione di H <sub>2</sub> S [I] Eventuali problemi di malfunzionamento valvole [II] Alti costi di investimento [III] Complessità di controllo [III] Minore resa produttiva rispetto al lavaggio chimico [III] Difficoltà di reperire ditte per progetti a scala aziendale [III]	Limitazione nell'assorbimento di H <sub>2</sub> S a causa delle variazioni di pH [I] H <sub>2</sub> S danneggia le attrezzature [I], [III] Richiede elevati quantitativi di acqua, anche con processo di rigenerazione [I], [III] Intasamento colonne di assorbimento → < CH <sub>4</sub> nel BM e CH <sub>4</sub> in atmosfera [II], [III]	Rimozione di un unico componente nella colonna [I] Catalisi costosa [I] Riduzione dei costi contenuta per impianti di grande capacità [III] Elevati costi operativi per complessità processo, richiesta energetica per rigenerare la soluzione, costi sostituzione fluido, costi pompe [III]	Contenuto di acqua unita al solvente troppo elevato → < CH <sub>4</sub> nel BM [III]	Relativamente bassa produzione di CH <sub>4</sub> [I] Necessario inserire fase di rimozione di H <sub>2</sub> S [I], [III] Membrane possono essere costose [I] Membrane devono essere sostituite periodicamente (operazioni routinarie) [III]

FONTI DELLA TABELLA 2

[I]: MAASSEN ET AL, 2008; [II] PERSSON, 2003; [III] MCDONALD E MEZEI, 2007

TABELLA 3 – COMPARAZIONE TRA TIPOLOGIE DI IMPIANTI DI UPGRADING IN BASE AI COSTI DI INVESTIMENTO E ANNUI [URBAN ET AL., 2009]

	Adsorbimento a pressione oscillante (PSA) <i>CarboTech</i>			Lavaggio ad acqua sotto pressione (PWS) <i>Malmberg</i>			Lavaggio chimico (MEA, DEA, DMEA) <i>MT-Energie</i>		
	500	1.000	2.000	250	500	1.000	250	500	1.000
Capacità dell'impianto (Nm <sup>3</sup> biogas grezzo /h)	500	1.000	2.000	250	500	1.000	250	500	1.000
Costi di investimento (€)	1.407.500	1.840.800	2.925.000	1.145.000	1.323.500	1.699.000	847.400	1.057.400	1.556.100
Costi annui <sup>A</sup> (€/a)	336.100	539.100	982.400	229.300	326.500	523.100	206.900	332.900	570.500

<sup>A</sup> COSTI ANNUI = COSTI OPERATIVI ANNUI + COSTI DEL PERSONALE ANNUI + COSTI DI MANUTENZIONE E RIPARAZIONE ANNUI + COSTO DEL CAPITALE ANNUALIZZATO

Occorre notare che i dati riportati in TABELLA 3 appaiono sostanzialmente confermati da un'altra analisi che considera i costi in generale (cioè non per singola specifica tecnologia) per un impianto di *upgrading* in base alla taglia dimensionale. Secondo tale analisi per un impianto di *upgrading* avente capacità pari a 250 Nm<sup>3</sup> di biogas grezzo trattato/h i costi di investimento sono compresi tra 500.000 e 800.000 €, mentre i costi operativi sono compresi tra 13 e 17 €/MWh. Per un impianto di *upgrading* avente capacità pari a 1.000 Nm<sup>3</sup> di biogas grezzo trattato/h i costi di investimento sono compresi tra 1.200.000 e 1.500.000 € ed i costi operativi sono compresi tra 7 e 13 €/MWh. [BEIL E HOFFSTEDE, 2009].

Nella TABELLA 4 sono comparati i diversi costi, espressi in €<sub>cent</sub>/kWh di gas a potere calorifico standard, per il processo di *upgrading* da parte delle diverse ditte produttrici e fornitrici di tale tecnologia.

## 5. Impianti per l'erogazione di metano per autotrazione

Gli impianti per l'erogazione di metano per autotrazione possono essere alimentati da condotta ovvero alimentati da carro bombo-

laio. Queste due tipologie sono caratterizzate da diversi **elementi costitutivi essenziali**, che, nel caso degli impianti distributori alimentati da condotta, sono costituiti da: cabina di riduzione della pressione e di misura del gas, locale compressori, locale contenente recipienti di accumulo, uno o più apparecchi di distribuzione automatici per il rifornimento degli autoveicoli, box per i carri bombolai per l'alimentazione di emergenza nel caso di temporanea interruzione del flusso del gas, cabina per la trasformazione dell'energia elettrica, locali destinati a servizi accessori (ufficio del gestore, locale vendita, magazzini, servizi igienici, impianto di lavaggio, officine senza utilizzo di fiamme libere, posto di ristoro, abitazione del gestore, ecc.).

Una schematizzazione relativa agli elementi costitutivi degli impianti distributori alimentati da condotta può essere la seguente: condotta di adduzione del carburante ⇒ misuratore di metano ⇒ compressore ⇒ polmonazione ⇒ erogatore. In particolare, un ruolo fondamentale è giocato dal compressore e dagli erogatori ponderali.<sup>4</sup>

Gli impianti distributori alimentati da condotta si distinguono a loro volta in distributori pubblici, consistenti nelle normali stazioni di servizio stradali (dedicati, se erogano solo metano, ovvero impianti policarburante), e distributori

TABELLA 4 – COSTI DI INVESTIMENTO E OPERATIVI PER IMPIANTI DI UPGRADING IN BASE ALLE CAPACITÀ DELL'IMPIANTO (NM<sup>3</sup> BIOGAS GREZZO/H). [URBAN ET AL., 2009]

Costi specifici delle tecnologie di <i>upgrading</i> (€ <sub>cent</sub> /kWh – Gas a potere calorifico standardizzato <sup>A</sup> )	Capacità dell'impianto (Nm <sup>3</sup> biogas grezzo /h)				
	250	500	1.000	1.500	2.000
Adsorbimento a pressione oscillante (PSA) <i>CarboTech</i>	°2,26	1,64	1,31	°1,24	1,20
Adsorbimento a pressione oscillante (PSA) <i>Cirmac</i>	ND	1,65	ND	ND	ND
Lavaggio ad acqua sotto pressione (PWS) <i>Malmberg</i>	2,19	1,56	1,25	°1,23	°1,18
Lavaggio ad acqua sotto pressione (PWS) <i>Flotech</i>	2,52	1,79	1,55	ND	ND
Lavaggio chimico (MEA, DEA, DMEA) <i>Cirmac LP Coaab</i>	ND	1,72	ND	ND	ND
Lavaggio chimico (MEA, DEA, DMEA) <i>MT-Energie</i>	1,96	1,58	1,35	°1,27	°1,23

<sup>A</sup> *Indice di Wobbe* L-gas in rete = 37,8÷46,8 MJ/Nm<sup>3</sup>

*Indice di Wobbe* H-gas in rete = 46,1÷56,5 MJ/Nm<sup>3</sup> (Germania).<sup>3</sup>

° Stima degli Autori [Urban et al., 2009]

ND Dato non disponibile (nessuna informazione)

<sup>3</sup> L'**indice di Wobbe (WI)** è il rapporto tra il potere calorifico superiore (o potere calorifico inferiore) del gas e la radice quadrata della densità del gas rispetto all'aria. È una misura del calore che viene prodotto da un gas quando viene bruciato a pressione costante di fornitura. Il calore prodotto è quindi direttamente proporzionale all'indice di Wobbe (e all'area dell'orifizio da cui esce il gas). Il WI è importante per determinare l'intercambiabilità di gas provenienti da diverse fonti negli usi finali. [FONDAZIONE ENI ENRICO MATTEI, 2010; ISTITUTO NAZIONALE DI FISICA NUCLEARE – SEZIONE DI PADOVA, 2003].

<sup>4</sup> Al pubblico il metano viene venduto a kg. Si noti che 1 kg di metano corrisponde a 0,71 m<sup>3</sup>. Questa conversione si basa sul valore della massa volumica o densità assoluta di 1 m<sup>3</sup> di CH<sub>4</sub>, che risulta pari a **0,68 kg/m<sup>3</sup>** alle condizioni di temperatura di 15°C e alla pressione di 1 atm (corrispondente a 101.325 Pa ovvero 101,325 kPa), ovvero pari a **0,720 kg/Nm<sup>3</sup>** alle condizioni standard (T = 25°C, p = 1 atm). [AIR LIQUIDE, 2010; ASCOPIAVE, 2004].

interni, riservati alle flotte di mezzi di trasporto pubblico o aziendale. Questa seconda tipologia può essere utilmente suddivisa in funzione del numero di mezzi alimentati: <10 veicoli; 10÷20 veicoli; 50÷100 veicoli. [CONSORZIO NGV SYSTEM ITALIA, 2006; AMICO, BELLOMIA, 2005].

**Gli elementi da considerare per la valutazione di un investimento** per un distributore di metano alimentato da condotta sono: costo terreno, demolizioni e sistemazioni dello stesso; impianto di rifornimento vero e proprio, comprendente le apparecchiature di misura, di compressione e distribuzione, con le opere edili relative alla loro installazione, che costituiscono la "zona tecnologica"; allacciamento alla rete dei gasdotti; cabina elettrica di alimentazione e relativi allacciamenti; opere edili esterne alla zona tecnologica (pensiline, piazzali, raccordi stradali, ecc.) e allacciamenti ad altri pubblici servizi (acqua, ecc.). In base a dati relativi all'anno 2006, le dimensioni minime economicamente vantaggiose sono >1.000.000 m<sup>3</sup> di erogato annuo per una stazione monocarburante e >500.000 m<sup>3</sup> di erogato annuo per un distributore pubblico tipo a policarburante. Tale valore si ridurrebbe a 150.000÷200.000 m<sup>3</sup> per un piccolo ("mini-mo") distributore interno per flotte. Sempre in base a tali dati, i valori medi stimati di costo per gli impianti della *zona tecnologica* di un distributore pubblico tipo sarebbero pari a 350.000÷400.000 € (stazione monocarburante) ovvero 250.000÷350.000 € (stazione policarburante), riducendosi a 80.000÷120.000 € per un piccolo distributore interno per flotte. Il costo di allacciamento alla rete elettrica risulterebbe essere pari a 50.000÷75.000 € per un distributore pubblico tipo (sia mono, sia policarburante), mentre si ridurrebbe a 15.000 € per un piccolo distributore interno per flotte caratterizzato da un collegamento elettrico di bassa potenza senza cabina di trasformazione. Oltre a questi dati, deve essere considerato il fatto che per la soluzione "distributore pubblico tipo", l'impianto monocarburante è suscettibile di rilevanti extra-costi dovuti a opere edili rispetto all'impianto policarburante, stimabili nell'ordine di 250.000÷300.000 €.

Qualora si vogliano **determinare i costi di esercizio**, un elemento da considerare è la pressione di fornitura dal metanodotto, la quale influenza il costo di compressione. Maggiore è la pressione del metanodotto, minori sono i costi di compressione. Per una condotta a bassa pressione (3÷5 bar) i costi operativi sono sti-

mabili in 0,02÷0,03 €/m<sup>3</sup>, costi che si riducono a 0,02 €/m<sup>3</sup> per una condotta a media pressione (20 bar), sino a raggiungere un valore ≤0,015 €/m<sup>3</sup> per una condotta ad alta pressione (40 bar), quest'ultima corrispondendo al metanodotto SNAM Rete Gas ad alta pressione. Per quanto riguarda i costi di manutenzione stazione, questi sono pari a: 3.000÷8.000 €/anno. [CONSORZIO NGV SYSTEM ITALIA, 2006].

La realizzazione di una stazione di rifornimento di metano per autotrazione può essere quindi suddivisa nelle seguenti fasi e adempimenti richiesti (considerando comunque che le stazioni di piccole dimensioni consentono semplificazioni rispetto al seguente iter):

- 1) **pianificazione / fattibilità**, consistente nell'individuazione dell'area (verifica PRG, alimentazione gas, alimentazione elettrica, normative di sicurezza), nell'elaborazione dello schema di progetto, nell'analisi dei costi e della redditività dell'investimento, nell'analisi dell'impatto ambientale, nella conduzione dei necessari rapporti istituzionali con gli Enti autorizzatori preposti;
- 2) **progettazione definitiva**, consistente nella progettazione esecutiva e specifiche tecniche, nella redazione del capitolato di gara, nella consulenza per la gara d'appalto, nell'organizzazione del finanziamento;
- 3) **realizzazione / direzione lavori / collaudi**. [CONSORZIO NGV SYSTEM ITALIA, 2006].

Per gli impianti di erogazione di metano per autotrazione, la **normativa fondamentale** di riferimento è il Decreto Ministeriale 24 maggio 2002 relativo alle norme di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione stradale di gas naturale per autotrazione, ripubblicata il 28 giugno 2002 in G.U. n. 161 dell'11 luglio 2002. Di particolare importanza, è la norma relativa alle distanze di rispetto che i distributori di metano mono e poli-carburante devono osservare in base al predetto decreto ministeriale: tra altre distanze, il locale compressione ed il serbatoio di stoccaggio devono essere posizionati ad almeno 20 m da eventuali capannoni industriali e ad almeno 15 m da linee elettriche. Gli apparecchi erogatori devono essere posizionati ad almeno 8 m da eventuali altri distributori (benzina, diesel, GPL, ecc.) nel caso di impianti policarburante, ad almeno 7,5 m dalla cabina elettrica e ad almeno 10 m da serbatoi GPL e di carburanti liquidi. [AMICO, BELLOMIA, 2005; CONSORZIO NGV SYSTEM ITALIA, 2006].

I permessi e le pratiche necessarie per la realizzazione dell'impianto consistono in: l'attestazione del Comune di idoneità dell'area, il parere preventivo al progetto da parte dei Vigili del Fuoco, l'autorizzazione alla vendita di carburanti da parte del Comune, la concessione edilizia, le autorizzazioni da parte dell'I.S.P.E.S.L. riguardanti le valvole di sicurezza e i recipienti in pressione, l'autorizzazione rilasciata dalla locale ASL in merito alla verifica delle installazioni elettriche in luoghi pericolosi, il collaudo dell'impianto (effettuato congiuntamente da parte di Comune, Vigili del Fuoco, ASL e U.T.I.F.) ed infine il certificato di prevenzione incendi rilasciato dai Vigili del Fuoco. [CONSORZIO NGV SYSTEM ITALIA, 2006].

## 6. Le normative italiane nel settore biometano

L'Italia si caratterizza per l'assenza, a livello nazionale, di una specifica politica (e relative norme di incentivazione) inerente il settore del BM. Tuttavia è necessario ricordare che attualmente<sup>5</sup> è in discussione una specifica norma di incentivazione del BM, contenuta nello «*Schema di D.Lgs. recante attuazione della direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE*».

In attesa dell'emanazione di tale D.Lgs., che potrebbe dare a livello nazionale un impulso fondamentale al settore BM, vanno ricordate che attualmente vi sono singole iniziative tendenti all'incentivazione del settore a livello regionale (Regione Lombardia e Regione Piemonte), provinciale (provincia Autonoma di Trento) e comunale (Torino, Bergamo). La Regione Lombardia in particolare ha da un lato assecondato la notevole crescita degli impianti di biogas presenti in Regione, dall'altro ha sostenuto lo sviluppo del settore collegato agli autoveicoli a gas naturale, in termini di numero di stazioni di distribuzione, numero di autoveicoli a gas naturale venduti e quantità di gas naturale venduto. La Regione Lombardia ha inoltre stabilito nel 2009 un Comitato Tecnico

tra Regione e SNAM Rete Gas per giungere ad assicurare condizioni praticabili per l'immissione di BM nella rete del gas. [SI VEDA IN PARTICOLARE: BONETTI, 2009].

Ritornando alla situazione nazionale, è importante osservare che, durante il triennio 2008-2010, la politica e normativa italiana è stata così fortemente incentrata sull'incentivazione dell'energia elettrica (EE), da rendere di fatto la scelta del BM una opzione non praticabile. La scelta di produrre BM risulta a gennaio 2011 non economicamente conveniente a fronte della possibilità di immettere in rete EE prodotta direttamente *in loco* tramite cogenerazione, remunerata ad un valore pari a 28 €<sub>cent</sub> per kWh di EE immessa (tariffa onnicomprensiva). Allo scopo di paragonare tale valore di incentivazione a strumenti analoghi adottati a livello di altri Paesi UE, si veda in particolare la TABELLA 5.

Vi è un elemento fondamentale per cui il BM può comunque costituire anche ora (in attesa dell'emanazione del predetto D.Lgs. di recepimento della direttiva 2009/28/CE) un tema di interesse ed un potenziale settore di investimento da parte di imprenditori agricoli che producono già biogas avviato in cogenerazione sul posto. Si tratterebbe di una scelta complementare per coloro i quali hanno già un impianto di produzione di biogas dotato di cogeneratore dalla potenza elettrica installata di ~1 MW<sub>e</sub>. Per tali imprenditori agricoli non risulterebbe conveniente, alla luce delle normative attualmente in vigore, effettuare ulteriori investimenti per incrementare il livello di potenza elettrica nominale installata presso la propria azienda. Superando il valore soglia di 1 MW<sub>e</sub>, infatti, uscirebbero dal sistema della Tariffa Onnicomprensiva (TO) per aderire al sistema dei Certificati Verdi, sistema che comporta un livello di incentivazione assai minore rispetto alla precedente TO. [TABELLA 5]. Per tali imprenditori agricoli potrebbe quindi essere interessante continuare a produrre con cogenerazione in loco EE da immettere in rete sino a giungere ad una produzione pari a ~1 MW<sub>e</sub> per usufruire della TO. L'eventuale surplus di biogas potrebbe essere avviato a trattamento di purificazione e *upgrading* per ottenere un ulteriore guadagno dalla vendita del BM prodotto.

<sup>5</sup> Gennaio-febbraio 2011.

TABELLA 5 – ESEMPI DI “FEED-IN TARIFFS” IN UE – VALORI ESPRESSI IN €CENT/KWH [MODIFICATA DA AE-BIOM, 2009]

	Germania	Austria	Italia	Francia	Spagna	Paesi Bassi
Fanghi di depurazione	6,16÷7,11 <sup>A</sup>	5,93	18	7,5	10,75÷15,89	7,9
Discarica	6,16÷9,00 <sup>A</sup>	4,03	18	7,5	10,75÷15,89	7,9
Agricoltura 100 kW	11,67÷30,67 <sup>B</sup>	16,93	22÷28 <sup>D</sup>	9 <sup>E</sup>	10,75÷15,89	7,9
Agricoltura 500 kW	9,46÷25,46 <sup>B</sup>	13,98	22÷28 <sup>D</sup>		10,75÷15,89	7,9
Agricoltura 1.000 kW	8,51÷17,51 <sup>B</sup>	12,38	22÷28 <sup>D</sup>	7,5 <sup>E</sup>	10,75÷15,89	7,9
Condizioni	EE generata da biogas prelevato dalla rete gas può essere incentivata solo se deriva da CHP	Efficienza dell'impianto almeno pari al 60% (CHP)	Gli impianti <1MWe possono scegliere tra la <i>feed-in tariff</i> ed il sistema dei Certificati Verdi (CV)	Dimensioni degli impianti <12 MWe. Tariffe maggiori per i territori di oltre-mare	Il principale combustibile è biofuel o biogas da DA di rifiuti agricoli o zootecnici, rifiuti industriali biodegradabili e fanghi di depurazione o biogas da discarica	Se i contributi da erogare eccedono i fondi disponibili, i contributi sono dati seguendo l'ordine cronologico di presentazione delle domande
Durata (anni)	20	10 (+2) <sup>C</sup>	15	15	15	12

<sup>A</sup> POSSIBILE BONUS TECNOLOGIA PARI A 1÷2 €CENT/KWH

<sup>B</sup> DIPENDENTE DA POSSIBILI BONUS ADDIZIONALI, QUALI: CO-DIGESTIONE, USO DI REFLUI ZOOTECNICI, USO DI COLTURE ENERGETICHE DEDICATE, EFFICIENZA, QUALITÀ DELL'ARIA, ECC. (EEG-2008).

<sup>C</sup> FEED-IN TRAIFF RIDOTTA PER L'11<sup>ESIMO</sup> ED IL 12<sup>ESIMO</sup> ANNO

<sup>D</sup> IN FUNZIONE DEL TIPO DI SUBSTRATO UTILIZZATO PER OTTENERE ENERGIA

<sup>E</sup> DA SOMMARE A BONUS ADDIZIONALI

## 7. Stalla Sociale di Monastier (TV)

La Stalla Sociale di Monastier (TV) è un'azienda che al 1 aprile 2010 contava 21 soci ed in cui viene praticato l'allevamento di vitelloni da ingrasso. I soci, oltre all'attività di allevamento, conducono e lavorano terreni. Per quanto riguarda l'attività di allevamento propriamente detta, essa annovera un totale di 2.100 posti stalla: 1.100 presso la sede, ove è collocato l'impianto di produzione di biogas e 1.000 fuori sede, dislocati in 6 centri distinti. La permanenza media in stalla è pari a 7,5 mesi. Il numero di capi allevati nell'anno è pertanto ~3.500 capi/a. Le razze allevate sono *Charolais* (85%), i cui capi sono allevati su lettiera con conseguente produzione di letame (reflui zootecnici con elevato contenuto in solidi totali, ST e quindi, di fatto, palabili) [FOTO 1] e *Limousin* (15%), animali allevati su grigliato con conseguente produzione di liquame (reflui zootecnici con minore contenuto in ST e quindi, di fatto, movimentabili tramite pompe e tubazioni senza eccessive difficoltà).

La Cooperativa gestisce direttamente sia i terreni conferiti dai soci, sia i terreni in affitto, sia terreni con altre forme di conduzione. Il totale dei terreni lavorati ammonta a ~450 ha.

I materiali avviati a DA sono tutti prodotti all'interno o nel contesto dell'azienda stessa: letame, liquame e silomais.

L'impianto di biogas ivi presente, è stato realizzato dalla Ditta MT-Energie Italia, progettista Prof. Pierluigi Navarotto. [FOTO 2]. La potenza elettrica installata sviluppata dal CHP è pari a 999 kWh. Il CHP che utilizza il biogas prodotto dalla DA è il modello JMS 416GS-B.L della ditta GE-Jenbacher. Il costo dell'intera opera è stato pari a 4 M € (IVA esclusa), finanziato dal B.C.C.

FOTO 1 – STRUTTURA DI STABILAZIONE SU PAGLIA, STALLA SOC. DI MONASTIER (TV)



di Monastier e del Sile. A valle della fase di DA esiste un separatore S/L che separa la frazione solida da quella liquida del digestato.

FOTO 2 – IMPIANTO DI DA, STALLA SOC. DI MONASTIER (TV)



Nel costo complessivo dell'impianto sono quindi inclusi: n°2 capannoni 20 x 40 m per lo stoccaggio della frazione palabile del digestato, n°1 bacino prefabbricato 20 x 40 x 5 m per lo stoccaggio della frazione liquida (per un V complessivo lordo pari a 4.000 m<sup>3</sup>), n°2 silos a platea 80 x 20 x 4 m per lo stoccaggio della biomassa vegetale.

L'impianto di DA è un tipico impianto verticale, a miscelazione completa, di forma cilindrica e strutturato in due fasi successive e distinte, operante in mesofilia (40÷42°C). È strutturato in due linee indipendenti ma comunicanti per quanto riguarda il biogas prodotto e il materiale all'interno dei digestori. Ogni linea è costituita da n°1 impianto di alimentazione con coclee di carico (FORTIS®) [FOTO 3], n°1 digestore primario (Ø = 23 m, V = 2.493 m<sup>3</sup>), n°1 post-digestore (Ø = 26 m, V = 3.186 m<sup>3</sup>) ed infine n°1 vasca di residui (digestato) (Ø = 28 m, V = 3.695 m<sup>3</sup>).

FOTO 3 – IMPIANTO DI ALIMENTAZIONE CON COCLEE DI CARICO (FORTIS®), STALLA SOC. DI MONASTIER (TV)



Tutte le vasche sono in c.a., cilindriche, alte 6 m, con una copertura flessibile a forma conica, costituita da un doppio telo. All'interno dei digestori e dei post-digestori, coibentati e riscaldati, sono installati dei miscelatori elettrici sommersi.

Il tempo di residenza idraulica complessiva (HRT) è di ~100 d.

L'alimentazione prevista dell'impianto è la seguente: silomais = 35 t/d, letame = 45 t/d, liquame = 13 t/d. La produzione di energia elettrica dal silo mais è pari a ~15.059 kWh<sub>el</sub>/d, corrispondenti a ~4.894 MWh<sub>el</sub>/a, assumendo un funzionamento del CHP pari a 7.800 h/a. Per quanto riguarda il letame i valori sono ~5.735 kWh<sub>el</sub>/d e ~1.864 MWh<sub>el</sub>/a, e, per il liquame, ~883 kWh<sub>el</sub>/d corrispondenti a ~287 MWh<sub>el</sub>/a. Complessivamente, quindi, si ha un produzione stimata pari a ~21.677 kWh<sub>el</sub>/d, corrispondenti a ~7.045 MWh/a.

## 8. Società Agricola Mandre s.n.c. Collalto – Susegana (TV)

La Società Agricola Mandre s.n.c. Collalto – Susegana (TV) è un'azienda in cui viene praticato l'allevamento di bufale, che alla data del sopralluogo (marzo 2010) non era ancora a regime. A regime, la nuova struttura di stabulazione (ditta Rota Guido s.r.l.) sarà destinata ad ospitare un numero di bufale equivalenti a 350 UBA. [FOTO 4].

FOTO 4 – STRUTTURA DI STABULAZIONE PER BUFALHE, SOC. AGR. MANDRE, COLLALTO – SUSEGANA (TV)



Tutti i reflui zootecnici prodotti nella stalla sono destinati ad alimentare l'impianto di DA. Questi consistono in liquame (allontanato 2 volte/d mediante raschiatori) e letame (asportato circa 1 volta/ 1 mese e ½ mediante pala meccanica che carica il materiale organico nei carri miscelatori/caricatori collegati ai digestori

primari). Attualmente non sono presenti – né sono previsti – sistemi di trattamento sui reflui zootecnici di alcun tipo, né a monte né a valle del digestore.

L'azienda è caratterizzata da un'importante disponibilità di superficie agricola, essendo proprietaria di ~500 ha immediatamente circostanti il sito di allevamento. Di questi, ~200 ha forniscono materiale vegetale di I raccolto e ~150 ha colture di II raccolto (insilato di mais, insilato di triticale, insilato di sorgo), utilizzabili nell'impianto di DA. La produzione può essere approssimativamente stimata in 50 t/ha \* anno, che, per i circa 350 ha a disposizione tra I e II raccolto, garantirebbero un'alimentazione giornaliera al digestore pari a ~50 t/d. Anche per la Società Agricola Mandre i materiali avviati a DA (letame, liquame, insilati di I e II raccolto) sono tutti prodotti all'interno dell'azienda stessa. Inoltre, le due Aziende Agricole risultano molto simili anche da un punto di vista impiantistico. L'impianto di biogas qui presente è stato realizzato dalla Ditta IES Biogas s.r.l., sussidiaria italiana della Società Tedesca Biogas Weser-ems GmbH & Co. KG. La potenza elettrica installata sviluppata dal CHP è pari a 999 kWh<sub>el</sub>. Il CHP che utilizza il biogas è prodotto dalla società AB Energy ed utilizza pertanto un motore prodotto dalla ditta GE-Jenbacher. Anche questo impianto di DA è un tipico impianto verticale, a miscelazione completa, di forma cilindrica e strutturato in due fasi successive e distinte, operante in mesofilia (40÷42°C). Tale impianto presenta la caratteristica di avere la vasca di stoccaggio del digestato, totalmente coibentata e miscelata, tanto da costituire di fatto una sorta di vasca di digestione comparabile ai digestori primari e secondari che la precedono. L'impianto di DA è quindi costitu-

FOTO 5 – ALIMENTAZIONE CON COCLEE DI CARICO, SOC. AGR. MANDRE S.N.C. COLLALTO - SUSEGANA (TV)



ito da n°2 sistemi di alimentazione con coclee di carico (ditta Triolet) [FOTO 5], n°2 digestori primari in c.a. gettato in opera ( $\varnothing = 24$  m,  $V = 2.713$  m<sup>3</sup>) [FOTO 6], n°2 post-digestori in c.a. gettato in opera ( $\varnothing = 28$  m,  $V = 3.695$  m<sup>3</sup>), n°2 vasche di residui (digestato) in c.a. gettato in opera ( $\varnothing = 28$  m,  $V = 3.695$  m<sup>3</sup>).

FOTO 6 – DIGESTORI PRIMARI IN C.A. GETTATO IN OPERA, SOC. AGR. MANDRE S.N.C. COLLALTO - LUSEGANA (TV)



Tutte le vasche sono in c.a., cilindriche, alte 6 m, con una copertura flessibile a forma conica, costituita da un doppio telo, completamente coibentate e riscaldate, e al loro interno sono installati dei miscelatori elettrici sommersi. Anche grazie alla flessibilità d'uso della vasca dei residui, il tempo di residenza idraulica complessiva (HRT) è di ~100 d.

## 9. Ipotesi di inserimento di impianto di produzione di biometano

Gli elementi comuni esistenti tra i due contesti aziendali precedentemente descritti possono essere ricondotti essenzialmente alla capacità di autoproduzione aziendale di tutti substrati avviati a DA ed alla caratteristica flessibilità impiantistica che sembra garantire la possibilità di una variabilità maggiore nel tipo di "alimentazione" a cui sottoporre i digestori. In ragione di tali elementi comuni, è stata avanzata un'ipotesi di inserimento di impianto di produzione di BM analoga nelle due realtà aziendali.

## 9.1 Produzione di biogas “in surplus”<sup>6</sup>

La produzione di biogas “in surplus” è un elemento chiave nell’ipotesi di inserimento di un impianto per la purificazione e l’*upgrading* del BM in un contesto aziendale nel quale risulta già presente un impianto di DA per la produzione di biogas. In base a questa ipotesi, l’obiettivo dell’investimento da parte dell’imprenditore risulta primariamente la quota di biogas da inviare all’impianto di cogenerazione (CHP) e convertire in energia elettrica (EE) da immettere in rete. L’attuale livello dell’incentivo (28 €<sub>cent</sub>/kWh) rende di fatto l’opzione biogas→CHP→EE l’opzione centrale. La scelta di produrre BM diventa quindi del tutto complementare rispetto all’attività principale. L’autoproduzione delle matrici organiche avviate a DA e la flessibilità impiantistica, sono le caratteristiche che permettono di ipotizzare una produzione di biogas “in surplus”.

Nel caso della **Stalla Sociale di Monastier**, la ditta fornitrice e costruttrice dell’impianto di biogas, rispetto alle caratteristiche costruttive dell’impianto medesimo, considera la possibilità di una produzione di circa 250 m<sup>3</sup>/h in surplus di biogas grezzo (53% di CH<sub>4</sub>). Tale quantitativo orario – 250 m<sup>3</sup>/h – equivale alla produzione oraria di biogas grezzo che serve per alimentare un motore di circa 450 ÷ 500 kW<sub>el</sub>, ipotizzando un rendimento elettrico del CHP ( $\eta_{CHP}$ ) pari al 39% e considerando il potere calorifico del metano pari a 9,97 kWh/Nm<sup>3</sup> (si veda anche la Nota 1).

Nel caso della **Società Agricola Mandre**, il dato di partenza era contrario, cioè relativo ad una “eccedenza” di biogas espressa in kW<sub>e</sub>. Il valore in questione (~400 kW<sub>e</sub>) può essere considerato, per semplicità nelle ipotesi assunte (soprattutto in relazione ai dati economici relativi all’impianto di purificazione e *upgrading*) pari a 500 kW<sub>e</sub>. In questo caso, considerando un impianto di purificazione e *upgrading* che giunga a produrre BM con un contenuto in CH<sub>4</sub> pari a ~99%<sup>7</sup>, la capacità produttiva di tale impianto è pari a 130 Nm<sup>3</sup> di BM/h, ovvero 130 Nm<sup>3</sup>

CH<sub>4</sub>/h, che corrispondono ad una capacità oraria di lavoro pari a ~245 Nm<sup>3</sup> di biogas grezzo (sempre per un biogas con 53% di CH<sub>4</sub>).

**In entrambi i contesti aziendali**, si può ipotizzare di ricavare ~245 Nm<sup>3</sup> di biogas grezzo/h in surplus dalla matrice a più elevato contenuto energetico, cioè dall’insilato di mais. La quantità di silomais necessaria per raggiungere tale valore produttivo di biogas grezzo, sarà allora pari a **27,6 ÷ 28,2 t/d di tal quale (TQ)**.<sup>8</sup>

Ora, stimando una produzione pari a 50 t/ha\*anno<sup>9</sup>, si ha che la superficie interessata alla coltivazione per la produzione di mais da insilato da avviare a DA affinché siano disponibili ulteriori 245÷250 Nm<sup>3</sup> di biogas grezzo/h sarà pari a 201÷206 ha.

Pertanto come prima conclusione, saranno necessari ~200 ha in più per ipotizzare l’inserimento di un impianto di purificazione e *upgrading* in grado di trattare ~250 m<sup>3</sup>/h di biogas grezzo.

## 9.2 Impianto di produzione di biometano

Nello scenario ipotizzato dal presente studio di fattibilità, il trattamento di *upgrading* adottato è riconducibile ad un impianto che opera mediante **lavaggio chimico MEA/DMEA** (v. nota 7 e TABELLA 1). La scelta di una tale tipologia di impianto, di capacità pari a 250 Nm<sup>3</sup> biogas grezzo trattato /h, rappresenta un’opzione del tutto plausibile dal punto di vista di scelta impiantistica, tenendo conto che, per tale soglia dimensionale, i valori riportati in bibliografia indicano nel lavaggio chimico MEA/DMEA l’impianto di minor costo, in termini di €<sub>cent</sub>/kWh gas prodotto (v. TABELLA 1 e TABELLA 4).

Come precedentemente considerato, nell’ipotesi che CH<sub>4</sub> biogas grezzo = 53%, in base alla produzione di biogas in surplus precedentemente stimata (245÷250 Nm<sup>3</sup> di biogas grezzo/h), è possibile affermare che la **quantità di BM producibile è pari a ~130 ÷ 132 Nm<sup>3</sup> BM/h**.

In base al valore di massa volumica o densità assoluta di 1 m<sup>3</sup> di CH<sub>4</sub>, pari a 0,720 kg/Nm<sup>3</sup>

<sup>6</sup> I calcoli alla base dei valori riportati nel presente paragrafo sono stati condotti sulla base dei parametri e dei valori contenuti nei seguenti studi ed analisi: AIEL, 2007; CRPA, 2008; FNR, 2009; NAVAROTTO, 2010; PETERSSON, WELLINGER, 2009.

<sup>7</sup> Questo valore corrisponde al BM prodotto dall’impianto che opera mediante lavaggio chimico MEA/DMEA (v. TABELLA 1).

<sup>8</sup> Tale valore è stato ottenuto ipotizzando un contenuto in Solidi Totali (ST) pari al 35% del TQ fresco di silo mais, un contenuto in solidi volatili pari al 95%, dei ST, una produzione di biogas pari a 640 Nm<sup>3</sup>/t SV ed infine una percentuale di CH<sub>4</sub> contenuta nel biogas prodotto da tale matrice organica pari al 52%.

<sup>9</sup> Produzione stimata e comunicata per il contesto agronomico relativo alla Società Agricola Mandre s.n.c. Collalto – Susegana (TV). L’ipotesi assunta nel calcolo della superficie necessaria per la produzione di biogas “in surplus” non tiene conto della possibilità di doppio raccolto. Pertanto la superficie necessaria (~200 ha) potrà essere ridotta ricorrendo a colture coltivabili nei periodi in cui il suolo non sia occupato dal silomais. Per tale motivo è possibile ricorrere ad una tipica rotazione per la produzione di colture energetiche da destinare a DA, costituita ad es. da silomais ed un cereale autunno-vernino (es. triticale da destinare anch’esso ad insilamento).

alle condizioni standard (25°C, p = 1 atm ovvero 101,325 kPa) e tenendo conto dell'elevato grado di purezza del BM prodotto dal lavaggio chimico in termini di contenuto di CH<sub>4</sub>, tale valore può essere espresso anche come **93,6 ÷ 95 kg CH<sub>4</sub>/h**.

Annualmente, la produzione in BM risulta essere pari a **1.138.800 ÷ 1.156.320 Nm<sup>3</sup> BM/a**, ovvero, esprimendo la quantità prodotta in kg/a, **819.936 ÷ 832.200 kg CH<sub>4</sub>/a**.

Ipotizzando comunque un numero delle ore lavorate dall'impianto di purificazione e *upgrading* pari a 7.800÷8.000 (pari a 325 d/a, analoga durata di funzionamento del CHP), si ha che la quantità di BM annualmente producibile risulta essere pari a **1.014.000 ÷ 1.029.600 Nm<sup>3</sup> BM/a**, ovvero, esprimendo la quantità prodotta in kg/a, **730.080 ÷ 741.000 kg CH<sub>4</sub>/a**.

Il **costo di investimento complessivo** di un impianto di BM di tipo MEA/DMEA (Lavaggio chimico) di capacità pari a 250 Nm<sup>3</sup> biogas grezzo trattato per ora proposto dalla ditta MT-Energie è pari a **1.446.413,00 € (IVA esclusa)**.<sup>10</sup> Occorre sottolineare che tali costi di investimento risultano di gran lunga superiori ai valori riportati nelle analisi bibliografiche. Infatti, confrontando il valore riportato in TABELLA 3 (847.400 €) con il valore proposto dalla ditta MT-Energie, appare che per l'impianto di purificazione e *upgrading* avente una capacità operativa oraria pari a 250 Nm<sup>3</sup> di biogas grezzo trattato si ha un incremento di costo pari a ~70%.

Il **costo operativo annuo** di un impianto di BM di tipo MEA/DMEA (Lavaggio chimico) di capacità pari a 250 Nm<sup>3</sup> biogas grezzo trattato per ora proposto dalla ditta MT-Energie è pari a **297.881 €**.<sup>11</sup> Anche tali costi operativi risultano superiori ai valori riportati nelle analisi bibliografiche. Infatti il valore riportato in TABELLA 3

per un impianto di *upgrading* avente una capacità operativa oraria pari a 250 Nm<sup>3</sup> di biogas grezzo trattato è pari a 206.900 €, il che si traduce in un incremento dei costi operativi pari a ~44% tra dati bibliografici e offerte reali.

Per quanto riguarda l'ingombro dell'impianto, la superficie necessaria per l'impianto di purificazione e *upgrading* è ~600 m<sup>2</sup>. Dalla planimetria del terreno rispetto all'impianto esistente ed in base agli specifici sopralluoghi effettuati sia presso la Stalla Sociale di Monastier (TV), sia presso la Società Agricola Mandre s.n.c. Collalto – Susegana (TV), si è evidenziato che in entrambi i casi vi sarebbe sufficiente spazio per la posa dell'impianto di purificazione e *upgrading*.

### 9.3 Impianto di distribuzione di carburante

Il **costo complessivo** di un impianto di rifornimento di CNG per autotrazione, dotato di compressore, modello CUBOGAS S150 A/HT della ditta *DRESSER Wayne Pignone*, avente una portata massima di gas prelevabile dall'impianto di biogas nell'arco delle 24 ore a regime fino a 2.400 Stm<sup>3</sup>/turno<sup>12</sup> (sufficiente per prelevare 130÷135 Nm<sup>3</sup> BM ottenuti dalla purificazione e *upgrading* di 250 Nm<sup>3</sup> biogas grezzo trattato per ora) è pari a: **600.000 € (IVA esclusa)**.<sup>13</sup>

Le condizioni di esercizio di tale impianto di rifornimento sono le seguenti:<sup>14</sup>

- N° iniziale di veicoli da rifornire = 50 veicoli/giorno;
- N° di veicoli da rifornire a regime = 100 veicoli/giorno;
- Volume medio geometrico dei serbatoi su ciascun veicolo = 100 litri;
- Capacità media di gas contenuto/erogato per veicolo a 220 bar = 20 Stm<sup>3</sup>;

<sup>10</sup> Il Valore riportato nella bozza di offerta relativa ad un impianto per la raffinazione del biogas grezzo – 250 Nm<sup>3</sup>/h elaborata in data 14.04.2010 e suscettibile di ulteriori variazioni, in particolare di entità maggiore rispetto a quelle definite. [MT-ENERGIE ITALIA, 2010<sup>1</sup>; MT-ENERGIE ITALIA, 2010<sup>2</sup>].

<sup>11</sup> Valore riportato nel calcolo preliminare delle spese di esercizio relativo ad un impianto per la raffinazione del biogas grezzo – 250 Nm<sup>3</sup>/h elaborato in data 29.08.2009 e suscettibile di ulteriori variazioni, in particolare di entità maggiore rispetto a quelle definite. [MT-ENERGIE ITALIA, 2009]. Tale valore include anche i costi di esercizio imputabili alle spese complessive per l'energia elettrica (28.600 €/a) e per l'energia termica (9.900 €), che, soprattutto per quest'ultima, devono essere ridotte alla luce della presenza nel sito del CHP operante con il biogas primariamente destinato proprio alla cogenerazione.

<sup>12</sup> Lo **Standard metro cubo (Stm<sup>3</sup>)** è un'unità di misura del volume dei gas alla temperatura di 15°C alla pressione di 1 atmosfera (corrispondente a 101.325 Pa ovvero 101,325 KPa, ovvero 1,01325 bar).

<sup>13</sup> Valore riportato nella proposta di fornitura per stazione di rifornimento di gas naturale (CNG) per autotrazione, elaborata in data 15.04.2010 e suscettibile di ulteriori variazioni. [DRESSER WAYNE PIGNONE, 2010<sup>1</sup>; DRESSER WAYNE PIGNONE, 2010<sup>2</sup>]. Tale valore potrebbe subire aumenti considerevoli – nell'ordine dei 150.000÷200.000 € - nel caso in cui l'impianto di distribuzione di carburante osservasse turni di apertura di 5 giorni/settimana, fatto che comporterebbe l'esigenza di costruire idonee strutture atte allo stoccaggio del gas compresso, stoccaggio resosi necessario a causa della mancata operatività dell'impianto durante i week-ends. [MT-ENERGIE ITALIA, 2010<sup>2</sup>].

<sup>14</sup> È interessante osservare che con tali livelli di produzione (130÷135 Nm<sup>3</sup> BM prodotti/h, corrispondenti a ~1.000.000 Nm<sup>3</sup> BM/a), si alimentano ~600 automezzi la cui percorrenza è in media di 25.000 km/anno.

- Quantità media di gas erogato per turno di lavoro dalle ore 07:00 alle ore 19:00 nella prima fase del progetto = 1.200 Stm<sup>3</sup>/giorno;
- Quantità media di gas erogato per turno di lavoro dalle ore 07:00 alle ore 19:00 a regime = 2.000 Stm<sup>3</sup>/giorno;
- Portata massima di gas prelevabile dal sistema biogas nell'arco delle 24 ore a regime = max 2.400 Stm<sup>3</sup>/giorno;
- N° postazioni disponibili per il rifornimento = 2;
- Tempo di rifornimento per coppia di veicoli = 5 minuti;
- Tempo accessorio tra una coppia di rifornimenti e l'altra = 1 minuto;
- Pressione massima di fine rifornimento dei veicoli = 220 bar(g). [DRESSER WAYNE PIGNONE, 2010<sup>1</sup>].

#### 9.4 Struttura dei costi

Al fine di calcolare il costo della purificazione del biogas grezzo in BM si sono individuate le seguenti voci di prezzo e/o di costo: prezzo del biogas grezzo; costo di purificazione; costi di controllo e misura della qualità e immissione; costi di distribuzione.

Per quanto riguarda il **prezzo del biogas grezzo**, è preferibile assegnare un valore del biogas grezzo in termini di energia contenuta, ovvero €/kWh piuttosto che a volume (€/Nm<sup>3</sup>), dal momento che il valore del biogas acquistato è legato alla sua purezza espressa in termini di quota percentuale di CH<sub>4</sub> contenuto nella miscela.<sup>15</sup>

Sulla base delle informazioni raccolte in altre realtà europee (Germania soprattutto), il prezzo di acquisto del biogas grezzo attualmente è variabile entro **0,05 ÷ 0,065 €/kWh**, che equivale a circa **0,25 ÷ 0,35 €/Nm<sup>3</sup>** se il contenuto di metano si attesta tra il 52 e il 54%.

Riferito al BM il costo per l'acquirente oscilla **tra 0,049 ÷ 0,072 €/kWh, ovvero 0,26 ÷ 0,38 €/Nm<sup>3</sup>**. L'esistenza di una così ampia differenza tra valore inferiore e superiore è imputabile

alle voci di costo considerate che concorrono a determinare il prezzo finale. Il valore inferiore infatti non tiene in considerazione il costo del capitale (vasche e tubazioni) in quanto considerato voce di costo implicita.<sup>16</sup>

Per quanto riguarda il **costo di purificazione**, si ricorda che un impianto che opera mediante lavaggio chimico MEA/DMEA della ditta MT-Energie Italia, di capacità pari a 250 Nm<sup>3</sup> biogas grezzo trattato/h ed in grado di produrre annualmente, per 7.800 ore di funzionamento annue, una quantità di BM pari a 1.014.000 ÷ 1.029.600 Nm<sup>3</sup> BM/a, ovvero 730.080 ÷ 741.000 kg CH<sub>4</sub>/a compresso a 210 bar circa per uso autotrazione, richiede un **costo di investimento complessivo pari a 1.446.413,00 € (IVA esclusa)** ed ha **costi operativi annui pari a 297.881 €/a**. [MT-ENERGIE ITALIA, 2009; MT-ENERGIE ITALIA, 2010<sup>1</sup>; MT-ENERGIE ITALIA, 2010<sup>2</sup>].

Per quanto riguarda i **costi di controllo e misura della qualità e immissione del BM**, essi sono relativi all'ipotesi che il BM sia immesso in rete e non semplicemente in un sistema a isola che connesso direttamente l'impianto di purificazione e *upgrading* all'impianto di erogazione di metano per autotrazione (si veda la FIGURA 2). Tali costi sono quindi dovuti al fatto che, prima che il BM prodotto sia immesso nella rete di distribuzione, è necessario che con il gestore della rete si proceda a: verificare l'esistenza di un "diritto" all'allacciamento ed eventualmente suddividerne gli oneri; verificare la compatibilità della qualità e gli standard richiesti del CH<sub>4</sub>; determinare i punti di allaccio e le relative pressioni di esercizio; effettuare l'odorizzazione del gas immesso in rete; ottemperare agli obblighi di misurazione della quantità (m<sup>3</sup>) e dell'energia immessa.<sup>17</sup> In effetti deve essere ricordato che in Italia gli impianti della rete di distribuzione principali (dorsali) portano il CH<sub>4</sub> a pressioni variabili da 70 a 12 bar. Nelle aree di distribuzione secondaria il CH<sub>4</sub> è immesso a pressioni inferiori ovvero a 5 bar o inferiori. La

<sup>15</sup> Poiché per il CH<sub>4</sub> si assume P<sub>ci</sub> = 9,97 kWh/Nm<sup>3</sup> e per il biogas grezzo si considera che il contenuto in CH<sub>4</sub> sia pari al 53%, si può assumere che il P<sub>ci</sub> del biogas grezzo sia pari a **5,28 kWh/Nm<sup>3</sup>**.

<sup>16</sup> In altre parole si riafferma qui il concetto e l'ipotesi che la produzione di BM sia complementare rispetto alla produzione primaria di biogas da destinare alla cogenerazione (tariffa incentivante pari a 0,28 €/kWh immesso nella rete elettrica per unità di cogenerazione di potenza elettrica installata sino ad 1 MWe). Sarebbe tuttavia opportuno che il calcolo dei costi aggiuntivi per produrre il *surplus* di biogas necessario per la successiva produzione di BM (e quindi il prezzo del biogas grezzo da destinare a BM) tenesse in considerazione, sia i costi di produzione delle matrici organiche addizionali (es. 27,6 ÷ 28,2 t/d di silo mais), sia i costi aggiuntivi necessari per le strutture di stoccaggio (prevalentemente sili orizzontali in c.a. in opera o prefabbricati).

<sup>17</sup> L'odorizzazione, così come la misurazione della quantità (m<sup>3</sup>) e dell'energia immessa (ed eventuale aggiunta di propano), unitamente alla compressione, sono operazioni di cui tenere conto anche nel caso in cui si preveda un sistema a isola che connesso direttamente l'impianto di purificazione e *upgrading* all'impianto di erogazione di CH<sub>4</sub> per autotrazione. [FIGURA 2].

fase di immissione nella rete può comportare dei costi anche considerevoli che possono essere quantificati a fronte di situazioni concrete e definibili rispetto alla distanza e alla tipologia di rete per la data situazione.

Per quanto riguarda i costi di distribuzione, va ricordato che il costo complessivo di un impianto di rifornimento di CNG per autotrazione, dotato di compressore (modello CUBOGAS S150 A/HT della ditta *DRESSER Wayne Pignone*) ed avente una portata massima di gas prelevabile dall'impianto di biogas sufficiente per prelevare 130÷135 Nm<sup>3</sup> BM ottenuti dalla purificazione e *upgrading* di 250 Nm<sup>3</sup> biogas grezzo trattato per ora, è pari a 600.000 € (IVA esclusa).

Sulla base delle assunzioni fatte (tra cui, fondamentale, la capacità oraria dell'impianto di purificazione e *upgrading*, pari a 135 Nm<sup>3</sup> BM/h), delle variabili considerate (ore funzionamento, resa in BM, costo del substrato, ecc.) e delle elaborazioni condotte, nella seguente TABELLA 6 si riporta il range di variazione dei costi per le varie voci della catena produttiva.

Nel mercato del metano fossile, oltre il prezzo del metano si devono poi considerare le accise e le imposte dirette (aliquota IVA) riportate nella seguente TABELLA 7.

L'aliquota IVA è del 20% e si applica sulla somma derivante dal prezzo della materia prima e delle accise. Per l'utente finale si tratta di un valore compreso tra 0,11 e 0,13 €/kg.

Per quanto riguarda il prezzo del metano da autotrazione distribuito alla pompa, attualmente<sup>18</sup> esso oscilla tra 0,77 e 1,02 €/kg. I prezzi variano a seconda della compagnia distributrice, nonché della collocazione geografica rispetto agli assi viari di maggiore frequentazione.

L'attuale prezzo medio stimabile è pari a ~0,87 €/kg, valore in crescita rispetto a quello registrato circa 1 anno fa (febbraio 2010), pari a ~0,84 €/kg. In particolare negli ultimi 6 mesi si è registrato un aumento pari all'1,27% del prezzo medio del metano da autotrazione distribuito alla pompa.

## 9.5 Individuazione del possibile incentivo

In base alle assunzioni e alle considerazioni sopra accennate, i costi di produzione del BM in termini ponderali possono variare da 0,6 a 0,8 €/Nm<sup>3</sup> ovvero da 0,8 a 1,1 €/kg [TABELLA 6]. Considerando quindi un costo di produzione intermedio tra i due estremi (costo medio di produzione di 0,7 €/Nm<sup>3</sup> ovvero 0,95 €/kg), è opportuno ipotizzare il valore dell'incentivo che consentirebbe di riportare in area di convenienza la produzione di BM da un impianto di purificazione e *upgrading* di piccole dimensioni quale quello ipotizzato, senza tenere conto di nessuna forma di incentivazione pubblica, in particolare per l'impianto di distribuzione del carburante.<sup>19</sup>

Tale incentivo è stato calcolato tenendo quindi conto del costo medio di produzione (0,7 €/Nm<sup>3</sup> ovvero 0,95 €/kg), nonché del prezzo di vendita del metano e del costo di produzione del biogas grezzo. Il metano è acquistato con con-

TABELLA 6 – VOCI DI COSTO PER DIFFERENTI UNITÀ DI MISURA

VOCI DI COSTO riferite al BM	€/kWh	€/Nm <sup>3</sup>	€/kg
Acquisto "biogas grezzo"	0,049-0,072	0,26-0,38	0,364-0,532
Costo di purificazione (250 Nm <sup>3</sup> /h)	0,021-0,023	0,23-0,27	0,322-0,378
Immissione in rete + controllo qualità (*)	0,006-0,009	0,03-0,05	0,042-0,07
Costo distribuzione (stazione) (*)	0,010-0,019	0,051-0,10	0,071-0,14
<b>TOTALE</b>	<b>0,108-0,151</b>	<b>0,571-0,800</b>	<b>0,799-1,12</b>

(\*) FNR, 2006

TABELLA 7 – COMPOSIZIONE DEL COSTO: ACCISE ED ALIQUOTA IVA [FEDERMETANO, 2009]

	€/Nm <sup>3</sup>	€/kg
Gestione Fondo Bombe Metano	0,01	0,014
Accisa (in vigore da gennaio 2007)	0,00291	0,004074

<sup>18</sup> Gennaio 2011.

<sup>19</sup> Impianto ipotizzato avente una capacità oraria dell'impianto pari a 250 Nm<sup>3</sup> biogas grezzo trattato/h, ovvero 135 Nm<sup>3</sup> BM prodotto/h. È del tutto plausibile che per impianti di produzione orarie maggiori, i costi di produzione unitari siano inferiori. In relazione a possibili incentivi pubblici, è utile ricordare che la Regione Lombardia, ad esempio, per una classica stazione di rifornimento poli-carburante (compreso il CH<sub>4</sub>), costituita da compressore, pompa, polmone, erogatore, prevede finanziamenti in conto capitale fino a € 200.000.

tratti annuali da parte dei gestori delle stazioni di rifornimento. Il prezzo di riferimento del metano (98% di CH<sub>4</sub>) è riferito al m<sup>3</sup> ed oscilla attorno ai 0,25 €/Nm<sup>3</sup>. Si tratta di contratti annuali e la variabilità può essere, a detta degli operatori anche abbastanza accentuata.

Il costo di produzione del biogas grezzo oscilla tra 0,14 e 0,20 €/Nm<sup>3</sup>. È funzione del costo del substrato e dell'impianto di digestione (investimento e produttività). Mediamente, l'investimento per il sistema di produzione del biogas incide per il 55% sul costo di produzione, mentre la restante parte (45%) è a carico della generazione elettrica e sua distribuzione.

Considerando quindi un costo di produzione intermedio tra i due estremi, una prima valutazione riguardo al livello di incentivazione, è riportata nella seguente TABELLA 8.

TABELLA 8 – LIVELLO DI INCENTIVAZIONE IPOTIZZATO PER FAVORIRE L'INVESTIMENTO NEL SETTORE BM

	€/Nm <sup>3</sup>	€/kg
INCENTIVAZIONE	0,26 ÷ 0,36	0,364 ÷ 0,504
Valore intermedio	0,310	0,434

## 10. Considerazioni conclusive

- Criticità maggiori relative all'eventuale inserimento di un impianto di purificazione e *upgrading* di biogas in BM nei contesti aziendali esaminati: **elevato costo di investimento dell'impianto di purificazione e upgrading** (attenzione a includere anche il costo delle attrezzature e degli impianti solo formalmente accessori nonché delle opere di completamento) e **alti costi operativi dell'impianto di distribuzione di carburante per autoveicoli** (costi del personale da ridurre solo aumentando i costi di investimento, es. erogatori *self-service*).
- Impianti di BM **dedicati** in Paesi Europei dove il settore è in forte crescita. Impianti di BM **complementari** in Italia, stante l'alta tariffa incentivante la produzione di energia elettrica ed il vincolo relativo alla soglia dimensionale dell'impianto (<1 MW<sub>e</sub>), soprattutto in impianti di DA sovradimensionati o adottanti miglioramenti gestionali ⇒ piccoli impianti di purificazione e *upgrading* ⇒ alti costi di investimento.
- Appare di **difficile attuazione l'immissione in rete del BM**, a causa degli elevati costi di compressione, immissione e controllo in continuo della sua qualità e della mancanza – ad eccezione delle norme UNI – di specifiche normative anche tecniche che regolamentino la materia. Si ritiene più interessante rivolgersi al mercato della trazione; il BM rappresenta un biocarburante pulito (PM<sub>10</sub>, NO<sub>x</sub>), efficiente e con ottime prospettive di ampliamento del mercato delle automobili (flotte aziendali pubbliche e private).
- Proposte per il decisore pubblico:
  - Erogare contributi in conto capitale per spese di investimento dell'impianto di purificazione e *upgrading*.
  - Introdurre una *Feed-in tariff* e/o un "diritto di erogazione" per il BM immesso in rete locale dedicata (destinato a singole stazioni di distribuzione del carburante localizzate in prossimità ma anche a distanze maggiori rispetto all'impianto di produzione di biogas/BM).
  - Creare dei punti stazione di servizio dislocati anche a distanza dalla zona di produzione, per incentivare l'immissione di BM nella rete gas.
  - Normare e semplificare la fase di immissione in rete del BM ed il controllo in continuo della sua qualità, in funzione dei substrati utilizzati.
  - Rimodulare la Tariffa Onnicomprensiva, che tenga conto anche di un possibile incentivo per il BM.
  - Ridurre l'aliquota IVA applicata al metano da autotrazione, attualmente pari al 20% (attualmente le accise sul metano da autotrazione sono molto basse ed è quindi improbabile che una loro eliminazione agisca da leva incentivante).

## 11. Bibliografia

- AEBIOM – European Biomass Association, 2009. *Biogas Roadmap for Europe*, 24 pp. [Documento online].
- AIEL – Associazione Italiana Energie Agrogoferstali, 2007. *Energia elettrica e calore dal biogas*. Litocenter snc., Limena – Padova (Italy), 12 pp.
- AIR LIQUIDE, 2010. *Gas Encyclopaedia – Gas selection: Methane*. [Documento online].
- Amico A., Bellomia G., 2005. *Impianti distributori di carburanti per l'autotrazione. Combustibili liquidi e gassosi (metano e GPL)*, pp. 12÷16, 82÷93. Dario Flaccovio Editore, Palermo.
- ASCOPIAVE, 2004. *Modulo raffronto combustibili e coefficienti di conversione – caratteristiche dei combustibili*. [Documento online].
- Bala H., Harasek M., Miltner M., Hiller S., 2009. *(BIO) Gas – Inseltankstelle - Integration einer Gasaufbereitung und einer (Bio)-Gastankstelle im Inselbetrieb in eine bestehende Biogasanlage*, 88 pp. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Vienna, Austria.
- Beil M., Hoffstede U., 2009. *Overview on (bio-gas) upgrading technologies*, 34 pp. Relazione presentata alla Conferenza Internazionale "European Biomethane Fuel Conference", Göteborg/Sweden, 09 settembre 2009.
- Bekkering J., Broekhuis A.A., van Gemert W.J.T., 2010. *Optimisation of a green gas supply chain – A review*. In: *Bioresource Technology* **101** (2010), pp. 450–456.
- Bolzonella D., Pavan P., Cecchi F., 2008. *Le tecniche di Digestione Anaerobica*. In: *Biogas da rifiuti solidi urbani* (a cura di R. Vismara, F. Malpei, M. Centemero), pp. 105÷127. Dario Flaccovio Editore, Palermo.
- Bonetti A., 2009. *Measures and schemes to incentivate diffusion of clean passenger cars in Lombardy*, 25 pp. Relazione presentata alla Conferenza Internazionale "European Biomethane Fuel Conference", Göteborg/Sweden, 09 settembre 2009.
- Cassitto L., Navarotto P., 2007. *Il processo di Digestione Anaerobica in Italia: storia e prospettive*. 1° Forum Nazionale su "Biogas e Ricerca in Italia", ECOMONDO 2007, Rimini.
- Consorzio NGV System Italia. (2006). *Il sistema metano: le stazioni di rifornimento*, 18 pp. [Documento online].
- CRPA – Centro Ricerche Produzioni Animali Reggio Emilia, 2008. *Biogas: l'analisi di fattibilità tecnico-economica*. *Opuscolo CRPA n. 4/2008*, 10 pp.
- DENA – Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2010. *Biogaspartner* [Pagina WEB online].
- Dresser Wayne Pignone, 2010<sup>1</sup>. *Proposta di fornitura per stazione di rifornimento di gas naturale (CNG) per autotrazione con unità Cubogas S150 A/IHT – Con compressore 2AVTN/4, Cabinato in acciaio omologato dal Ministero dell'interno, Pressione di alimentazione nel campo 0 – 0,2 BAR(G) – Descrizione tecnica*, 26 pp.
- Dresser Wayne Pignone, 2010<sup>2</sup>. *Proposta di fornitura per stazione di rifornimento di gas naturale (CNG) per autotrazione con unità Cubogas S150 A/IHT – Con compressore 2AVTN/4, Cabinato in acciaio omologato dal Ministero dell'interno, Pressione di alimentazione nel campo 0 – 0,2 BAR(G) – Parte commerciale*, 7 pp.
- FEDERMETANO, 2009. *Comunicazione personale* (AIEL).
- FNR – Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2006. *Studie. Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz*, pp. 144-145
- FNR – Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2009. *Biogas – an introduction*. Media Cologne Kommunikationsmedien GmbH, 2ª edizione, 28 pp.
- Fondazione ENI Enrico Mattei, 2010. *Glossario – Wobbe, indice di*. [Documento online].
- Guadagni A. (a cura di), 2003. *Prontuario dell'Ingegnere*, pp. 241÷253, 260÷265, 277÷280. Editore Ulrico Hoepli, Milano.
- HAASE, 2010. *Biogas Refinement* [Documento online].
- ISET – Institut für Solare EnergieversorgungstechnikVerein an der Universität Kassel e.V., 2008. *Biogas Upgrading to Biomethane*, Hanauer Dialog 6, 204 pp.
- Istituto Nazionale di Fisica Nucleare – Sezione di Padova, 2003. *Gas compressi e criogenici: caratteristiche e loro manipolazione*, 72 pp.
- Köttner M., 2010. *Biogas in Germania – Con una tecnologia creduta di nicchia si sostituisce ormai una centrale nucleare. Nuovi sviluppi e futuro utilizzo tecnologico*, 32 pp. Relazione presentata al Convegno "6° INFO BIOGAS", Montichiari (BS), TS Energy Group.
- Lombardi L., 2007. *Trattamenti biologici anaerobici per rifiuti organici*, 49 pp. [Documento online].
- Maassen J.I.W., van Meel P.A., Shazad S., Vaessen J.M.P., Bini L. (tutor), Reijenga J.C. (coordinator), 2008. *Comparing different biogas upgrading techniques – Final report*. Eindhoven University of Technology, 56 pp.
- Malpei F., Gardoni D., 2008. *La Digestione*

- Anerobica: i principi del processo biologico e i criteri di dimensionamento. In: *Biogas da rifiuti solidi urbani* (a cura di R. Vismara, F. Malpei, M. Centemero), pp. 53÷78. Dario Flaccovio Editore, Palermo.
- McDonald N., Mezei S., 2007. *Biogas to biomethane. A proven option for on-farm energy production*, 29 pp. Relazione presentata alla Conferenza Nazionale USA "2007 Ag-STAR", 27-28 Novembre 2007, Sacramento, California.
  - Mezzadri M., 2010. *Politiche di incentivazione del biometano in alcuni Paesi dell'Unione Europea*, 60 pp. Relazione presentata al convegno "La trasformazione del biogas in biometano: aspetti tecnico economici di una potenziale applicazione presso la cooperativa Stalla Sociale Monastier", Verona, 06 Febbraio 2010.
  - Miltner M., Makaruk A., Harasek M., 2008. *Application of Gas Permeation for Biogas Upgrade – Operational Experiences of Feeding Biomethane into the Austrian Gas Grid*, 7 pp. [Documento online].
  - Miltner M., Makaruk A., Bala H., Harasek M., 2009. *Biogas Upgrading for Transportation Purposes – Operational Experiences with Austria's First Bio-CNG Fuelling Station*, *Chemical Engineering Transactions* **18-2009**, pp. 617-622.
  - MT-Energie Italia, 2009. *Calcolo preliminare delle spese d'esercizio di un impianto per la raffinazione del biogas grezzo*, 7 pp.
  - MT-Energie Italia, 2010<sup>1</sup>. *Bozza di offerta relativa ad un impianto per la raffinazione del biogas grezzo – 250 Nm<sup>3</sup>/h*, 17 pp.
  - MT-Energie Italia, 2010<sup>2</sup>. *Comunicazione personale*.
  - NachhaltigWirtschaften, 2006. *Feeding Biogas into the Austrian Natural Gas Grid*, 6 pp. Forschungsforum 2/2006, BMvit – Austrian Federal Ministry for Transport, Innovation and Technology.
  - NachhaltigWirtschaften, 2009<sup>1</sup>. *Multifunctional Energy Centres – The biogas Example*, 6 pp. Forschungsforum 1/2009, BMvit – Austrian Federal Ministry for Transport, Innovation and Technology.
  - NachhaltigWirtschaften, 2009<sup>2</sup>. *Feeding Biogas into the Grid – Demonstration Facility in Bruck an der Leitha*, 6 pp. Forschungsforum 2/2006, BMvit – Austrian Federal Ministry for Transport, Innovation and Technology.
  - Navarotto P., 2010. *L'impianto di biogas: tecnologie costruttive e biomasse*. In *BIOGAS – Come ottenere nuovo reddito per l'agricoltura* (a cura di A. Ragazzoni), pp. 17÷33. Edizioni L'informatore Agrario, Verona.
  - Persson M., 2003. *Evaluation of biogas upgrading techniques*, 4 pp. SGC - Svenskt Gastekniskt Center.
  - Petersson A., Wellinger A., 2009. *Biogas upgrading technologies - developments and innovations*. IEA-Task 37, 20 pp.
  - Richter U., 2010. *BIOMETANO. La tecnologia per la produzione di biometano*, 30 pp. Relazione presentata al Convegno "6° INFO BIOGAS", Montichiari (BS), TS Energy Group.
  - Rossi N., 2003. *Manuale del termotecnico*, pp. 318÷360. Editore Ulrico Hoepli, 2<sup>a</sup> edizione, Milano.
  - Urban W., 2007. *Biogas upgrading to pipeline quality – technology and costs*.
  - Urban W., Girod K., Lohman H., 2009. *Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007–2008*. Fraunhofer UMSICHT. 2009, 123 pp.
  - XEBEC, 2010. *Biogas Upgrading Plants – Interactive process overview-Small biogas plant*. [Documento online].

