



**GREEN
METHANE**

B.A.T. TUTTA ITALIANA



Life Cycle Cost e Methane Slip nel biogas upgrading: 2 parametri chiave nella scelta della tecnologia

M. Pastori*, W. Giacomini*, V. Paolini**, M. Segreto**, M. Torre**

*GM Green Methane

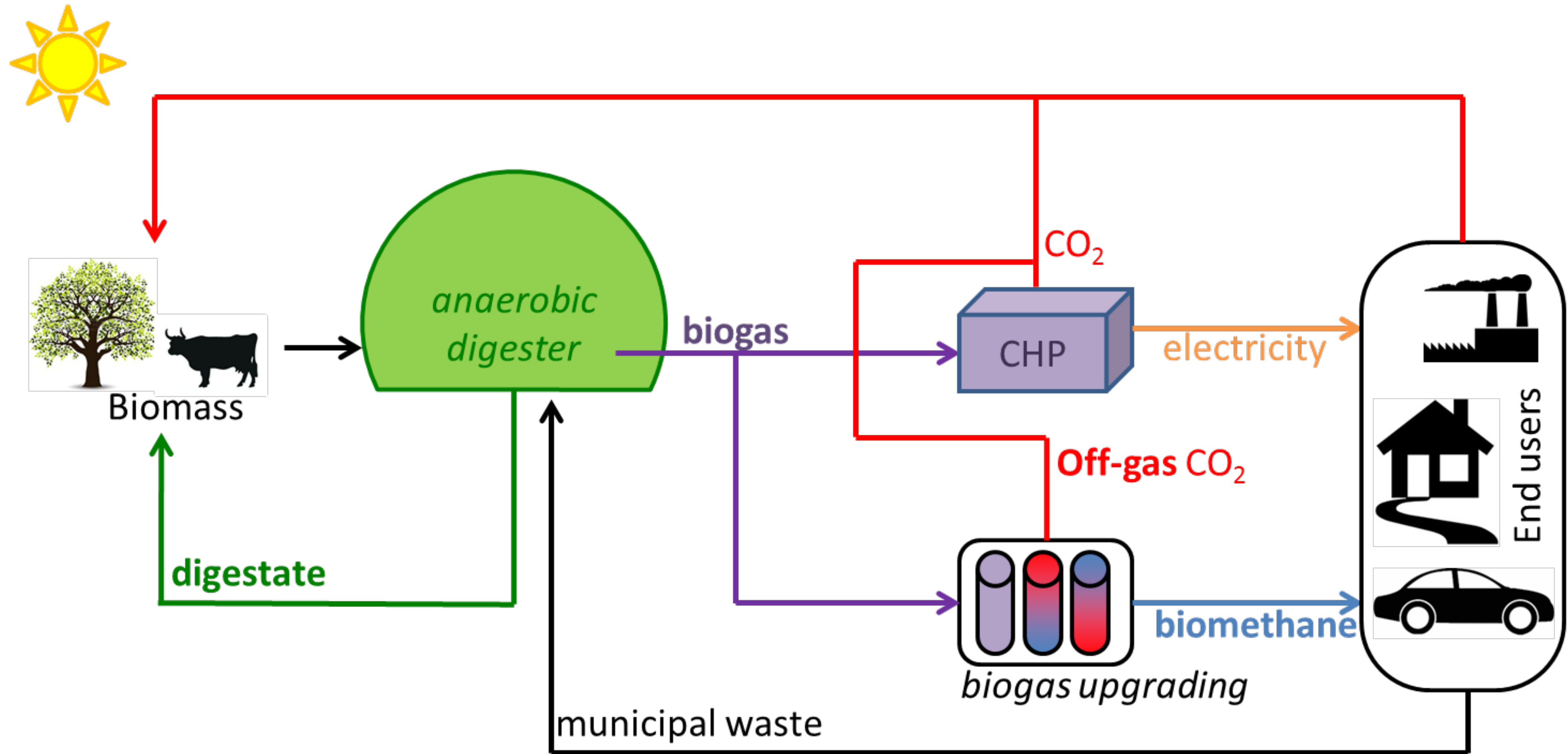
**Consiglio Nazionale delle Ricerche - Istituto sull'Inquinamento Atmosferico (CNR IIA)



XX Conferenza
Compostaggio e Digestione
Anerobica - Sessione Tecnica
ECOMONDO - 7 Novembre 2018

UNI EN ISO 9001:2015
UNI EN ISO 14001:2015
BS OHSAS 18001:2007

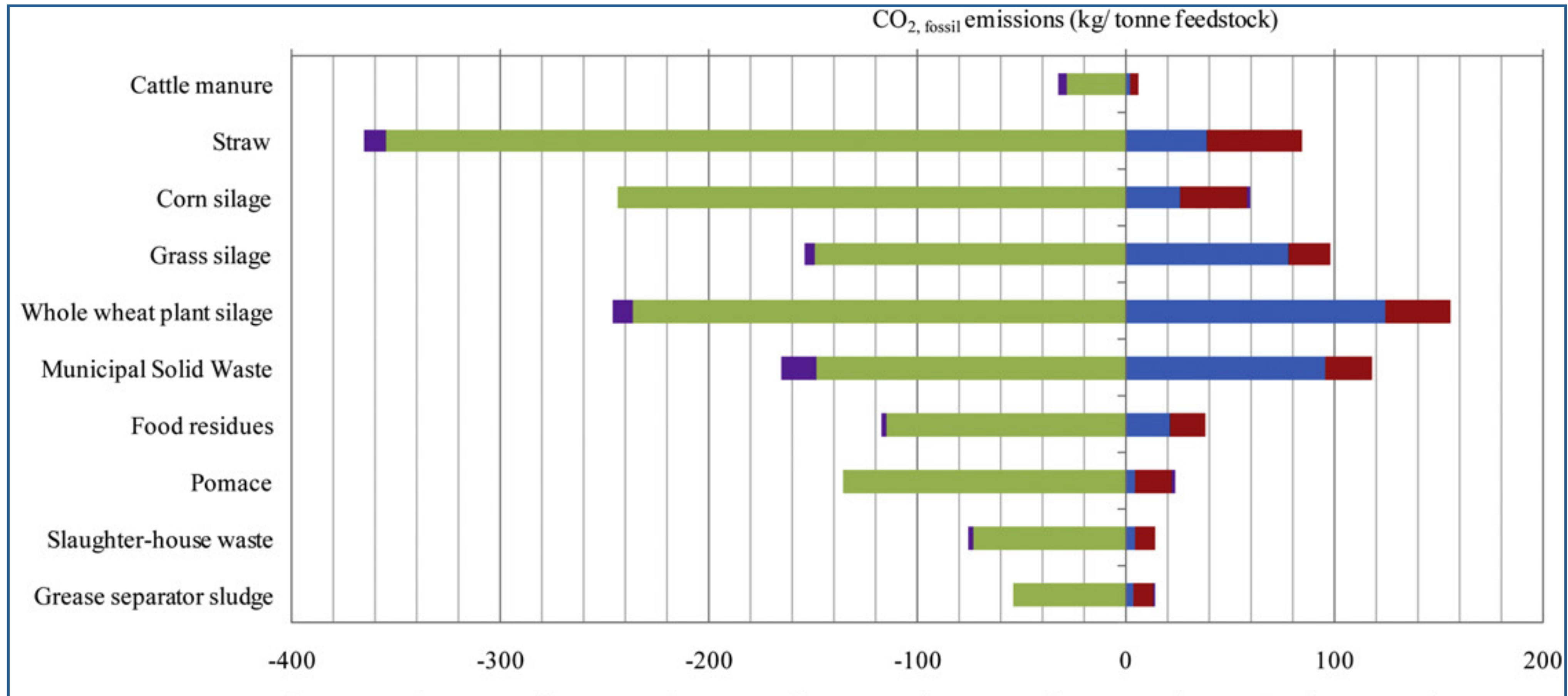
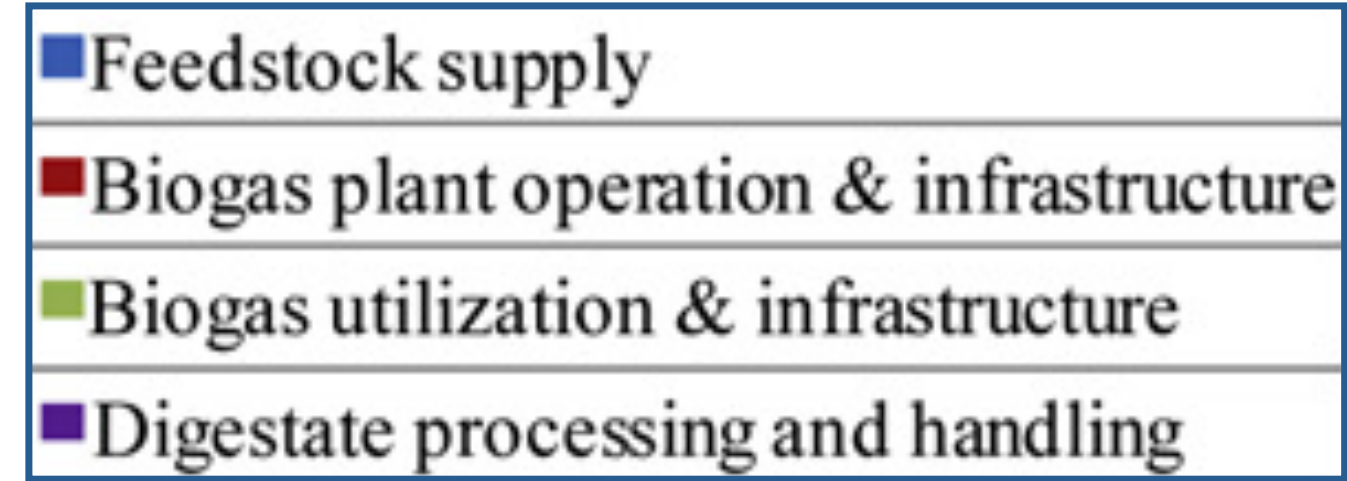




Per la qualità dell'aria **locale**, l'introduzione di veicoli a biometano in sostituzione dell'attuale parco diesel può contribuire significativamente alla riduzione delle emissioni di CO, PM, NOx e COV (*fattori di emissione* minori).

Per la mitigazione del cambiamento climatico **globale**, occorre invece ricorrere ad un approccio basato sul *life cycle assessment*.

Environmental impacts of biogas deployment
(Poeschl et al., J Clean Prod, 2012)

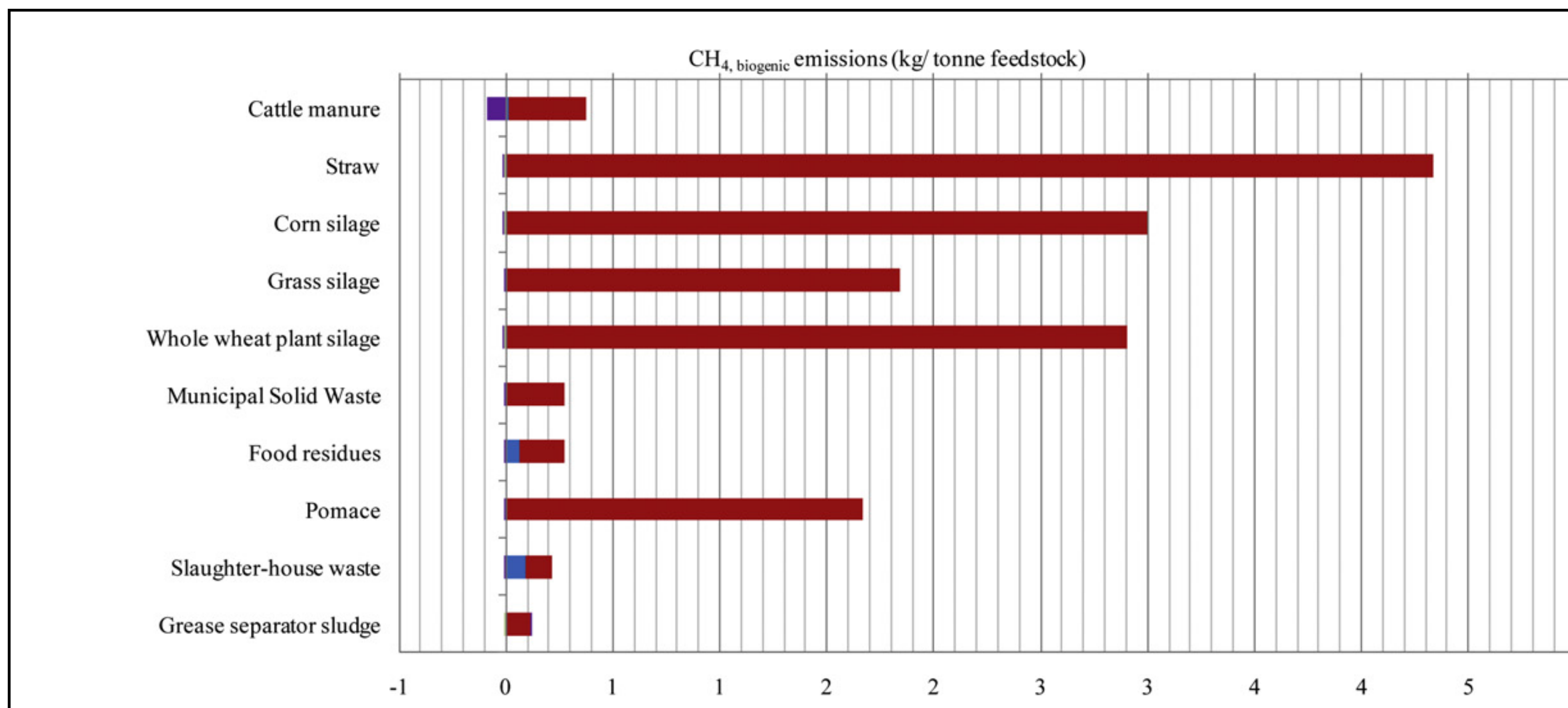


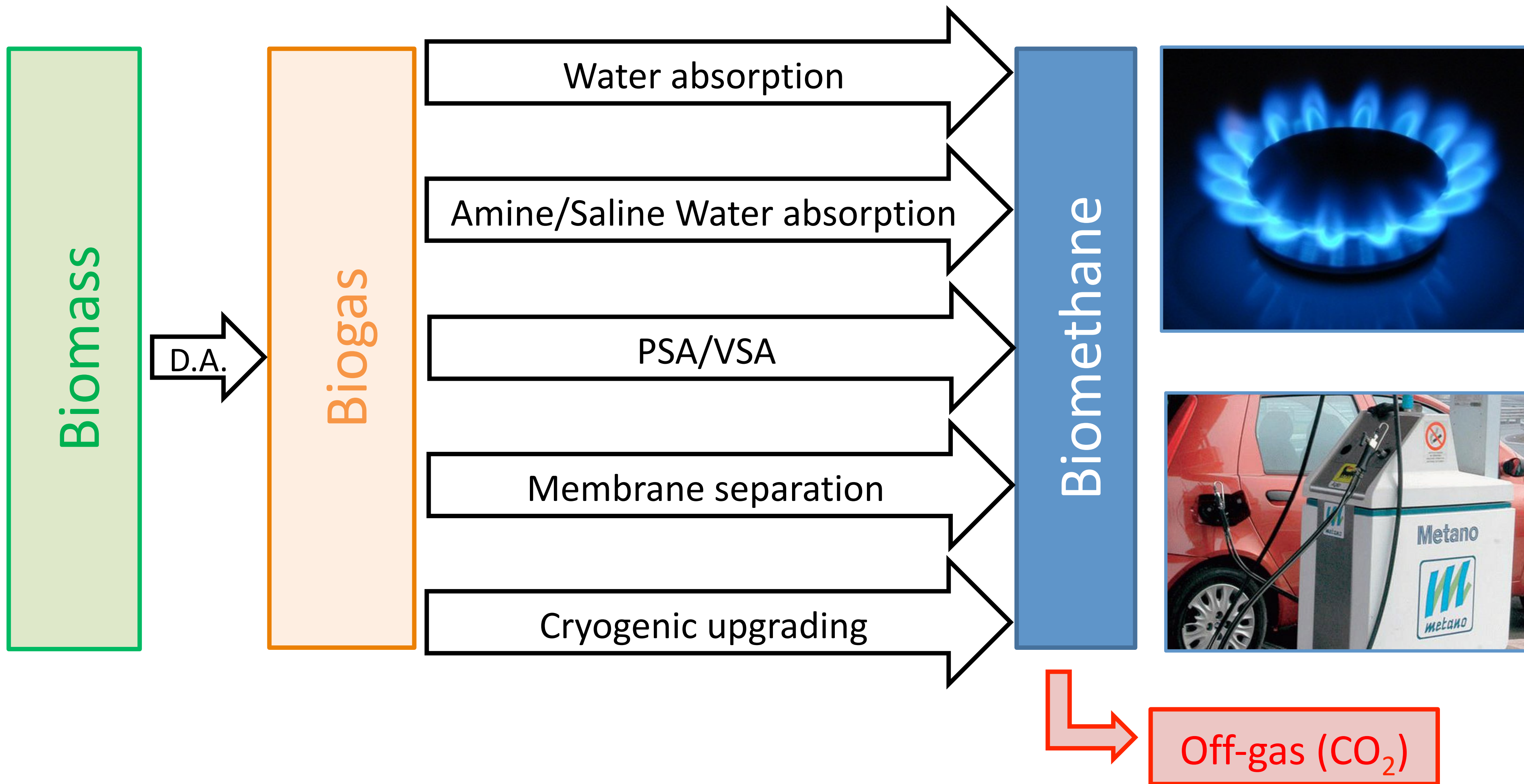
- Il metano è un gas serra 25 volte più potente dell'anidride carbonica
- Le emissioni di metano sono la seconda componente dell'effetto serra antropogenico
- Nella valutazione dell'effetto sul clima legato alla produzione del biogas, le emissioni di metano sono particolarmente critiche
- Emissioni da combustione (combustione incompleta)
- Emissioni diffuse: trasporto, stoccaggio, digestato...
- Emissioni da upgrading: off gas

Emissioni di metano

Environmental impacts of biogas deployment
(Poeschl et al., J Clean Prod, 2012)

- Feedstock supply
- Biogas plant operation & infrastructure
- Biogas utilization & infrastructure
- Digestate processing and handling





Contributo al global warming

GHG balance for one year of exercise (Task 1).

	Specific emission (tCO _{2eq} /t biogas)			
	Scenario			
	B-H	B-NH	M-G	M-T
Temporary storage of substrates	0.026	0.026	0.026	0.026
Transport of substrates to digester	0.021	0.021	0.021	0.021
Maize silage plantation	0.079	0.079	0.079	0.079
Methane losses from digester	0.109	0.109	0.109	0.109
Methane losses from combustor	0.361	0.361	—	—
Electrical energy produced	−0.649	−0.649	—	—
Electrical energy consumed for auxiliary systems (biogas plant)	—	—	0.037	0.037
Thermal energy produced	−0.224	—	—	—
Thermal energy for auto-consumption (biogas plant)	—	—	0.082	0.082
Methane losses from biomethane production process	—	—	0.283	0.283
Electrical energy consumed for biomethane production	—	—	0.063	0.145
Substitution of natural gas into the grid	—	—	0.830	—
Substitution of transport fuels	—	—	—	−1.050
Produced emissions	0.596	0.596	0.700	0.782
Avoided emissions	−0.873	−0.649	−0.830	−1.050
Balance	−0.277	−0.053	−0.130	−0.268

Ravina and Genon (2015) J Clean Prod 102:115-126

Table 2 – Breakdown of the global warming impact of biogas upgrading technologies.

Impact of components (kg CO ₂)/ Biogas upgrading process	Heat	Electricity	Reagent	Methane slip	CO ₂ storage	Biomethane obtained
BABIU	0	0.009	0.003	0.014	-0.198	-1.805
AwR	0	0.005	0.167	0.043	-0.204	-1.805
HPWS	0	0.021	7.896E-06	0.018	0	-1.805
PSA	0	0.026	0	0.065	0	-1.805
OPS	0.008463	0.030	0	0.075	0	-1.805
AS	0.029821	0.012	8.478E-04	0.002	0	-1.805
MS	0	0.035	0	0.282	0	-1.805
Cry	0	0.035	0	0.012	0	-1.805

Starr et al (2014) Biomass Bioenerg 62:8-16

Al di sopra di una soglia di methane slip, i benefici sul global warming sono annullati

- The process results no longer sustainable when methane losses reach 4%. (Beylot et al, Waste manage 2013)
- The equivalent CO₂ saving raises considerably if methane slip is limited to 0.05% (Ravina et al, J. Cleaner Product 2015)

Methane Slip: l'esempio della normativa tedesca

- Gas Grid Access Ordinance (GasNZV 2010): <0.5%
- Renewable Energy Sources Act (EEG 2012) : <0.2%

Fonte: Beil et al., Fraunhofer IWES



MARCHI INDUSTRIALE - Marano
Veneziano

- 1873** Ferruccio Marchi apre un'attività di produzione di fertilizzanti.
- 1900** Apre lo stabilimento di Marano Veneziano (foto).
- 1984** Fondata la holding Marchi Industriale SpA.
- 2010** Nasce Marchi Energia, società del gruppo dedicata alle energie rinnovabili.



GIAMMARCO VETROCOKE - Venezia

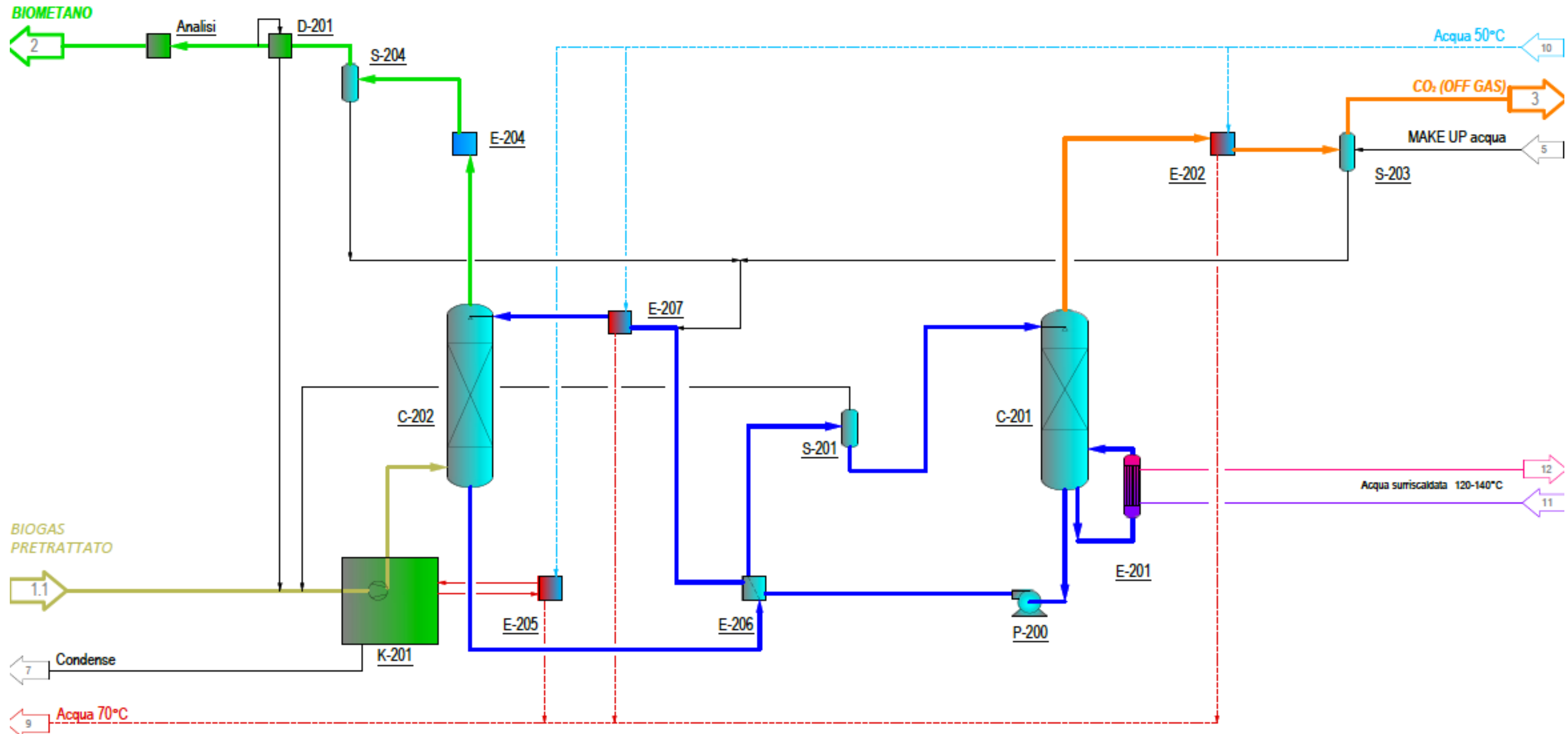
- 1950** Fondazione di Giammarco Vetrocoke. Giuseppe Giammarco brevetta un processo di assorbimento CO₂ basato su una soluzione di Carbonato di Potassio. Il processo GV trova applicazione in gas differenti per pressione, temperatura e composizione.
- 2013** GV, tra i primi 3 licenziatari di processi per l'assorbimento di CO₂ nel mondo, supera 350 applicazioni.

GM è in grado di:

Fornire impianti di **Pretrattamento** ed **Upgrading** del biogas a biometano con la formula “**chiavi in mano**”.

Gli impianti GM
ricevono il biogas grezzo
in uscita dai digestori e
restituiscono il biometano conforme al Codice di rete Snam.

Fornire un **Servizio Post Vendita** per assistere i clienti nella conduzione e manutenzione dei suddetti impianti.



GM: caratteri distintivi



GM è amica dell'ambiente

Gli impianti emettono in atmosfera meno dello 0,1% del metano presente nel biogas senza l'impiego di impianti di post trattamento.



GM è efficiente

Il metano recuperato è superiore al 99,9% del metano presente nel biogas.



GM abbatte i consumi di energia elettrica

Consumi elettrici inferiori a 0,2 kWh/Nm³ di biogas.



GM abbatte i costi di manutenzione

Tecnologia semplice, robusta e affidabile.



GM è "Green"

Nessun impiego di prodotti pericolosi e dannosi per l'ambiente.

Tecnologia consolidata

Gli impianti **GM** usano una tecnologia di upgrading del biogas in biometano, **applicata da più di 60 anni** nella rimozione della CO₂ in svariati ambiti industriali.

Più di 350 impianti nel mondo catturano la CO₂ con la tecnologia **GM**.

Qualità del biometano e delle emissioni in atmosfera

Il CNR-IIA (Istituto sull' Inquinamento Atmosferico)

nel 2017 ha condotto due campagne di campionamenti ed analisi sull'impianto GM da 200 Nm³/h di Biogas da FORSU in esercizio dal 2016 presso una multiutility del Nord Italia. Le misurazioni sono state condotte in conformità con la UNI TR 11537-2016 e la EN 16732.

I risultati ottenuti sono riportati nello studio **“Verifica delle prestazioni di un impianto per l'upgrading del biogas a biometano tramite Hot Potassium Carbonate”** (CNR II 0003441/2017)

I risultati hanno evidenziato che:



Il biometano prodotto risponde ai requisiti delle norme UNI TR 11537-2016 ed EN 16732



Il metano perso in atmosfera è inferiore allo 0,1% del metano presente nel biogas (perdite misurate 0.06%)

La tecnologia GM consente:



Maggiore resa economica
Minore impatto ambientale

Impianto Anzio

In costruzione:

Mater Biotech

Rovigo

Soc Agr Leona

Ferrara



LCCA: LIFE CYCLE COST ANALYSIS

La **LCCA** (*Life Cycle Cost Analysis*) è un **metodo di valutazione economica** dei progetti che ne misura il **Costo Globale** considerando il loro intero **Ciclo di Vita**.

Anziché limitarsi al Costo per l'Investimento Iniziale la **LCCA** considera anche tutti i costi di esercizio, manutenzione e smaltimento nell'intero ciclo di vita.

LCC: Life Cycle Cost

$$LCC = \sum_{t=0}^N \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

LCC = life cycle cost

C_t = somma dei 'costi rilevanti'

N = numero di anni del ciclo di vita

r = tasso di sconto

Ciclo di vita di impianti **Biometano** in Italia: **20 anni**.

L'orizzonte temporale su cui prendere la **decisione di investimento** per la produzione di **Biometano Avanzato** dovrebbe essere prudenzialmente di **10 anni** (certezza del valore del CIC), però...

...una volta deciso di realizzare il progetto è improbabile che l'impianto venga fermato dopo il 10° anno avendo già remunerato tutto il capitale investito....

...ed i **CIC** vi saranno fintanto che vi saranno i **biocarburanti**; può cambiare il valore ma non è prevista una scadenza.

LCC: Costi Rilevanti

I **Costi Rilevanti** ai fini della valutazione sono:

- A) Costi di Investimento
 - a. iniziale
 - b. durante il Ciclo di Vita

- B) Costi di gestione
 - a. metano perso
 - b. energia
 - c. consumabili

- C) Costi di Manutenzione

Il Costo di Investimento include le seguenti sezioni di impianto:

a) pretrattamento del biogas grezzo

b) upgrading

c) post trattamento del biometano

d) post trattamento dell'off gas

Il metano ha un **effetto serra** pari a **25 volte** quello della **CO₂**

L'off gas deve contenere quantità minime di metano.

Uno studio ha dimostrato che con **perdite di metano in atmosfera** pari al 4% del metano presente nel biogas (Methane Slip*) il beneficio ambientale derivante dalla produzione di biometano viene azzerato.

In **Germania** già dal 2012 è in vigore una normativa che impone "**Methane Slip**" \leq **0,2%**.

GM garantisce "Methane Slip" \leq 0,1%
Il Post Trattamento dell'Off Gas **NON** è necessario.

**Methane Slip: rapporto % tra quantità di "metano perso in atmosfera" e quantità di "metano contenuto nel biogas"*

Il **Metano perso**, direttamente in atmosfera o bruciato negli impianti di post trattamento dell'off gas, comporta un minor fatturato.

Gli impianti GM, così come quelli ad ammine, **garantiscono un recupero di metano presente nel biogas superiore al 99,9%.**

Valori tipici garantiti dalle altre tecnologie sono tra il 97% ed il 99%.

Dato il valore economico del biometano (ca 0,8 €/Smc) il costo del Metano perso può diventare una voce di costo rilevante.

ENERGIA ELETTRICA

È un costo rilevante per tutte le tecnologie di upgrading, dovuto principalmente alla:

- compressione del biogas in ingresso all'upgrading;
- compressione del biometano in uscita dall'upgrading.

Le tecnologie che hanno **elevati ricicli di gas** al compressore del biogas (p. es le membrane) hanno **consumi elettrici maggiori**.

ENERGIA TERMICA

La tecnologia GM e quella ad ammine necessitano di energia termica per rigenerare la soluzione; gran parte dell'energia può essere però recuperata per i fabbisogni termici del sito.

COGENERATORE IN SITO

La presenza di un cogeneratore alimentato a gas di rete può ridurre il costo dell'energia elettrica ed annullare quello dell'energia termica.

PRINCIPALI CONSUMABILI

Carboni Attivi (C.A.) per la rimozione dell'idrogeno solforato e dei Composti Organici Volatili (COV)

Altri additivi per la rimozione dell'idrogeno solforato, al fine di ridurre il consumo dei C.A.

Additivi per il trattamento della soluzione di assorbimento dell'anidride carbonica (**GM non ha bisogno di additivi e non vi è consumo di sale**).

I C.A. sono la principale voce di costo, ed in particolare quelli necessari a rimuovere i COV; le tecnologie che hanno necessità di rimuovere completamente i COV (p. es. le membrane) generano maggiori costi.

I COSTI DI MANUTENZIONE POSSONO ESSERE SUDDIVISI TRA:

Costi di manutenzione dell'impianto di upgrading

Sono molto **SIMILI** tra le varie tecnologie (compressore biogas etc)

Costi di manutenzione del mezzo di separazione

Soluzione assorbente (acqua, acqua salina, ammine)

Setacci molecolari (PSA)

Membrane

Possono essere molto **DIVERSI** tra le varie tecnologie

LCC: Impianto GM

Periodo: 20 anni Tasso di sconto: 5% Inflazione: 1%

1.000 Nmc/h BG	GM (CON cogeneratore) €	GM (SENZA cogeneratore) €
Investimento upgrading	1.700.000	1.700.000
Investimento post trattamento off-gas	0	0
Metano perso	55.000	55.000
Energia	2.780.000	4.985.000
Consumabili	875.000	875.000
Manutenzione	1.105.000	1.105.000
LCC TOTALE	6.515.000	8.720.000

Gli OPEX valgono 2,8 - 4,1 volte il CAPEX

L'attenzione va posta sui Costi di Esercizio

LCC: Impianto a Membrane

Come cambia il LCC al variare della tecnologia di upgrading?
Il calcolo può essere fatto su ciascuna tecnologia di upgrading.

Viene di seguito fatto il confronto tra le tecnologie

GM ad acqua salina

Membrana

nei 2 casi di presenza o mancanza nel sito di un cogeneratore alimentato a gas di rete.

La tecnologia a **Membrana** è attualmente quella che desta più attenzione sul mercato;
viene presentata e percepita come tecnologia “moderna”.

INPUT UTILIZZATI

Costo EE	€/Mwh	160
Costo En termica	€/Mwh	30

1.000 Nmc/h BG	U.M.	GM	MEMBRANE
Investimento solo impianto upgrading installato (U/G)	€	1.700.000	1.500.000
Investimento impianto post trattamento off-gas installato	€	0	350.000
Metano perso (Methane Slip): media 20 anni	%	0,1	1
Consumo Energia Elettrica Imp U/G (con BM reso a 12 Barg)	Kwh/Nmc BG	0,22	0,29
Consumo Energia Termica Imp U/G @ 130°C	Kwh/Nmc BG	0,42	0
Recupero Energia Termica da Imp U/G @ 80°C	Kwh/Nmc BG	0,36 x 50%(*)	0,08
Consumo Carboni Attivi per la rimozione COV	% su consumo nominale	75%	110%
Costo Manutenzione Imp U/G (Service)	€/a	80.000	80.000
Costo sostituzione mezzo di separazione: media 20 anni	€/a	2.000	50.000 (**)

(*) 0,36: recuperabile; 50%: recuperata e valorizzata

(**) caso membrane NON danneggiate da una non corretta purificazione del biogas grezzo

Periodo: 20 anni Tasso di sconto: 5% Inflazione: 1%

1.000 Nmc/h BG	GM (CON cogeneratore) €	MBR (CON cogeneratore) €
Invest upgrading	1.700.000	1.500.000
Invest post trattamento off-gas	0	350.000 (i)
Metano perso	55.000	540.000
Energia	2.780.000	3.780.000
Consumabili	875.000	1.170.000
Manutenzione	1.105.000	1.925.000
LCC TOTALE	6.515.000	9.265.000
LCC MBR - GM		+2.750.000 (ii)

(i) in alternativa occorre liquefare la CO₂, con i relativi Capex ed Opex; da considerare però che la produzione di 1 mld di Smc/a di biometano comporta una produzione di CO₂ pari a 8 volte il consumo italiano.

(ii) la differenza si amplia qualora il biogas in ingresso alle membrane non venga purificato correttamente

LCC: GM vs Membrana

Periodo: 20 anni Tasso di sconto: 5% Inflazione: 1%

1.000 Nmc/h BG	GM (SENZA cogeneratore) €	MBR (SENZA cogeneratore) €
Invest upgrading	1.700.000	1.500.000
Invest post trattamento off-gas	0	350.000 (i)
Metano perso	55.000	540.000
Energia	4.985.000	5.165.000
Consumabili	875.000	1.170.000
Manutenzione	1.105.000	1.930.000
LCC TOTALE	8.720.000	10.655.000
LCC MBR - GM		+1.935.000 (ii)

(i) in alternativa occorre liquefare la CO₂, con i relativi Capex ed Opex; da considerare però che la produzione di 1 mld di Smc/a di biometano comporta una produzione di CO₂ pari a 8 volte il consumo italiano.

(ii) la differenza si amplia qualora il biogas in ingresso alle membrane non venga purificato correttamente

Periodo: 20 anni Tasso di sconto: 5% Inflazione: 1%

1.000 Nmc/h BG	GM (CON cogeneratore) €	MBR (CON cogeneratore) €	GM (SENZA cogeneratore) €	MBR (SENZA cogeneratore) €
Costo APPARENTE	1.700.000	1.500.000	1.700.000	1.500.000
Costo VERO	6.515.000	9.265.000	8.720.000	10.655.000
LCC MBR - GM		+2.750.000 (i)		+1.935.000 (i)

(i) la differenza si amplia qualora il biogas in ingresso alle membrane non venga purificato correttamente

Il confronto fatto tra la tecnologia **GM** e quella a **Membrana** ha lo scopo di evidenziare **l'importanza del LCC quale criterio di scelta** tra le tecnologie di upgrading.

I cogeneratori hanno caratteristiche e prestazioni simili; gli impianti di upgrading sono invece molto diversi tra loro.

GM è disponibile ad un confronto con:

fornitori di impianti di upgrading - studi di ingegneria - tecnici - consulenti
per la condivisione del metodo LCC e la verifica delle assunzioni fatte.

clienti

per l'applicazione del metodo LCC ai loro casi specifici

COSTRUIAMO UN MONDO GREEN INSIEME



**GREEN
METHANE**

Maurizio Pastori

maurizio.pastori@gm-greenmethane.it

www.gm-greenmethane.it



Valerio Paolini

v.paolini@iia.cnr.it

www.iia.cnr.it



EBA
European Biogas Association



*XX Conferenza
Compostaggio e Digestione
Anerobica - Sessione Tecnica
ECOMONDO - 7 Novembre 2018*

UNI EN ISO 9001:2015
UNI EN ISO 14001:2015
BS OHSAS 18001:2007



L'impianto lavora in continuo.



Il BIOGAS viene pre-trattato (in base alla natura del biogas) per eliminare i principali composti indesiderati.



Il BIOGAS pre-trattato viene compresso a 8 bar (g).



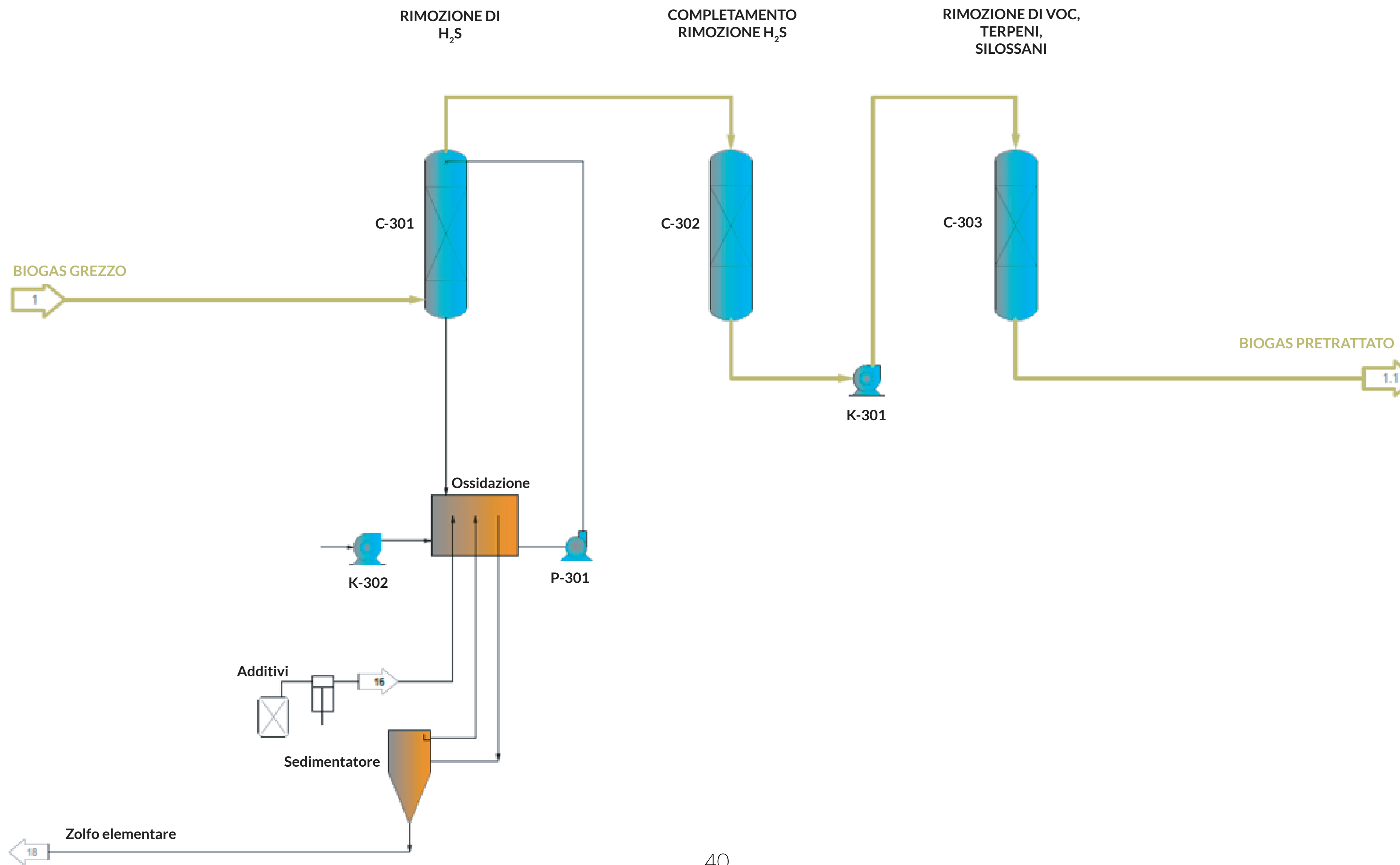
La CO_2 presente nel BIOGAS viene assorbita da una soluzione di Carbonato di Potassio (K_2CO_3) nella Colonna di Assorbimento; il Carbonato si trasforma in Bicarbonato di Potassio (KHCO_3).



La CO_2 viene poi liberata nella Colonna di Rigenerazione dove il Bicarbonato ridiventa Carbonato di Potassio.



La soluzione rigenerata di Carbonato di Potassio ritorna infine alla Colonna di Assorbimento.



H_2S : lavaggio ossidativo + carbone attivo

NH_3 : raffreddamento/condensazione + soluzione salina upgrading

HCl , HF : soluzione salina upgrading

COV^* : raffreddamento/condensazione + carbone attivo

H_2O : setacci molecolari (sul biometano)

COV^* (mercaptani, silossani, ammine, terpeni etc)

Il nostro impianto

Impianto compatto, montato su skid

Componenti selezionati

Montaggio veloce

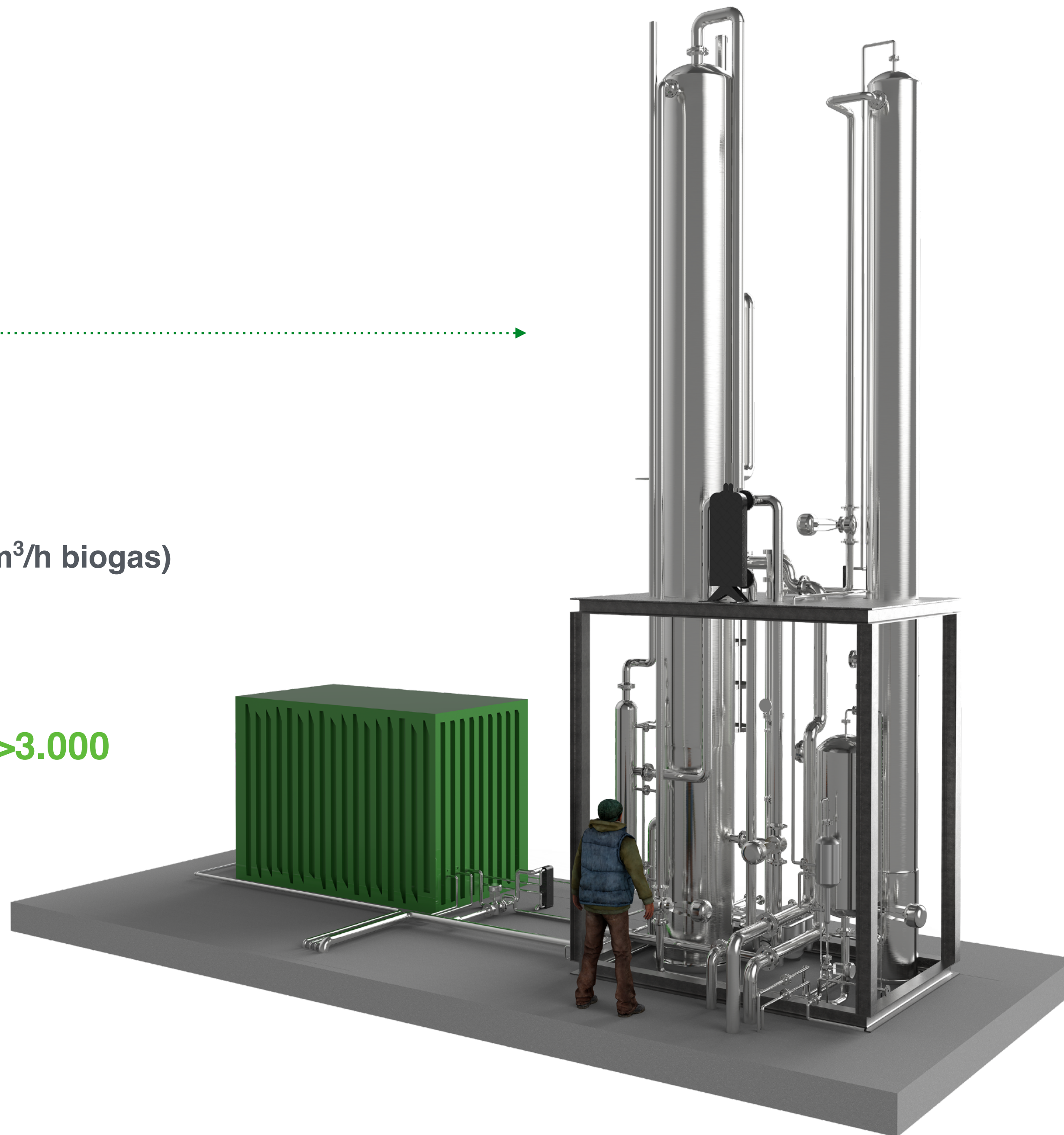
Ingombro ridotto 3 x 5 x H10 mt (skid upgrading 500 Nm³/h biogas)

Capacità nominali (Nm³/h biogas):

200 - 500 - 750 - 1.000 - 1.500 - 2.000 - 3.000 - >3.000

Capacità personalizzate: a richiesta

Elasticità: 20 - 110%



1. SALVAGUARDIA DELL'AMBIENTE

Le perdite di metano in atmosfera sono inferiori allo **0,1% del metano presente nel biogas**, il tutto senza l'impiego di impianti di post trattamento. La tecnologia GM-HPC (Hot Potassium Carbonate) è considerata una **BAT (Best Available Technique)**(*) grazie a:

- Bassi livelli emissione inquinanti.
- Bassi consumi di materie prime, prodotti, acqua ed energia.

(*)EFMA (European Fertilizer Manufactures Association) considera BAT per l'assorbimento di CO₂ solo le tecnologie HPC ed ammine

2. RECUPERO DI METANO >99,9%

Il Metano recuperato è superiore al **99,9%** del Metano presente nel Biogas grezzo.

Nessun'altra tecnologia (eccetto le ammine) raggiunge tale valore.

Il maggior fatturato che ne consegue aumenta in modo significativo la redditività dell'investimento.

3. PROCESSO ECO-COMPATIBILE NESSUN CONSUMO DI PRODOTTI CHIMICI

La soluzione di K_2CO_3 è inorganica, non è volatile e non si degrada, contrariamente alle soluzioni di lavaggio a base di ammine.

È un assorbimento in soluzione Acquosa Salina che non consuma prodotti chimici.

Riusciamo a far fare all'acqua quello che fanno le ammine.

Assorbimento ad Acqua 2.0.

4. MINIMO CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA

Il processo GM di upgrading del Biogas ha una bassa richiesta di energia elettrica:
0,2 kWh/Nm³ di Biogas con Biometano reso ai limiti di batteria a 8 bar (g).

Rispetto al processo a **Membrana a 3 stadi**:

- non c'è Biogas riciclato al compressore.

Rispetto al **Lavaggio ad Acqua**:

- non è penalizzato dalle condizioni ambientali tipiche dell'Italia
 - la circolazione di soluzione è circa un quinto
- il riciclo al compressore del metano assorbito dalla soluzione è trascurabile.

5. TECNOLOGIA COLLAUDATA

Oltre 350 impianti di rimozione CO₂ in tutto il mondo.

Un impianto di rimozione CO₂ da 200 Nmc/h di biogas da FORSU in esercizio da 2 anni in Italia.

Un impianto da 750 Nmc/h di biogas da FORSU costruito in Italia.

Un impianto da 750 Nmc/h di biogas in costruzione in Italia.

10 motivi per scegliere GM

6. IMPIANTO PICCOLO, SEMPLICE ED AFFIDABILE

Grazie all'alta efficienza di rimozione di CO₂
ed alla ridotta circolazione di soluzione,
le colonne sono molto più piccole
rispetto a quelle del lavaggio ad acqua.

10 motivi per scegliere GM

7. MIGLIORE PRODUCIBILITÀ: >99% STOP-START IN UN MINUTO

Grazie alla semplicità del processo, l'unità GM è produttiva per un tempo superiore al 99%.

L'unità GM è completamente automatizzata e può essere fermata e riavviata in maniera veloce e semplice.

8. BASSI COSTI DI MANUTENZIONE

Il processo GM di upgrading del Biogas comporta un basso costo di manutenzione, grazie alla robustezza e semplicità dell'impianto.

Non vi sono membrane da sostituire... prima o poi.

9. LA CO₂ PUÒ ESSERE TOTALMENTE RECUPERATA

La CO₂ rimossa mediante il lavaggio GM viene resa disponibile ad elevata purezza (>99,9% su base secca)

può

essere usata direttamente in fase gassosa

oppure

essere liquefatta ed utilizzata per le più svariate applicazioni.

10. MIGLIORE EFFICIENZA DI RIMOZIONE DELLA CO₂

La concentrazione tipica di CO₂ residua nel Biometano è 1%.

Viene lasciato spazio nel biometano alla presenza di gas inerti (azoto) senza pregiudicare il rispetto dell'Indice di Wobbe e del Potere Calorifico Superiore

E gli svantaggi?

GM ha bisogno di energia termica per la
rigenerazione in continuo della soluzione...

...ma...

ENERGIA TERMICA: CONSUMO E RECUPERO

Consumo (a 120-140°C): da 0,35 a 0,5 kWh/Nm³ di Biogas

Recupero (a 70-80°C): 85% del Consumo

COGENERATORE SI (*)

L'energia termica può essere prelevata dall'off gas, tipicamente sotto forma di acqua surriscaldata a 120-140°C, a costo zero.

COGENERATORE NO

L'energia termica recuperata può essere utilizzata per la digestione anaerobica, per l'essiccazione del digestato e per altre eventuali esigenze del sito, evitando la produzione "ad hoc" con caldaia.

(*) In caso di produzione di Biometano impiegato come "biocarburante" è conveniente installare un cogeneratore, alimentato con gas di rete, per il fabbisogno elettrico dell'intero sito.

CONCLUSIONE:

NESSUNO - O MODESTO - COSTO DI ENERGIA TERMICA

L'approccio GM prevede:

Raccolta di informazioni

Analisi dettagliata per la verifica di fattibilità del progetto richiesto.

Scambio di opinioni e idee con il cliente

Ricerca di soluzioni tecniche e gestionali ottimali.

Tabella riassuntiva dei nostri servizi:

Pacchetti		Consulenza tecnica e di processo H24/7	Manutenzione programmata	Manutenzione non programmata	Conduzione remota dell'impianto
Consulenza	GM - S1				
Manutenzione	GM - S2.1				
	GM - S2.2				
Conduzione	GM - S3				