

GUIDA ALLO SVILUPPO DI COOPERATIVE PER LA PRODUZIONE DI BIOGAS E BIOMETANO

PRODUCED BY



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN

Vienna University of Technology



www.thvt.at

VIENNA UNIVERSITY OF TECHNOLOGY (AUSTRIA),
Institute of Chemical Engineering
Research Division Thermal Process Engineering and Simulation

AS PART DELIVERY OF:



Promotion of bio-methane and its market development through local and regional
partnerships

A project under the Intelligent Energy – Europe programme

Contract Number: IEE/10/130
Deliverable Reference: Task 3.1.2
Delivery Date: December 2012

Indice

1. Introduzione.....	3
2. Soluzioni di upgrading mobili.....	4
3. Condotta per il biogas grezzo e upgrading centralizzato del biogas.....	11
4. Esempi di cooperative di upgrading del biogas	15

1. Introduzione

L'Upgrading del Biogas e la produzione di biometano al giorno d'oggi sono un processo di separazione di gas. Un certo numero di tecnologie per produrre biometano di qualità sufficiente per l' utilizzo come carburante per veicoli o per essere immesso nella rete del gas naturale sono già disponibili in commercio e hanno dimostrato di essere tecnicamente ed economicamente fattibili. Tuttavia, sono in corso studi per ottimizzare e sviluppare ulteriormente tali tecnologie, e per applicarle al campo dell'upgrading del biogas. Tutte le tecnologie hanno i loro vantaggi e svantaggi specifici e la scelta della soluzione più economica per un impianto AD non è sempre semplice. A tal fine sono stati sviluppati diversi strumenti nell'ambito del Progetto IEE Bio-Methane Regions. Questi strumenti comprendono il "Biogas to biomethane technology review" ed il "Biomethane calculator". Lo scopo del presente lavoro è di diffondere queste informazioni favorendo l'upgrading del biogas per la produzione del biometano.

Come quasi tutte le tecnologie, anche nell'upgrading del biogas c'è un'influenza significativa della capacità dell'impianto sui costi specifici del prodotto. Di conseguenza, i costi di produzione di un metro cubo di biometano aumentano in modo significativo per ogni tecnologia di upgrading possibile a capacità dell'impianto di $70\text{m}^3/\text{h}$ di biogas grezzo o inferiore. Quindi, un upgrading del biogas economicamente fattibile non può essere eseguito su impianti di dimensioni troppo piccole. La figura 1 mostra l'economia di scala per le diverse tecnologie di produzione di biogas ipotizzando una composizione media di biogas grezzo e upgrading per l'immissione nella rete del gas naturale. I costi per la produzione di biogas grezzo non sono stati presi in considerazione. Questi risultati sono stati ottenuti applicando il "Biomethane calculator".

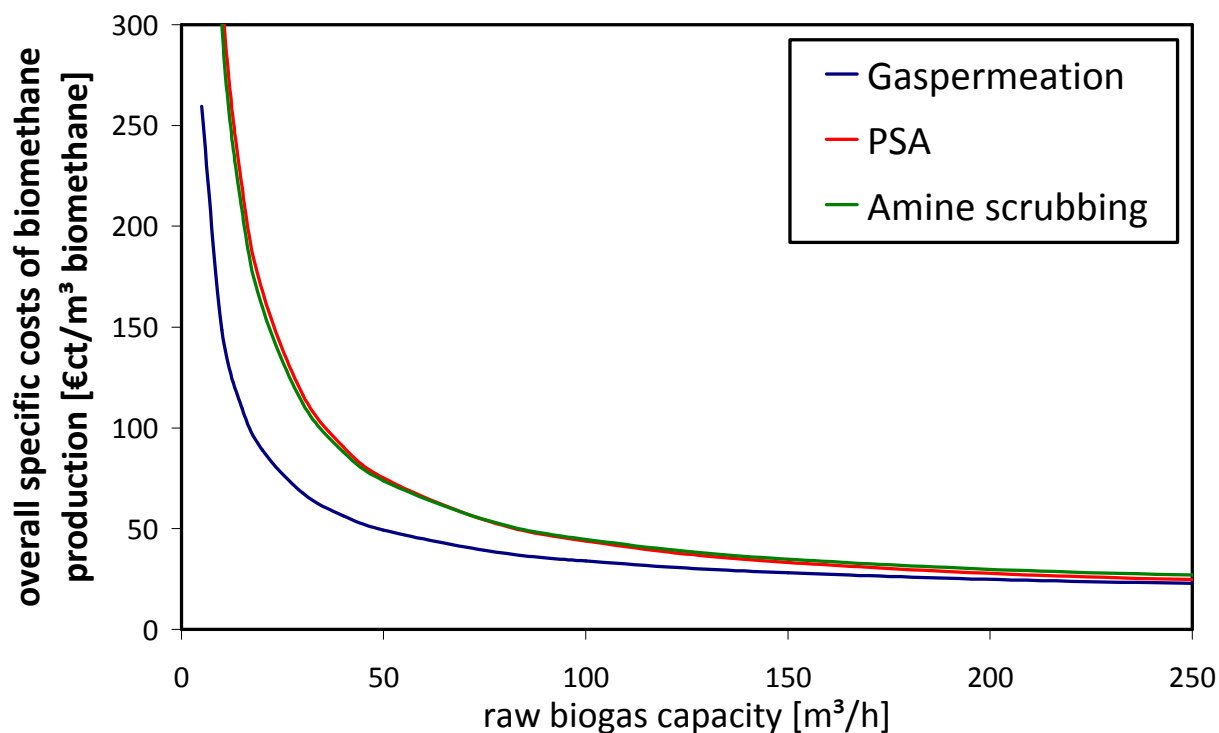


Figura 1: Economia di scala: riduzione progressiva degli specifici costi complessivi di produzione di biometano a seconda della capacità di produzione di biogas grezzo per le diverse tecnologie di produzione di upgrading del biogas.

Trascurando i numeri assoluti in questa figura, è evidente che i piccoli impianti non possono essere integrati da una unità di upgrading del biogas economicamente conveniente. Come si osserva per un gran numero di impianti di queste dimensioni o anche più piccoli, si pone la questione della possibilità di produzione di biometano in cooperativa. L'upgrading congiunto del biogas prodotto da un certo numero di impianti AD su piccola scala si avvantaggerebbe della economia di scala e offrirebbe la possibilità di scegliere tra un numero maggiore di possibili tecnologie di upgrading. Inoltre, la manutenzione e la riparazione di impianti centralizzati potrebbe essere eseguita in un modo molto più efficiente.

Vi sono diverse possibilità di implementazione del biogas in cooperativa elencati qui di seguito:

- Una unità mobile di upgrading di dimensioni più grandi trasportata da impianto a impianto gestendo una percentuale giornaliera definita. E' necessario un volume di stoccaggio sufficiente del biogas grezzo presso l'impianto AD e volume di stoccaggio mobile per il biometano. Inoltre, questa soluzione implica molta logistica.
- Una condotta di biogas grezzo che raccolga il biogas dall'impianto AD che lo trasporti ad un impianto centralizzato di upgrading. In questo caso, almeno un upgrading rudimentale deve essere effettuato in loco negli impianti AD decentrati, al fine di proteggere il gasdotto dalla corrosione, intasamenti e incrostazioni.

La terza opzione di combinare i piccoli impianti AD decentrati in un unico grande impianto centralizzato non è contemplata nel presente lavoro. La possibilità di riempire con il biogas grezzo serbatoi di stoccaggio mobili presso gli impianti AD decentrati e di consegnarli a un impianto centralizzato di upgrading è stata trascurata per ragioni economiche. Dato l'elevato contenuto di anidride carbonica nel biogas grezzo, la pressione di stoccaggio è molto limitata per evitare indesiderate condensazione di anidride carbonica. Così, i volumi necessari per il trasporto sono di gran lunga troppo grandi.

2. Soluzioni di upgrading mobili

La prima possibilità di condividere un impianto di upgrading del biogas tra un certo numero di impianti AD più piccoli è quello di costruire una unità mobile di trattamento del gas che può essere trasportata da un impianto AD ad un altro. Dopo il collegamento all'impianto, viene eseguito l'upgrading del biogas grezzo immagazzinato nell'impianto AD e non appena il contenitore del gas grezzo è svuotato, l'unità di upgrading viene trasferita al successivo impianto. AD. La figura 2 fornisce una rappresentazione schematica di una possibilità di impianto mobile di upgrading del biogas per cooperative. In questo schema, gli impianti AD decentrati hanno serbatoi di stoccaggio di biogas distinti e l'impianto di valorizzazione del biogas ruota tra tutti gli impianti AD cooperanti. Inoltre, un sistema mobile di stoccaggio del biometano fornisce la possibilità di consegnare il biometano prodotto ad un punto remoto di utilizzazione.

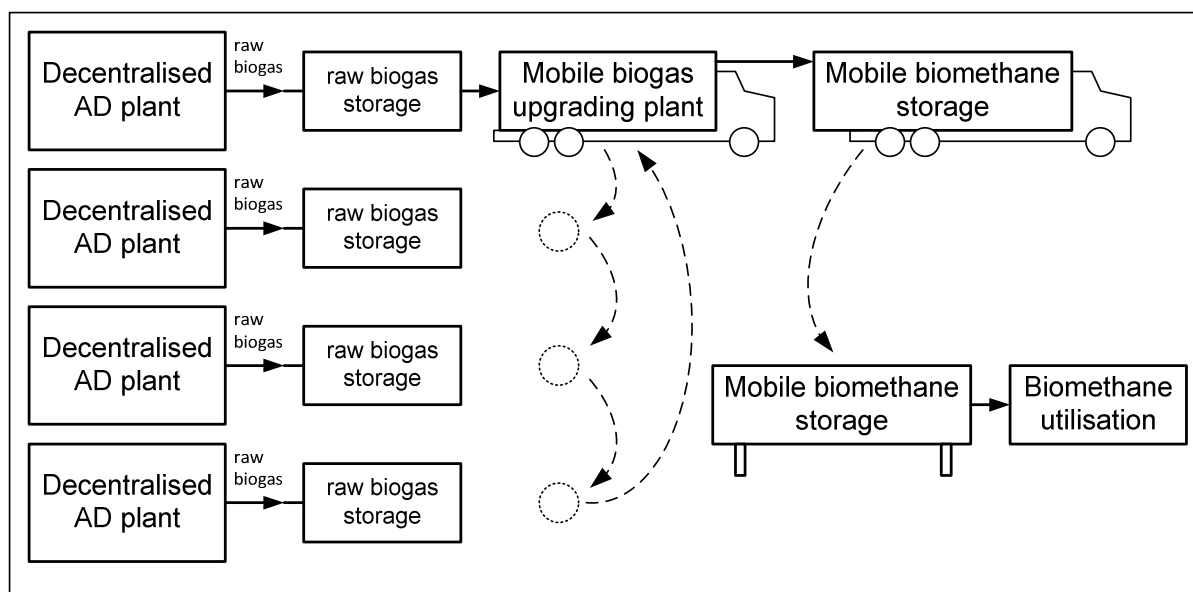


Figure 2: Una possibilità di unità mobile di upgrading per cooperative di produzione di biometano che utilizza stoccaggio mobile di biometano; Fonte: Vienna University of Technology

E' necessario individuare una tecnologia che :

- sia costruita su un contenitore autonomo mobile di basso peso, bassa complessità e struttura compatta
- possa sopportare sollecitazioni da trasporto (urti, temperatura) e ripetuto assemblaggio
- sia in grado di eseguire le operazioni di avvio e di arresto veloce, operazioni di start / stop- con alta efficienza dell'impianto anche a basse temperature di funzionamento
- abbia costo-efficacia migliore possibile, in quanto il trasporto equivale a tempi di inattività, utilizzo minore degli impianti e costi specifici più elevati
- sia in grado di far fronte alle diverse tipologie di biogas grezzo presso i diversi impianti AD per il contenuto di metano e tracce di componenti

Questi vincoli sono molto stringenti e non esistono molte tecnologie attualmente disponibili considerate adeguate per la costruzione di un impianto mobile di upgrading di biogas. Le unità di riqualificazione a scrubbing possono essere escluse a causa della complessità, la gestione dell'adsorbente e della temperatura di esercizio. Lo stesso vale per le tecnologie criogeniche o sistemi biologici / biochimici. La tecnologia più adatta per una applicazione mobile è l' upgrading di gas a membrana (gaspermeazione). Questa tecnologia di upgrading del biogas risulta essere molto conveniente (specialmente per le unità di piccole dimensioni) e resistente. Il basso livello di complessità porta a semplici operazioni di controllo e di automazione, nonché elevata robustezza e la sicurezza degli impianti. Gli autori concludono che l'unità più competitiva mobile di upgrading è la gaspermeazione.

È stato dimostrato, che è possibile costruire una unità di upgrading del biogas completa comprendente compressione, essiccazione, rimozione di zolfo finale, rimozione dell'anidride carbonica applicando la gaspermeazione e compressione ad alta pressione in un contenitore da 20 piedi standard. Uno schema di tale impianto è mostrata in Figura 3. L'impianto illustrato è stato progettato per soddisfare una capacità di $300\text{m}^3 / \text{h}$ di biogas

grezzo, che è già abbastanza grande per una applicazione mobile. Come si può vedere, la quantità maggiore di spazio è occupato dalle due fasi di compressione del gas. Il peso complessivo dell'intero impianto di upgrading è di circa 13 tonnellate. Impianti simili (anche se non mobili) sono già stati utilizzati in Austria e Germania.

20-foot standard-container (6058mm)

Horizontal projection:

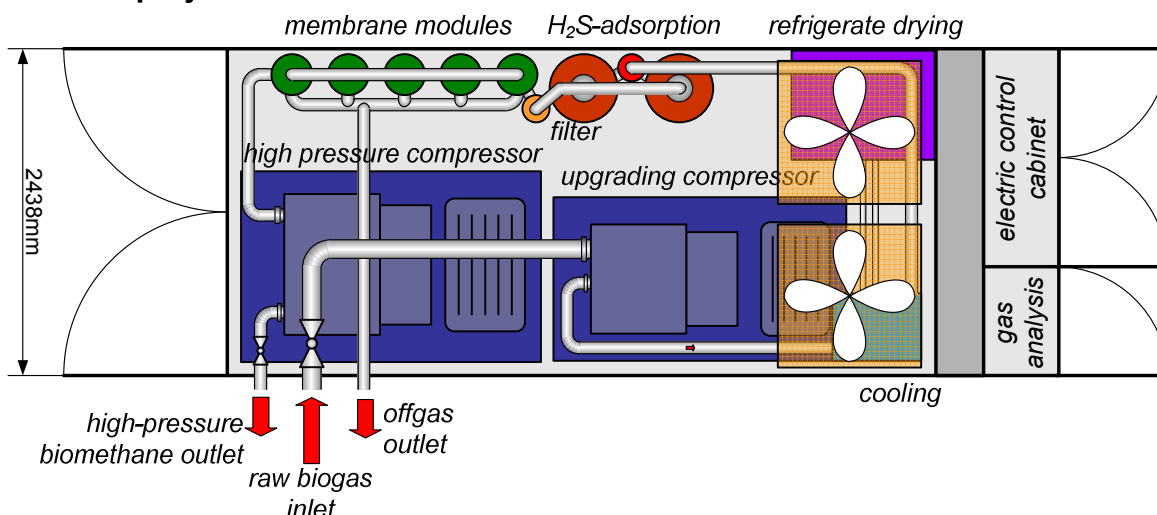


Figure 3: Schema dell'unità mobile di upgrading del biogas con capacità di 300m³/h di biogas grezzo a gaspermeazione con contenitore standard da 20-piedi; Fonte: Vienna University of Technology

Il layout dell'impianto semplificato raffigurato sopra trascura la necessità di elaborare il contenuto di metano dell'offgas. Solitamente, sono utilizzati un basso potere calorifico di combustione o un'ossidazione catalitica a seconda del recupero del metano dell'impianto di upgrading del biogas. Sembra possibile associare un tale sistema al concetto di upgrading raffigurato.



Figure 4: Sistema di stoccaggio del gas a bassa pressione: palla di stoccaggio del gas (fila in alto a sinistra); cuscino di stoccaggio (fila in alto destra); tetto a membranaper stoccaggio su

fermentatore (fila in basso a sinistras); sistema di stoccaggio a doppia membrana esterna (fila in basso a destra); Fonte: Sattler AG and Panaqua AG

Il funzionamento discontinuo di un impianto di upgrading presso un impianto AD di capacità inferiore richiede l'applicazione di un serbatoio di stoccaggio di biogas grezzo. A seconda delle dimensioni degli impianti AD cooperanti e le dimensioni dell'impianto di upgrading del biogas può essere calcolata una dimensione ottimale di questo serbatoio di stoccaggio in base alla frequenza programmata di migrazione dell'impianto. Questo serbatoio di stoccaggio può funzionare a bassa pressione o a pressione elevata per una migliore utilizzazione del volume di stoccaggio. La compressione ad alta pressione del biogas grezzo per scopi di stoccaggio è sconsigliabile in quanto l'anidride carbonica comincia a condensare a medie pressioni già in miscele di biogas grezzo. Le miscele a due fasi risultanti sono molto svantaggiose per qualsiasi forma di stoccaggio. In entrambi i casi, a bassa pressione sarà probabilmente economicamente vantaggioso rispetto ai sistemi a media pressione. Alcuni sistemi di stoccaggio di biogas grezzo disponibili sul mercato sono mostrati in Figura 4 e Figura 5. Visto che lo stoccaggio di gas a bassa pressione di biogas grezzo è molto comune ed usato anche in impianti AD di piccola scala non costituisce un problema fondamentale. Tuttavia, il volume necessario per supportare un impianto di upgrading mobile e discontinuo sarà significativamente maggiore.



Figure 5: Sistema di stoccaggio di biogas grezzo ad alta pressione: stoccaggio gas (sinistra); unità di compressione ed espansione (destra); Fonte: Panaqua AG

I costi dei sistemi di stoccaggio di biogas grezzo variano molto. Sistemi di stoccaggio a bassa pressione hanno prezzi a partire da 20 €/ m³ di stoccaggio (semplice cuscino di stoccaggio di BAUR GmbH) fino a 180 € / m³stoccaggio (palla e cuscino di stoccaggio di aziende come LIPP GmbH, MUCHE GmbH, ENTEC Biogas GmbH e AAT GmbH). Unità di stoccaggio di 500-2,000 m³ sono comuni. I sistemi di stoccaggio con membrana sul tetto nella parte superiore del fermentatore o post-digestore vano da da 25 a 55 € / m³ (BAUR GmbH). Sistemi di stoccaggio per pressioni più elevate sono in genere di dimensioni molto più grandi (50,000-250,000 m³ STP), quindi i costi di investimento assoluti sono relativamente elevati. I conseguenti costi specifici variano da 25 a 35 € / m³ STP. In sintesi, si può dimostrare che lo stoccaggio del biogas grezzo ha un'influenza significativa sulla fattibilità economica complessiva. I costi per il sistema da applicare devono essere valutati nel modo più preciso possibile, durante l'esecuzione di uno studio di fattibilità.

Inoltre, visto che il punto di utilizzazione del biometano potrebbe non essere nel punto di produzione, un serbatoio di accumulo per il biometano prodotto dovrà essere previsto. Questo serbatoio deve essere mobile e spesso verrà trasportato al sito di utilizzazione del

biometano. Questo sito potrebbe essere un punto di accesso alla rete in cui il biometano viene immesso nella rete del gas naturale o potrebbe essere una stazione di rifornimento per (bio-) veicoli. Per facilitare una logistica veloce, efficiente e semplice del biometano prodotto la costruzione del sistema di stoccaggio di gas mobile deve consentire un carico / scarico rapido. Ci sono diverse possibilità per i sistemi di trasporto di gas a serbatoio pressurizzato e molti di questi sistemi sono già disponibili in commercio. La Figura 6 dà un'idea delle possibili soluzioni che applicano il sistema di WAB per configurazioni flessibili di rimorchio. Queste costruzioni sono relativamente economiche e flessibili.



Figura 6: Sistemi di trasporto pressurizzati con sistema WAB: Fonte: Güssing Energy Technologies GmbH, Schoon Fahrzeugsysteme



Figura 7: Sistemi di trasporto pressurizzati – il sistema Galileo “virtual pipeline”; Fonte: Galileo SA

Forse uno dei sistemi più avanzati attualmente disponibili è fornito da GALILEO SA, una società ben nota nel campo dei gas, metano e carburanti. Il sistema chiamato "virtual pipeline" è stato lanciato sul mercato nel 1999 per la fornitura di gas naturale fossile in regioni remote o regioni senza rete del gas naturale. La Figura 7 mostra due immagini di questo sistema compreso il carico / scarico dei moduli. Uno di questi moduli può contenere fino a 1.500 m³ STP di gas. Il sistema Galileo potrebbe perfettamente rispondere alle esigenze di flessibilità e maneggevolezza in una più ampia rete di impianti di produzione di biometano distanti.

Un punto importante per un buon funzionamento di una unità di upgrading mobile è la logistica. Insieme ad un sistema semplice e standardizzato di stoccaggio mobile, il volume, la pressione e la frequenza di trasporto dell'impianto di upgrading e del serbatoio di stoccaggio del biometano sono cruciali. Questi parametri devono essere ottimizzati per qualsiasi nuovo progetto al fine di ottenere la massima efficienza ed economia adeguate. Visto che il tempo di trasporto giornaliero dell'impianto di upgrading e dei serbatoi di

stoccaggio sarà relativamente basso, l'outsourcing di questo compito a una società di trasporto esterna sembra essere consigliabile. Va detto che il trasporto di serbatoi di gas in pressione sulle strade deve essere compatibile con le pertinenti condizioni del quadro legislativo del paese o della regione coinvolta. In base alla normativa, tali condizioni potrebbero comportare la tipizzazione iniziale del veicolo di trasporto secondo ADR (Accordo europeo relativo al trasporto internazionale di merci pericolose su strada), controllo periodico del sistema del veicolo e rinnovo annuale secondo ADR, l'ispezione e la certificazione del serbatoio del gas e tubazioni (es. TUV), la formazione e la certificazione dei conducenti di veicoli secondo ADR.

Conclusioni: Per valutare la soluzione più competitiva di una unità mobile di upgrading del biogas è necessario conoscere la situazione locale. In particolare devono essere valutati il numero e la capacità degli impianti AD coinvolti, il loro calendario di produzione, le distanze tra essi e il sito di produzione di biometano, nonché l'utilizzo del biometano previsto. Dopo di che, è necessaria una buona valutazione tecnico-economica (per esempio mediante l'uso del "Biomethane Calculator") di possibili configurazioni di sistema al fine di individuare la più adatta. Da studi di fattibilità emerge che una tale operazione economica non è facile da realizzare.

Esempio modelli matematici: qui di seguito un breve esempio numerico di quattro impianti AD su piccola scala che formano una cooperativa per migliorare congiuntamente il biogas grezzo per la produzione di biometano. Questo caso verrà confrontato con il caso di quattro impianti di upgrading di biogas decentrati che utilizzano la stessa tecnologia di upgrading. Consideriamo la purificazione del biogas per immissione in rete (per quanto riguarda la qualità del gas), ma supponiamo che il punto di immissione in rete non è vicino al gasdotto. Così, il biometano prodotto dovrà essere compresso per il trasporto a 220bar. Questo è vero per i quattro impianti upgrading decentrate, nonché per l'impianto mobile di upgrading. In entrambi i casi, includiamo la compressione ad alta pressione nella nostra analisi, ma lasciamo fuori lo stoccaggio ad alta pressione e il trasporto del biometano come punto stesso di immissione in rete. Eventuali costi per la produzione di biogas grezzo sono stati esclusi in quanto questi non influenzano il confronto tra i due casi. Abbiamo effettuato una breve ottimizzazione del volume di stoccaggio e abbiamo creato un calendario praticabile per il lavoro da svolgere (costi del biogas grezzo volume di stoccaggio sono stati fissati a 50 € / m³). Le condizioni generali per questo esempio di modelli matematici sono riportati in Tabella 1, le dimensioni dello stoccaggio sono il primo risultato della fase di ottimizzazione che si concentra sui costi di investimento minimi.

Tabella 1: Condizioni limite per modelli matematici di upgrading di biogas in cooperativa

	Cooperative biogas upgrading initiative			
	Plant A	Plant B	Plant C	Plant D
Raw biogas capacity [m ³ /h]	50	80	30	50
Raw biogas storage duration [h]	41	38	43	41
Raw biogas storage volume [m ³]	2050	3040	1290	2050

Il biogas di questi quattro impianti con una capacità totale di 210 m³ / h sarà sottoposto ad upgrading con un impianto di upgrading medio di recupero di gaspermeation di 300 m³ / h. La pianificazione dei trasporti è studiata per realizzare un tempo di ciclo di 48 ore (ogni

impianto viene visitata una volta in 48 ore). Questo significa, due impianti al giorno. Il calendario per questo esempio insieme ai livelli di riempimento del serbatoio di biogas grezzo sono indicati in Figura 8. I costi di trasporto sono stimati nell'ordine di 2,7 € / km e la distanza media tra gli impianti di AD è impostato per essere di 50 Km con un tempo di trasporto di un'ora. Si stima abbastanza prudentemente un' ora per collegare e scollegare nel sito dell'impianto AD. Nessun lavoro è programmato durante le ore notturne.

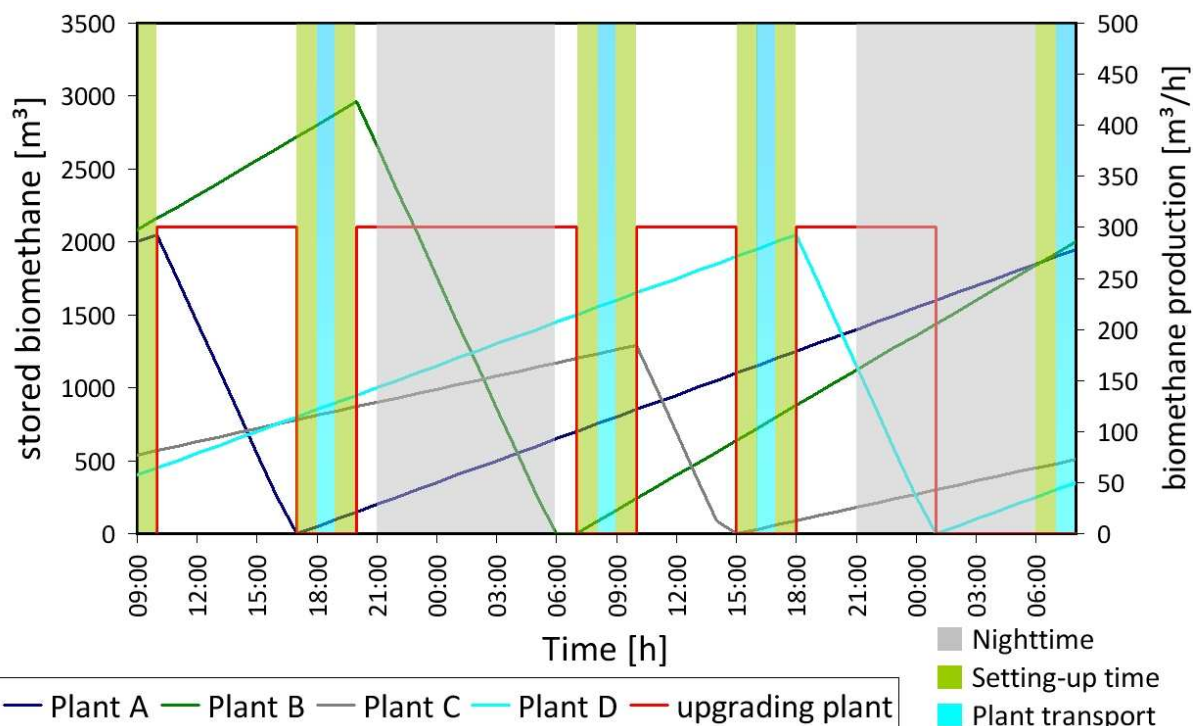


Figura 8: Orari dell'impianto di upgrading di biogas che gestisce 4 impianti AD di piccole dimensioni con stoccaggio di biogas grezzo; Fonte: Vienna University of Technology

I risultati dell'analisi economica con l'aiuto del "Biomethane Calculator" sono riassunti nella Tabella 2. I costi di investimento, costi annuali (somma dei costi di capitale per un periodo di ammortamento di 15 anni, il funzionamento degli impianti e dei trasporti all'occorrenza) e le specifiche dei costi di produzione per m³ di biometano.

Table 2: Risultati dei calcoli per upgrading di biogas in cooperative paragonati con l'upgrading decentralizzato

	Cooperative upgrading	Decentralised upgrading
Investment costs upgrading plant	1 mobile plant: 1.292.819 €	Sum of 4 plants: 2.076.574 €
Investment costs raw biogas storage	Sum of 4 plants: 421.500 €	-
Considered total investment costs	1.714.319 €	2.076.574 €
Annual costs of transportation	98.550 €/a	
Overall annual costs including capital costs, operation and transportation	496.135 €/a	522.695 €/a
Specific production costs	43,7 €ct/m ³ biomethane	59,2 €ct/m ³ biomethane

Questi risultati sembrano essere molto promettenti visto che l'upgrading in cooperativa è in grado di produrre biometano a notevoli costi specifici più bassi. I costi di investimento nonché i costi annuali sono notevolmente inferiori. Certo, rispetto ad un impianto

centralizzato AD (capacità di 210 m³ / h di biogas grezzo come somma dei 4 impianti di piccola taglia) ed un impianto di upgrading centralizzato non mobile (specifici costi di produzione di biometano di 34,8 € ct / m³), i costi sono ancora significativamente superiori. Ma il vero problema deriva dal calendario sottostante. Due trasporti dell'impianto di upgrading significa 730 trasporti all'anno, che si aggiunge a stress e usura delle parti meccaniche. Con queste premesse, il periodo di ammortamento considerato di 15 anni sembra essere poco realistico. Se consideriamo un trasporto ogni due giorni (tempo di ciclo di 96 ore), i volumi di stoccaggio del biogas grezzo richiesti aumenterebbero di un fattore di circa 2,87. Di conseguenza, l'investimento per questo deposito potrebbe saltare da 421.500 € a 1.212.000 € ed i costi di produzione specifici per upgrading in cooperativa sarebbero nel range di 67,9 € ct / m³ biometano. Così, la soluzione in cooperativa sarebbe molto meno attraente rispetto alla soluzione decentrata. Ancora una volta, va precisato che la fattibilità economica è molto difficile da raggiungere ed è necessario effettuare studi di fattibilità molto accurati in una fase iniziale del progetto.

3. Condotta per il biogas grezzo e upgrading centralizzato del biogas

La seconda possibilità di condividere un impianto di upgrading del biogas tra un certo numero di impianti AD più piccoli è quello di collegare gli impianti AD decentrati con l'impianto di upgrading decentrato utilizzando una condotta di biogas grezzo. Rispetto alla prima possibilità di un impianto di upgrading mobile, questo schema consente una selezione molto più flessibile della tecnologia di upgrading e un dimensionamento più preciso dell'impianto. Inoltre, l'applicazione di serbatoi per gas grezzo e il gas prodotto non è più necessaria. D'altra parte, visto che le condotte sono costose per distanze maggiori rispetto al trasporto su strada, questa soluzione è inefficiente, se le distanze tra gli impianti AD decentrati sono troppo grandi o se il flusso di volume trasportato di biogas grezzo è troppo piccolo (i costi di investimento specifici di una condotta quasi non dipendono dal diametro del tubo).

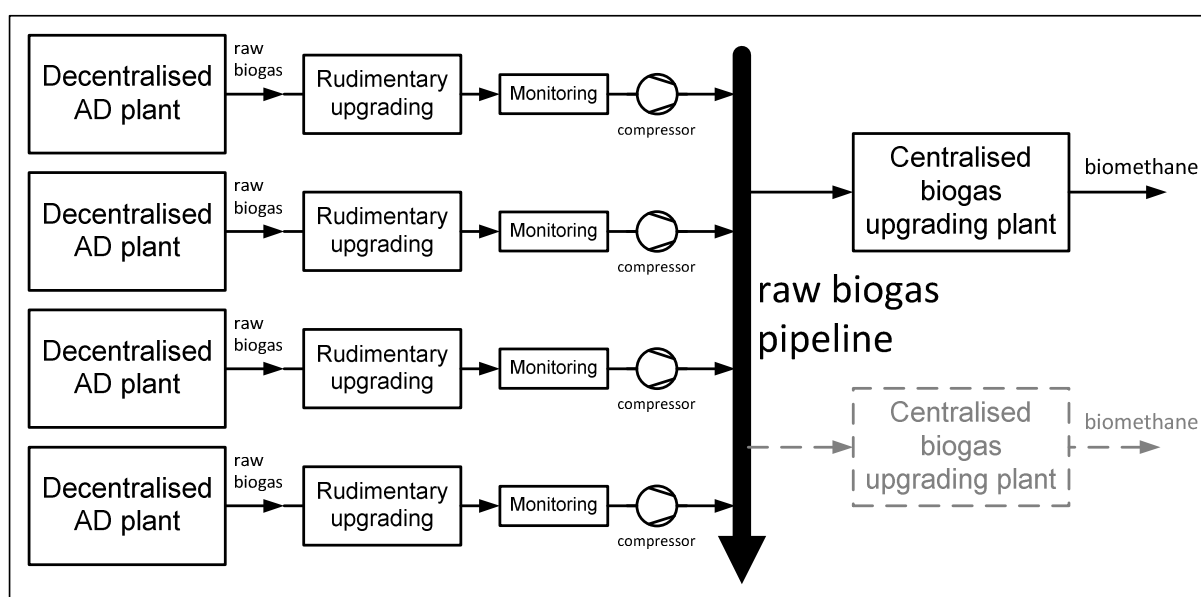


Figura 9: Schema di produzione di biometano in cooperative con l'utilizzo di una condotta di biogas grezzo ed una unità di upgrading centralizzata; Fonte: Vienna University of Technology

Una rappresentazione schematica della produzione di biometano centralizzato per impianti AD decentrati che applicano una condotta di produzione di biogas grezzo è dato in figura 9. A seconda dell'impianto, non solo uno, ma più di una unità di purificazione del biogas può essere applicata.

La condotta di biogas grezzo sarebbe progettato per funzionare a bassa pressione di gas di circa 200 mbar (g) a 2,0 bar (g) e probabilmente in polietilene (PE). Giusto per avere un'idea delle dimensioni della condotta vi suggeriamo di utilizzare un diametro interno di 15 cm per una portata di biogas grezzo di 1000m³ STP / h. I calcoli mostrano che i costi di investimento nella gamma da 120 a 200 € al m di lunghezza della condotta dovranno essere anticipati. Questi costi coprirebbero la condotta direttamente nel terreno e anche stazioni e monitoraggio del compressore. I numeri sono altamente dipendenti dalle circostanze locali. La figura 10 mostra la costruzione del gasdotto di biometano presso Bruck / Leitha, Austria (certificata fino a 10 bar (g)) paragonabile a sistemi di condotte di biometano grezzo.



Figura 10: Condotta di Biometano in costruzione presso Bruck/Leitha, Austria; Fonte: Vienna University of Technology

Un fattore importante quando si gestisce una condotta di produzione di biogas grezzo è il trattamento che si opera sul gas immesso, al fine di evitare l'ostruzione o il danneggiamento del gasdotto. Il passo più importante di trattamento è l'essiccamento del biogas grezzo al fine di evitare la formazione di condensa nella conduttura. Acqua allo stato liquido all'interno del sistema di tubazioni direttamente potrebbe portare ad un blocco del sistema o potrebbe portare a rotture dovute al gelo nei punti esposti. Inoltre, visto che il biogas è biologicamente attivo (i microrganismi presenti nei fermentatori di biogas vengono anche trasportati nel biogas), l'acqua liquida potrebbe promuovere sostanzialmente contaminazione biologica attraverso lo sviluppo di microbi nel sistema nuovo che porta a un blocco del sistema di tubazioni. Un'altra importante fase di trattamento comprende la rimozione di ammoniaca dal gas immesso visto che acqua liquida unitamente a NH₃ causa la corrosione delle parti metalliche e polimeriche del sistema. Una fase di asciugatura per condensazione di acqua prima di immettere il biogas grezzo alla conduttura sarebbe utile per trattare il gas visto che l'ammoniaca sarebbe simultaneamente rimossa. Tecnologie applicabili per la rimozione dell'acqua dal biogas grezzo sono: refrigerazione a compressione di vapore, la refrigerazione ad assorbimento, l'essiccazione mediante assorbimento con glicole (glicole trietilenico TEG), essiccazione per adsorbimento su silice o

Zeolithe. La rimozione dell'ammoniaca efficiente può essere eseguita facendola entrare in contatto con acqua liquida (durante asciugatura refrigerata) o mediante adsorbimento su carbone attivo.

Oltre ad acqua ed ammoniaca il biogas può anche contenere altri componenti che devono essere rimossi dal gas prima di immetterlo nella condotta del biogas grezzo. Questi componenti possono contenere acido solfidrico (alcune delle iniziative più conosciute di pianificazione di gasdotti di upgrading di biogas grezzo definiscono una soglia massima di circa 2000-3000 ppm H₂S per l'immissione), silossani, polvere o elevato contenuto di composti organici volatili come gli acidi organici, grassi acidi o terpeni. Se tali componenti essenziali sono presenti nel biogas grezzo, potrebbe essere necessario integrare l'essiccazione-da-raffreddamento con ulteriori tecnologie di rimozione adeguate. Si prega di fare riferimento al documento " tecnologie dal biogas al biometano " per ulteriori informazioni.

Infine, visto che il biogas deve essere trasportato alla condotta, un compressore di biogas grezzo deve essere applicato ad ogni sito di immissione di biogas. Come accennato prima, il layout tipico delle condotte di produzione di biogas grezzo assume una pressione d'esercizio di circa 200 mbar (g) a 2,0 bar (g), mentre la produzione di biogas presso l'impianto AD di solito è un processo a pressione atmosferica. Le specifiche per questi compressori non sono molto restrittive, un compressore standard di biogas sarebbe sufficiente. Solitamente la compressione viene eseguita in due fasi. Dopo la prima fase di compressione ad una pressione intermedia, il biogas grezzo viene alimentato ai citati sistemi rudimentali di upgrading del bioga. Il secondo stadio comprime il biogas alla pressione di esercizio nella condotta. I seguenti tipi di compressori dovrebbero essere applicabili per bassa e media pressione: compressore rotativo, canale laterale o canale laterale soffiante, compressore a pistone rotante o compressori a pistone alternativo.

La scelta della tecnologia di upgrading nonché la progettazione e la struttura dell'intero impianto potenziamento stessa saranno significativamente più facile rispetto alla possibilità di upgrading mobile. Ciò è dovuto al fatto che l'impianto di upgrading non avrà i vincoli molto restrittivi di quelli mobili e con una operatività altamente discontinua. Così, qualsiasi tecnologia di upgrading può essere applicata per la produzione di biometano da biogas in gasdotti di biogas grezzo. Questo si traduce in una maggiore flessibilità di adattare l'intero sistema di produzione di energia alle circostanze regionali.

Conclusione: Per quanto riguarda la soluzione di produzione mobile di biometano è necessario conoscere a fondo le circostanze locali per quanto riguarda le possibili dimensioni e le distanze degli impianti, eventuali substrati per la produzione di biogas e di eventuali fette di mercato per il biometano prodotto, al fine di valutare il sistema più competitivo. Una regola generale: maggiore è il numero di piccoli impianti all'interno di una data area, minori le distanze di trasporto con un conseguente vantaggio economico. Anche in questo caso, dopo aver valutato tutti i limiti e i parametri pertinenti, una valutazione tecnico-economica ben fondata (ad esempio mediante l'uso del "Biomethane Calculator") di possibili configurazioni del sistema deve essere eseguito per individuare la soluzione più adatta. Studi di fattibilità dimostrano che anche per la soluzione gasdotto di biogas grezzo non è facile da realizzare la produzione di biometano in cooperativa economicamente conveniente.

Esempio modelli matematici: Oltre all'esempio dei modelli matematici previsti per la soluzione di upgrading mobile di biogas diamo un esempio per la soluzione gasdotto biogas grezzo con condizioni simili (se possibile). Anche in questo caso si analizzano gli impianti AD decentrati di piccola taglia con una capacità di produzione di biogas grezzo già riportati nella tabella 1 con la sola differenza che per ogni data capacità raddoppiamo il numero di impianti da considerare (2 impianti di tipo A, B, C e D rispettivamente). Un numero inferiore di impianti si tradurrebbe in un cambiamento in negativo sull'economia del upgrading in cooperativa. Ulteriori serbatoi di stoccaggio di biogas grezzo come nell'altro schema non sono più considerati. Questi otto impianti AD decentrati saranno collegati ad un impianto di upgrading del biogas centralizzato utilizzando una condotta di produzione di biogas grezzo. L'impianto centralizzato di upgrading è progettato per soddisfare esattamente la capacità di biogas dell'impianto AD (sovraccapacità). Questo caso verrà confrontato con il caso di otto impianti di upgrading del biogas decentrati distinti che utilizzano la stessa tecnologia di upgrading. Prendiamo in considerazione la purificazione del biogas a fini di immissione in rete (per quanto riguarda la qualità del gas), ma non si considerano i costi di immissione in rete. Si vuole dimostrare solo l'influenza della dimensione dell'impianto di upgrading e le spese di gasdotti sul bilancio economico. Naturalmente, se si svolge uno studio di fattibilità reale questi dati dovranno essere presi in considerazione. Eventuali costi per la produzione di biogas grezzo sono stati esclusi in quanto questi non influenzano il confronto tra i due casi.

Il biogas degli otto impianti AD con una capacità totale di 420 m³ / h sarà aggiornato applicando una gaspermeation a recupero medio. Sono stati considerati i costi specifici della condotta di 130 € / m di lunghezza, una compressione a bassa pressione e una upgrading rudimentale che coinvolge refrigerazione ed essiccazione e riduzione dell'ammoniaca per il biogas grezzo dell'impianto AD. Per la prima analisi si è ipotizzato, una lunghezza del sistema di condotte di biogas grezzo di 20 Km.

I risultati della seconda analisi economica sono riassunti nella Tabella 3. I costi di investimento, costi annuali (somma dei costi di capitale per un periodo di ammortamento di 15 anni, il funzionamento dell'impianto e la manutenzione) e di specifici costi di produzione per m³ biometano sono riportati. L'ultima riga di questa tabella dà il semplice periodo di ammortamento previsto per le cooperative di produzione di upgrading di biogas rispetto alla soluzione decentralizzata.

Table 3: Risultati dei calcoli per upgrading di biogas in cooperative paragonati con l'upgrading decentralizzato

	Cooperative upgrading	Decentralised upgrading
Investment costs upgrading plant	1 plant: 1.062.390 €	Sum of 8 plants: 3.175.786 €
Investment costs raw biogas pipeline	2.600.000 €	-
Investment costs raw biogas compression	352.581 €	-
Investment costs rudimentary upgrading	257.501 €	-
Considered total investment costs	4.272.472 €	3.175.786 €
Overall annual costs including capital costs and operation	653.792 €/a	740.836 €/a

Specific production costs	37,0 €ct/m ³ biomethane	42,0 €ct/m ³ biomethane
Simple payback period	12,6 a	

Questi risultati sembrano essere molto promettenti in quanto l'upgrading in cooperativa è in grado di produrre biometano a notevoli costi specifici più bassi. Tuttavia, i costi significativamente elevati di investimento per la costruzione del gasdotto hanno tempi di ammortamento di quasi 13 anni rispetto al regime di upgrading non cooperativo decentrato. Se consideriamo un sistema di condotte leggermente più corta di soli 17 km, i costi di investimento sarebbero ridotti a 2.210.000 € e il periodo di payback si ridurrebbe a 6,3 anni. Possiamo concludere che la fattibilità economica è molto sensibile ai costi di investimento per la condotta e questo fattore di costo deve essere valutato molto attentamente prima di uno studio di fattibilità qualificato. In entrambi i casi, a fronte di un impianto combinato centralizzato con un impianto di upgrading di biogas nello stesso sito, produzione decentrata di biogas e / o di biometano è altamente antieconomica.

L'influenza dei costi di investimento (anche i costi operativi diretti) sull'economia globale dovrebbe essere marginale. Il problema più grande è gestire l'immissione in rete di un elevato numero di piccoli impianti di biometano. A seconda del paese e le disposizioni impartite dal gestore della rete del gas, la procedura di immissione di biometano nella rete del gas naturale è in genere abbastanza impegnativa. Visto che la forza lavoro necessaria per l'espletamento di tali compiti non dipende dalla capacità di immissione del biometano, un numero maggiore di punti di immissione di piccole dimensioni sono economicamente poco attraenti.

4. Esempi di cooperative di upgrading del biogas

Ci sono una serie di iniziative di upgrading in cooperativa che riguardano principalmente impianti agricoli di piccola taglia. Tre diverse iniziative in diverse fasi di realizzazione saranno qui di seguito prese in considerazione.

Ringkoebing-Skjern biogas project, Danimarca: Il comune di Ringkoebing-Skjern è il comune più grande della Danimarca, con una superficie di 1,489 km². Come tipico comune rurale mostra un elevato potenziale per la produzione di biogas. Il comune ha avviato un progetto pilota finanziato con fondi pubblici di ricerca per capire se l'economia della produzione di biogas e l'utilizzazione può essere migliorata con il trasporto del biogas al posto del substrato. Il piano è quello di costruire circa 60 impianti di piccola taglia e uno o due grandi impianti di produzione di biogas che soddisfano il potenziale stimato del comune di circa 60 milioni di metri cubi di metano all'anno. Vedere la Figura 11 per una panoramica della situazione geografica del progetto. Una rete di produzione di biogas grezzo con una lunghezza di 150 km collegherà questi impianti AD con gli impianti di cogenerazione esistenti e uno o due impianti di upgrading del biogas da costruire. Il progetto analizzerà gli aspetti economici delle due possibilità distinte: 1) la gestione della cogenerazione esistente con biogas grezzo (revamping di motori a gas esistenti e l'acquisizione di nuovi motori a gas), migliorare e introdurre l'eccesso di produzione di biogas nella rete del gas naturale o 2) upgrading dell'intero quantitativo di biogas in biometano in due impianti centralizzati e immissione in rete del gas insieme ad una operazione inalterata della cogenerazione esistente con il gas naturale dalla rete. Inoltre, il Comune ha avviato la ricerca sullo stoccaggio di grandi quantità di energia eolica come il metano nella rete del gas naturale

applicando un elettrolizzatore e una metanazione Sabatier- dell' idrogeno prodotto con l'anidride carbonica da impianti a biogas.

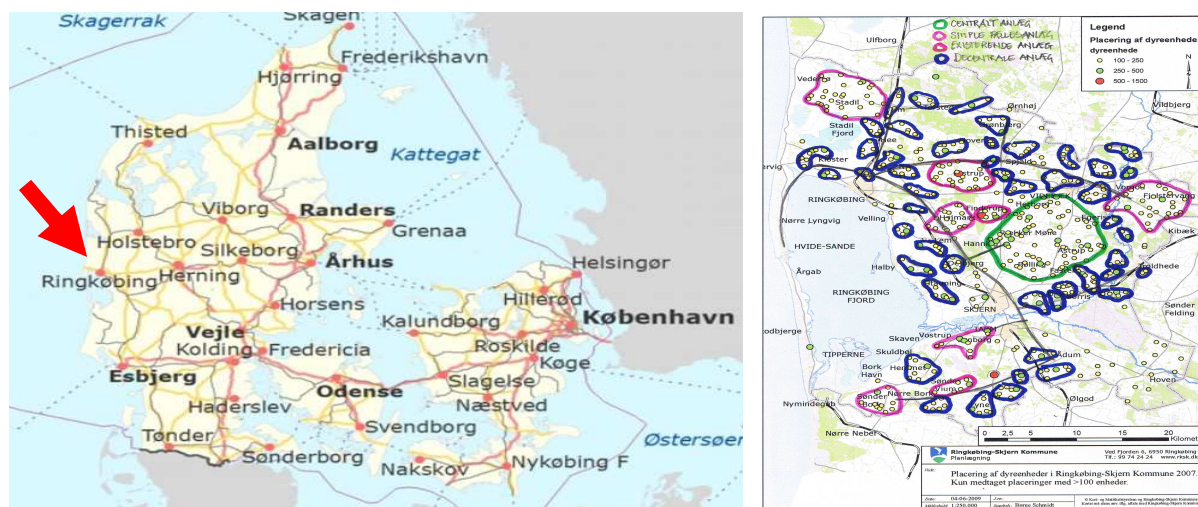


Figura 11: Ubicazione del commune di Ringkoebing-Skjern in Danimarca e collocazione geografica del progetto biogas in cooperative; Fonte: Bioenergi Vest A/S

Biogas in Småland AB, Svezia: Nel comune di Kalmar, nella parte meridionale della Svezia 18 agricoltori locali, un produttore di bio-metano (Famax AB), una società di pulizia pubblico costituito da 4 comuni (KSRR) e un fornitore operante a livello mondiale di impianti chiavi in mano per la produzione di biogas e biometano (Läckeby acqua) hanno iniziato una società per azioni per la produzione cooperativa di biogas. Lo studio ha analizzato preclusa la possibilità di costruire -impianti AD singoli in ciascuna delle aziende coinvolte e di effettuare l'upgrading del biogas prodotto in un impianto di biometano centralizzato collegato da un sistema di condotte di biogas grezzo. La Figura 12 mostra la situazione geografica del progetto. L'obiettivo è stato quello di utilizzare il biometano prodotto come carburante nel settore automobilistico. Il risultato di questo studio iniziale era che la soluzione più economicamente vantaggiosa per questa particolare regione è l'applicazione di una impianto AD centralizzato e di un trasporto dei substrati (letame e rifiuti organici) dalle aziende agricole all'impianto. A fine gennaio 2013 è stata annunciata la costruzione di questo impianto AD- centralizzato con una capacità di 2 milioni di m³ / a. La costruzione dell'impianto ha avuto inizio nel mese di aprile 2013, la fine lavori è prevista per l'estate 2014.

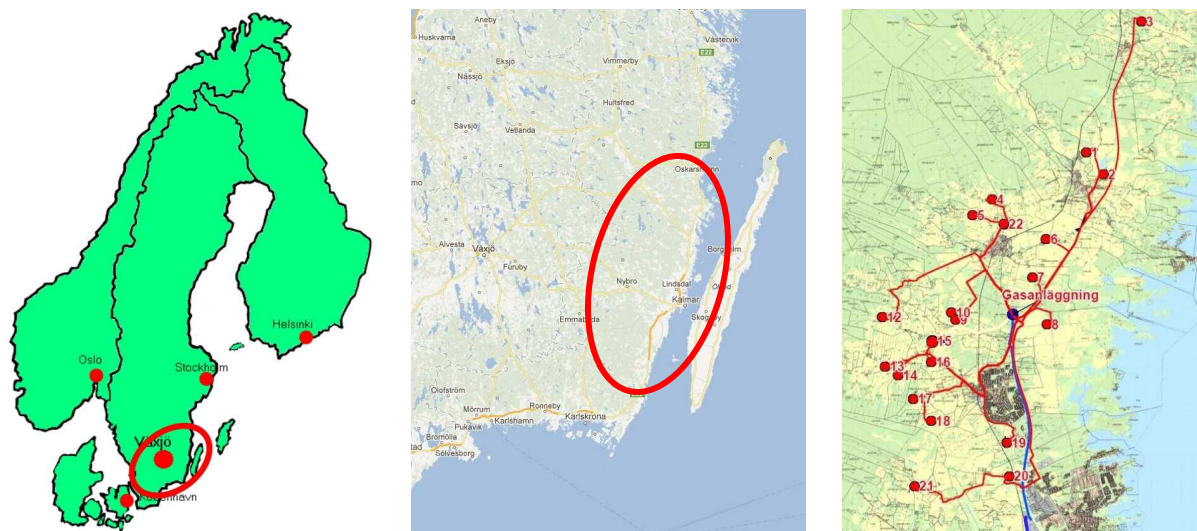


Figura 12: Ubicazione del comune di Kalmar in Svezia e collocazione geografica; Fonte: Energikontor Sydost AB, LRF Konsult AB

Biogasnetz Guessing/Strem, Austria: Il comune di Guessing nella parte orientale dell'Austria è molto noto per essere pioniere nel campo delle rinnovabili. Un numero di impianti di cogenerazione a biomasse con un sistema di teleriscaldamento fornisce la base per ulteriori progetti di ricerca. Un gassificatore a base legnosa, biomassa, con una capacità nominale di 8 MWth viene utilizzato per la produzione combinata di elettricità, calore e la ricerca su vettori energetici rinnovabili, come l'idrogeno, il metano (SNG - gas naturale sintetico) ed idrocarburi superiori (da Fischer-Tropsch-synthesis). Inoltre, un impianto di biogas agricolo con colture energetiche è in piena attività. Un progetto di ricerca ha valutato la fattibilità tecnico-economica di un sistema di condotte di produzione di biogas di circa 3,5 km di lunghezza che collega i produttori di biogas (produzione di biogas dall'impianto AD così come SNG dal gassificatore) con i possibili consumatori di biogas (motori a gas, cogenerazione a metano stazioni di rifornimento, le imprese con alta richiesta di gas naturale). Questo sistema di distribuzione di biogas è stato paragonato a cogenerazione decentrata e un sistema di teleriscaldamento.