Rapport SGC 214

Deponigas som fordonsbränsle

©Svenskt Gastekniskt Center – Mars 2010

Johan Benjaminsson, Grontmij AB
Nina Johansson, Grontmij AB
Johan Karlsvärd, Grontmij AB

Rapport SGC 214•1102-7371 • ISRN SGC-R-214-SE

SGC Svenskt Gastekniskt Center AB

SGC:s FÖRORD

FUD-projekt inom Svenskt Gastekniskt Center AB avrapporteras normalt i rapporter som är fritt tillgängliga för envar intresserad.

Denna rapport finns även tillgänglig på Avfall Sveriges hemsida (www.avfallsverige.se).

SGC svarar för utgivningen av rapporterna medan uppdragstagarna för respektive projekt eller rapportförfattarna svarar för rapporternas innehåll. Den som utnyttjar eventuella beskrivningar, resultat eller dylikt i rapporterna gör detta helt på eget ansvar. Delar av rapport får återges med angivande av källan.

En förteckning över hittills utgivna SGC-rapporter finns på SGC:s hemsida www.sgc.se.

Svenskt Gastekniskt Center AB (SGC) är ett samarbetsorgan för företag verksamma inom energigasområdet. Dess främsta uppgift är att samordna och effektivisera intressenternas insatser inom områdena forskning, utveckling och demonstration (FUD).

SGC har följande delägare: Svenska Gasföreningen, E.ON Gas Sverige AB, E.ON Sverige AB, Göteborg Energi AB, Lunds Energikoncernen AB (publ) och Öresundskraft AB.

Följande parter har gjort det möjligt att genomföra detta utvecklingsprojekt:

Avfall Sverige
E.ON Gas Sverige AB
Läckeby Water AB
Statens energimyndighet

SVENSKT GASTEKNISKT CENTER AB

Jörgen Held

SAMMANFATTNING

År 2008 uppgick deponigastutvinningen i Sverige till 375 GWh. Främst på grund av avsaknad av tillgänglig uppgraderingsteknik för deponigas, samt att uppgraderingskostnaderna bedömts som höga, har deponigas hittills endast använts för uppvärmning och kraftvärmeproduktion. På senare år har intresset väckts för att uppgradera deponigas och i förestående utredning belyses möjligheten att använda deponigas som fordonsbränsle.

För beslut om investering i en uppgraderingsanläggning krävs en prognos för framtida gasproduktion/utvinning. Från 2005 är det förbjudet att deponera organiskt avfall, antalet aktiva deponier minskar och deponigasutvinningen går ner. Faktorer som fukthalt, sluttäckning, sättningsproblem och utvinningssystem har stor inverkan på utvinningen och erfarenheter vittnar om svårigheten i att göra tillämpliga prognoser. Dagens deponigasutvinning motsvarar cirka 35 % av deponigasproduktionen och mot bakgrund av detta kan utvinningen vara i en nivå jämförlig med dagens i minst tio år framöver förutsatt att utvinningssystem byggs ut samt att åtgärder vidtas för att deponierna inte ska torka ut vid sluttäckning.

I jämförelse med rötgas har deponigas dels en hög andel kvävgas, dels ett innehåll av många föroreningar som organiska kiselföreningar (siloxaner) och halogenerade kolväten (kolväten innehållande halogenerna klor, fluor, brom). Detta kräver ofta mer rening och ett ytterligare separationssteg. En vanlig metod för rening av deponigas är regenerativ adsorption på ett dedikerat adsorptionsmaterial. Koldioxid avskiljs med konventionell teknik som PSA, vattenskrubber och membran. Det största hindret för att utnyttja deponigas som fordonsbränsle är en kostnadseffektiv separering av kväve utan för stora metanförluster. Kväve avskiljs med PSA- eller destillationsteknik (kryoteknik). Idag finns det fullskaliga anläggningar för PSA-tekniken medan kryotekniken är under utveckling och förväntas finnas på marknaden inom något år. Produkten kan både vara CBG och LBG.

På grund av likheter i fysikaliska egenskaper för metan och kväve är metanförlusterna vid uppgradering av deponigas relativt höga och uppgår till 16-23 %, beroende på teknikval. Avgående metan kan dock användas för energiproduktion, eventuellt med tillsatsbränsle. Om metanförlusten inkluderas åtgår det 25-30 % av energiinnehållet i inkommande deponigas för att rena och uppgradera deponigas till fordonsgas.

Med rätt förutsättningar går det att åstadkomma en kostnadseffektiv uppgradering av deponigas. Det krävs relativt stora deponigasflöden och en viktig aspekt är hantering av restgasflödet som kan användas för energiproduktion, eventuellt med tillsatsbränsle. Vid jämförelse mellan uppgradering, värme- och kraftvärmeproduktion har värdet på producerad fordonsgas, värme och el stor betydelse för totalekonomin. En viktig parameter är även hur stor del av producerad värme som kan avsättas över året. I jämförelse med en uppgraderingsanläggning för rötgas är investeringskostnaden i storleksordningen dubbelt så stor. På grund av högre drift- och kapitalkostnad samt större metanförluster blir uppgraderingskostanden per produktenhet (fordonsgas) därför högre för deponigas. Om obehandlad deponigas värderas lågt finns det dock utrymme för högre uppgraderingskostnader då uppgradering av rötgas belastas med en högre produktionskostnad för rötgas. I ett exempel med ett deponigasflöde på 750 Nm^3/h och med en metanhalt på 46 % (~30 GWh/år) blir uppgraderingskostnaden 0,26 kr/kWh produktgas.

Slutsatsen av genomförd utredning är att det redan idag finns teknik för uppgradering av deponigas och tekniken befinner sig under en snabb utveckling. Fortfarande är erfarenheter från kommersiella anläggningar begränsade men utredningen tyder på att det med rätt förutsättningar och incitament kan vara ekonomiskt lönsamt att uppgradera deponigas till fordonsbränsle.

SUMMARY

The landfill gas extraction in Sweden 2008 was 370 GWh. Mainly because of lack of available technologies for landfill gas upgrading and high assessed upgrading costs, landfill gas has so far only been used for heating and cogenerations plants (CHP). In recent years, interest has been brought to upgrade landfill gas and this study highlights the possibility of using landfill gas as fuel for vehicles.

A decision in investment in an upgrading installation requires a forecast of future gas production and landfill gas extraction. From 2005, dispose of organic waste is prohibited, reducing the number of active landfills and the landfill gas production will go down. Factors such as moisture content, design of the final coverage and landfill gas collection system have a major impact on the extraction. It is therefore difficult to make appropriate predictions of the future gas production. Today's landfill gas extraction is approximately 35% of the landfill gas production and in the light of this, extraction can be in a level comparable to today's at least ten years ahead, provided that the extraction system is being expanded and that measurements are taken to so that landfills should not dry out.

In comparison with biogas from anaerobic digestion in a dedicated digester, landfill gas has a high percentage of nitrogen and a content of many contaminants such as organic silicon compounds (siloxanes) and halogenated hydrocarbons (hydrocarbons containing the halogens chlorine, fluorine and bromine). This often requires more treatment and a further separation step. A common method for purification of landfill gas is regenerative adsorption on a dedicated adsorption material. Carbon dioxide is separated by conventional techniques like PSA, water scrubber and membranes. The main barrier to use landfill gas as vehicle fuel is a cost-effective separation of nitrogen that does not generate high methane losses. Nitrogen is separated by PSA or distillation technique (cryogenic technique). Today there are full-scale plants for the PSA while the distillation technology is under development and expected to be on the market within a year. The product gas can be both CBG and LBG.

Because of similarities in the physical properties of methane and nitrogen, the methane losses of landfill gas upgrading is relatively high and amounts to 16-23% depending on technology choices. The methane content in the residual gas flow can be used for energy production, possibly after addition of fuel in case that the methane content is too low. Methane losses and electricity demand of the upgrading process corresponds to 25-30% of the energy content in the incoming landfill gas.

With the right conditions it is possible to achieve a cost-effective landfill gas upgrading. It requires relatively large landfill gas flows and an important aspect is the treatment of residual gas flows that can be used for energy production, possibly after addition of fuel. While comparing landfill gas upgrading, heat production and combined heat and power production (CHP), the value of vehicle fuel, heat and electricity are very important for the overall economy of each system. An important parameter is also how much of the generated heat that can be sold over the year. In comparison between landfill gas upgrading and digestion gas upgrading, the investment cost is twice as high for landfill gas upgrading as a result of higher operational and capital costs and higher methane losses. When the raw landfill gas is valued low, there is room for higher upgrading costs since the digester gas has a higher production cost. In an example for a landfill gas flow of 750 Nm^3/h with a methane content of 46% (~ 30 GWh/year), the landfill gas upgrading cost is estimated to 0.26 SEK/kWh.

The conclusion of the completed investigation is that there is already technology available for landfill gas upgrading and the technologies are under rapid development. Still experience in commercial facilities is limited, but this study shows that landfill gas upgrading to vehicle fuel can be economically viable today.

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

1 INLEDNING 1

1.1 Bakgrund 1

1.2 Syfte och avgränsningar 1

1.3 Definitioner och förkortningar 2

2 DEPONIGAS 3

2.1 Utvunna deponigasmängder i Sverige 3

2.2 Prognostisering av deponigasproduktionen 8

2.3 Gaskvalité 11

2.3.1 Påverkan på maskinell utrustning 12

3 RENING OCH UPPGRADERING AV DEPONIGAS 14

3.1 Kvalitetskrav 14

3.2 Föroreningar 16

3.2.1 Vatten – H_2O 16

3.2.2 Damm och partiklar 16

3.2.3 Svavelväte – H_2S 16

3.2.4 Siloxaner 18

3.2.5 Halogenerade kolväten 18

3.2.6 Sammanställning 19

3.3 Avskiljning av koldioxid och kväve 20

3.3.1 Absorption 20

3.3.2 Adsorption 23

3.3.3 Membran 25

3.3.4 Kryoteknik 25

4 LEVERANTÖRER AV UPPGRADERINGSTEKNIK FÖR DEPONIGAS 26

4.1 Avskiljning av kväve med PSA-Teknik 26

4.1.1 Cirmac/Läckeby Water Group 26

4.1.2 Guild Associates, Inc./Molecular Gate™ 29

4.2 Avskiljning av kväve med kryoteknik 33

4.2.1 Air Liquide Advanced Technologies 33

4.2.2 Terracastus Technologies 36

4.3 Teknisk jämförelse 38

4.4 Material- och energibalanser 39

4.4.1 Cirmac/Läckeby Water Group ... 40
4.4.2 Guild Associates, Inc./ Molecular Gate™ ... 41
4.4.3 Energibalans jämförelse ... 43
4.5 Kostnad för uppgradering ... 44
4.6 Uppgradering av deponigas i utlandet ... 45

5 AVSÄTTNING FÖR DEPONIGAS ... 47
5.1 Uppgraderad Deponigas ... 47
5.2 Gaspanna/kraftvärme/uppgradering ... 48

6 SCENARIER FÖR UPPGRADERING AV DEPONIGAS ... 52
6.1 Uppgradering av deponi- och rötgasblandning ... 52
6.2 Inblandning av deponigas i rötgas ... 53

7 SLUTSATSER ... 56

LITTERATURFÖRTECKNING ... 58

1 INLEDNING

1.1 BAKGRUND

Utvinningen av deponigas som bildas vid deponier i Sverige var år 2008 cirka 375 GWh. Det motsvarar en dryg fjärdedel av den totala biogasproduktionen på 1 400 GWh samma år. Till skillnad från biogas producerad vid avloppsreningsverk och samrötningsanläggningar har deponigas dels en hög andel kvävgas, dels ett innehåll av många föroreningar och spårämnen. Främst på grund av avsaknad av tillgänglig teknik för uppgradering av deponigas, samt att uppgraderingskostnaderna bedömts som höga, har deponigas hittills endast använts för uppvärmning och kraftvärmeproduktion.

På senare år har intresset väckts för att använda deponigas som fordonsbränsle och det har genomförts och genomförs förstudier på olika håll i landet. Ett par anläggningar har långtgående planer där deponigas ska uppgraderas, antingen separat eller genom inblandning i rötgas från en biogasanläggning.

Idag finns demonstrationsanläggningar med tekniker för att rena och uppgradera deponigas till fordonsbränsle utomlands.

1.2 SYFTE OCH AVGRÄNSNINGAR

Studiens syfte är att belysa möjligheten att använda deponigas som fordonsbränsle alternativt till inmatning på ett lokalt eller nationellt gasnät.

I detta projekt har deponier identifieras som har ett gasflöde och en gaskvalité som möjliggör uppgradering. Från 2005 har det varit förbjudet att deponera organiskt avfall och således förväntas deponigasproduktionen att avta framöver. Inom ramen för denna utredning beskrivs metoder för prognostisering av deponigasproduktion övergripande samt att erfarenheter från intervjuer över faktorer som påverkar eller som kan bidra till ökad gasproduktion eller förbättrad gaskvalité sammanställs.

Tillgängliga tekniker för rening och uppgradering av deponigas har sammanställts. Uppgraderingsteknikerna utvärderas utifrån teknik för avskiljning av koldioxid och kvävgas samt utifrån metod för avskiljning av föroreningar och spårämnen. För varje teknik beskrivs även metanförluster och slutproduktens form; trycksatt gas (CBG) eller gas i flytande form (LBG). I den mån data finns tillgänglig presenteras drifts- och kapitalkostnader samt energiförbrukning.

Utredningen omfattar endast insamlad deponigas från deponier som tar emot avfall från kommuner.

1.3 DEFINITIONER OCH FÖRKORTNINGAR

Ord och begrepp som används i rapporten finns sammanställda i Tabell 1.1.

Tabell 1.1 Begreppsförklaringar.

CBG	*Compressed biogas*. Motsvarande CNG, men med förnybart ursprung.
CNG	*Compressed natural gas* är naturgas som lagras under högt tryck. Vid tankstationer för fordonsgas kan lagringstrycket vara upp till 350 bar medan trycket som ges till gasfordon ska vara motsvarande 200 bar vid 15 °C.
Deponigas	Biogas som bildas i en deponi. I samband med utvinning då deponigas sugs ut från deponin medkommer även främst kväve från luft. Deponigas har högre halter av föroreningar än rötgas.
Fackling	Förbränning av gas i öppen låga utan att den energi som frigörs vid förbränningen tas tillvara.
Fordonsgas	Uppgraderad biogas av fordonsgaskvalité, > 96 % CH_4, alternativt naturgas som används som drivmedel till fordon.
LBG	*Liquefied biogas*, det vill säga ”flytande biogas”. Motsvarar LNG, fast med förnybart ursprung.
LNG	*Liquefied natural gas*, det vill säga “flytande naturgas”. Handelsnamn på flytande metangas. Vanligtvis hanteras LNG nära atmosfärstryck vid temperaturen -161 °C.
Nm^3	Normalkubikmeter, gas vid 0 °C och atmosfärstrycket 1,01325 bar_a
PSA	*Pressure swing adsorption.*
Rötgas	Ej uppgraderad biogas som producerats i en rötkammare utformad för biogasproduktion. Gasen är mättad på vatten och innehåller cirka 65 % metan. Övriga beståndsdelar är främst koldioxid och svavelväte samt små mängder av kväve och syre.
Uppgradering	Avskiljning av koldioxid och kväve i syfte att höja energivärdet.
VOC	*Volatile organic compounds*, det vill säga ”flyktiga organiska ämnen”. Ämnen som relativt lätt övergår från fast form eller vätskeform till gasfas, exempelvis bensen.
VPSA	*Vacuum pressure swing adsorption.*
Värmevärde	Energin som frigörs vid förbränning. Det finns ett undre och ett övre värmevärde. Undre värmevärdet anger energin när vattenånga som bildas vid förbränningen finns kvar i gasfas. Vid övre värmevärdet inkluderas energin som frigörs när vattenångan kondenserar.
Wobbeindex	Wobbeindex (W) definieras som gasens värmevärde (H) dividerat med roten ur gasens relativa densitet (d): $W = H/\sqrt{d}$ Den relativa densiteten är kvoten mellan gasens och luftens densitet.

2 DEPONIGAS

Deponigas bildas genom anaerob nedbrytning av organiskt avfall i deponier. Processen sker spontant när förutsättningarna är rätt för att mikroorganismer ska kunna bryta ned organiskt material till deponigas. I jämförelse med en normal rötkammare är deponin inte utformad för att optimera gasproduktionen och således sker gasproduktionen i en deponi i långsam takt under ett längre utdraget tidsintervall. I rötkammare är rötningstemperaturen ofta optimerad inom det mesofila området vid omkring 37 °C eller vid det termofila området vid 55 °C. Mikroorganismer kan emellertid anpassa nedbrytningen till andra temperaturer och i Tabell 2.1 visas benämningar på områden där gasproduktion kan ske.

Tabell 2.1. Temperaturområden för deponigasproduktion[1]

Temperaturområde	Temperaturintervall °C
Psykrofila området	0 – 12
Mesofila området	10 – 47
Termofila området	42 – 70

Deponigasmängden som samlas in och dess sammansättning varierar kraftigt mellan olika deponier och även mellan olika delar av samma deponi. Mängden deponerat organiskt avfall, utvinningssystem för deponigas och sluttäckning av deponin är avgörande för den volym deponigas som produceras.

2.1 UTVUNNA DEPONIGASMÄNGDER I SVERIGE

Antalet aktiva deponier i Sverige som tar emot avfall från kommuner har minskat kraftigt under de senaste åren. I slutet av 1990-talet fanns cirka 300 stycken aktiva deponier och år 2008 hade antalet aktiva deponier minskat till 80 stycken.

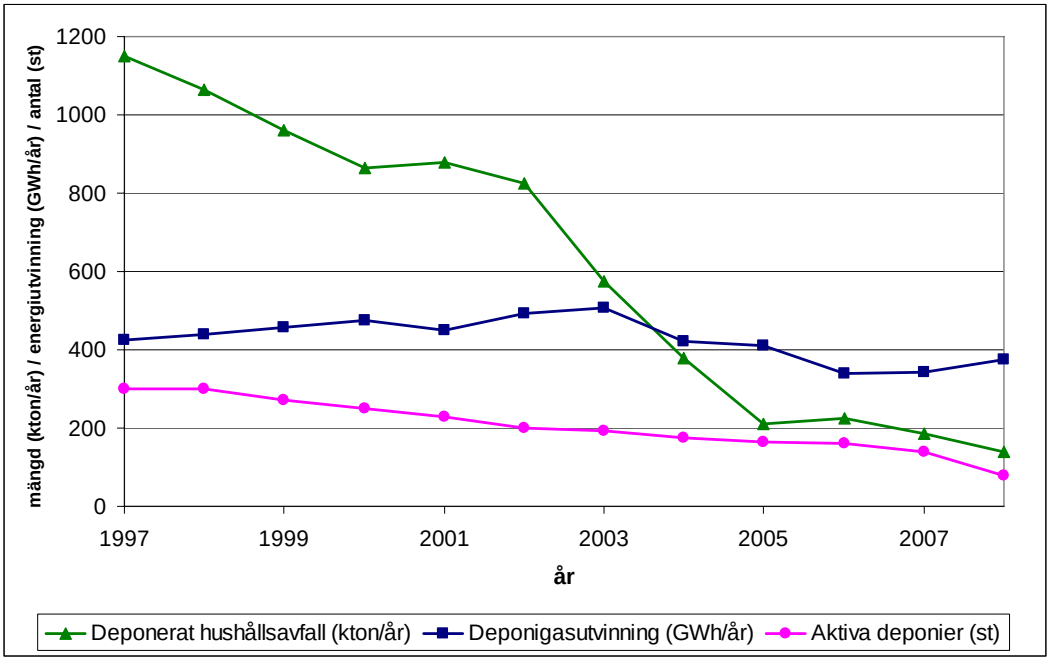
Orsaken till den kraftiga minskningen av antalet aktiva deponier och avfall som deponeras är främst:

- Deponiskatten för deponering av avfall som introducerades år 2000, vilket var en åtgärd från regeringen för att minska mängden avfall som deponeras. Skatten har ökat från 250 kr/ton år 2000 till 435 kr/ton år 2009.
- Deponeringsförbudet för utsorterat brännbart avfall som infördes 2002.
- Deponeringsförbudet mot deponering av organiskt avfall som infördes 2005.
- Ikraftträdandet av deponeringsförordningen (1 januari 2009) som bygger på EU:s deponeringsdirektiv. Ikraftträdandet medför att alla deponier behöver tillstånd för miljöfarlig verksamhet från en myndighet för sitt verksamhetsutövande. Deponier i drift får krav på bottentätning och uppsam-

[1] Jarvis och Schnürer (2009) *Mikrobiologisk handbok för biogasanläggningar*, Rapport SGC 207, Svenskt Gastekniskt Center

lingssystem för lakvatten och efter avslutad drift krävs sluttäckning av deponierna för att förhindra spridning av föroreningar. Deponier som inte genomfört anpassning till gällande krav måste stängas senast 31 december 2008.

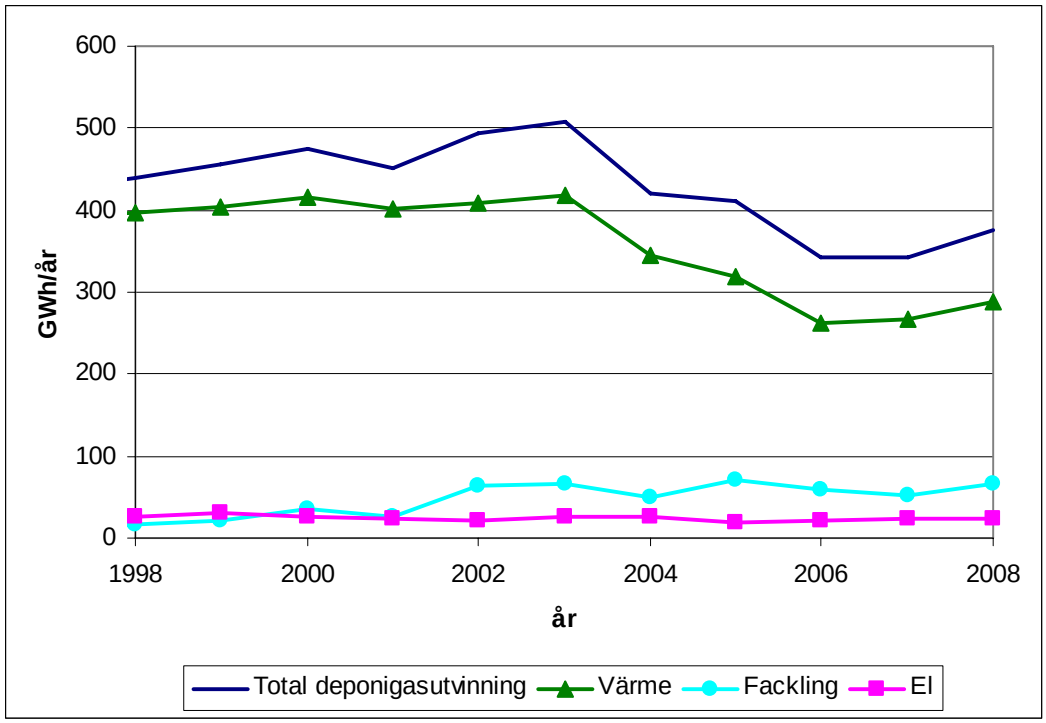
Figur 2.1 visar att mängden deponerat hushållsavfall har reducerats från nära 1 200 kton i slutet av 90-talet ned till 140 kton år 2008. Idag förbränns istället stora mängder hushållsavfall. En del av den organiska fraktionen i hushållsavfallet rötas eller komposteras. Denna del kommer att öka, delvis beroende på miljömålet om att senast år 2010 ska minst 35 procent av matavfall från hushåll, restauranger, storkök och butiker återvinnas genom biologisk behandling. I Figur 2.1 visas även antalet aktiva deponier som tar emot avfall från kommuner samt den totala utvunna deponigasmängden från de deponier där utvinningssystem för deponigas finns.



Figur 2.1. Mängd deponerat hushållsavfall, deponigasutvinning och antal aktiva deponier åren 1997 – 2008[2].

Avfall Sverige har under lång tid samlat in statistik för utvunna deponigasmängder från deponier som tar emot avfall från kommuner. Statistiken delas upp i hur mycket deponigas som går till värmeproduktion, elproduktion respektive fackling, se Figur 2.2. I figuren visas även den totala utvunna deponigasmängden vilken inkluderar gas till värme, el och fackling.

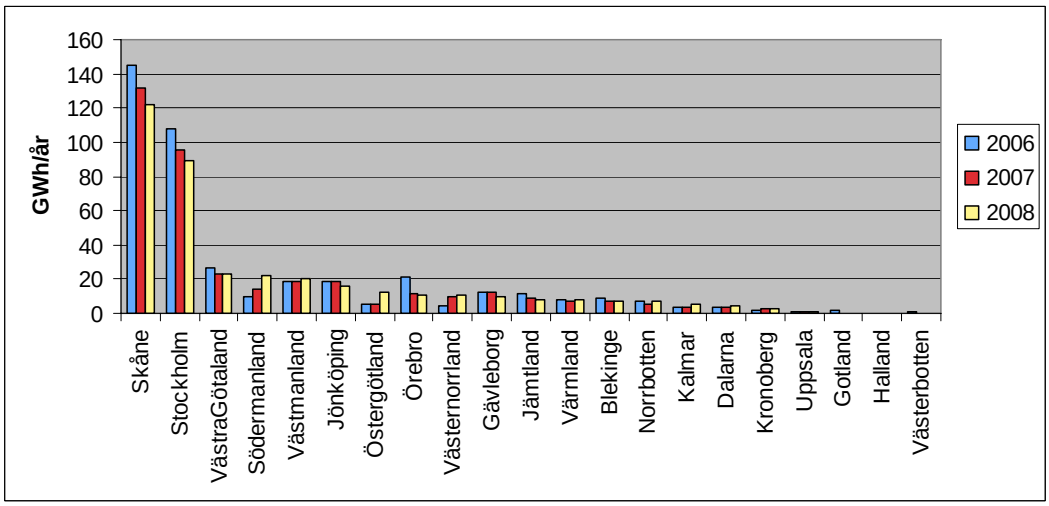
[2] Statistik erhållen från Peter Flyhammar, Avfall Sverige, 8 december 2009



Figur 2.2. Utvunna deponigasmängder och dess användningsområden 1998-2008.

År 2008 samlades totalt 375 GWh deponigas in vid 47 aktiva deponier som tar emot avfall från kommuner samt vid 12 avslutade deponier. Cirka 310 GWh användes för energiproduktion, varav 24 GWh i form av el. Utöver detta facklades 65 GWh deponigas. Figur 2.2 visar att insamlad deponigas för 2008 har stigit jämfört med 2007. Orsaken till detta beror till stor del på att ett par deponier kraftigt byggt ut och förbättrat sitt utvinningssystem för deponigas.

Länsvis deponigasstatistik (Figur 2.3) visar att en majoritet av Sveriges län har en relativt liten utvinning av deponigas. Skåne och Stockholms län avviker emellertid markant från övriga län med en hög insamlad deponigasmängd.



Figur 2.3. Länsvis fördelning av utvinning av deponigas år 2006 - 2008.

Orsaken till den kraftiga variationen av utvunna deponigasmängder i olika län beror delvis på:

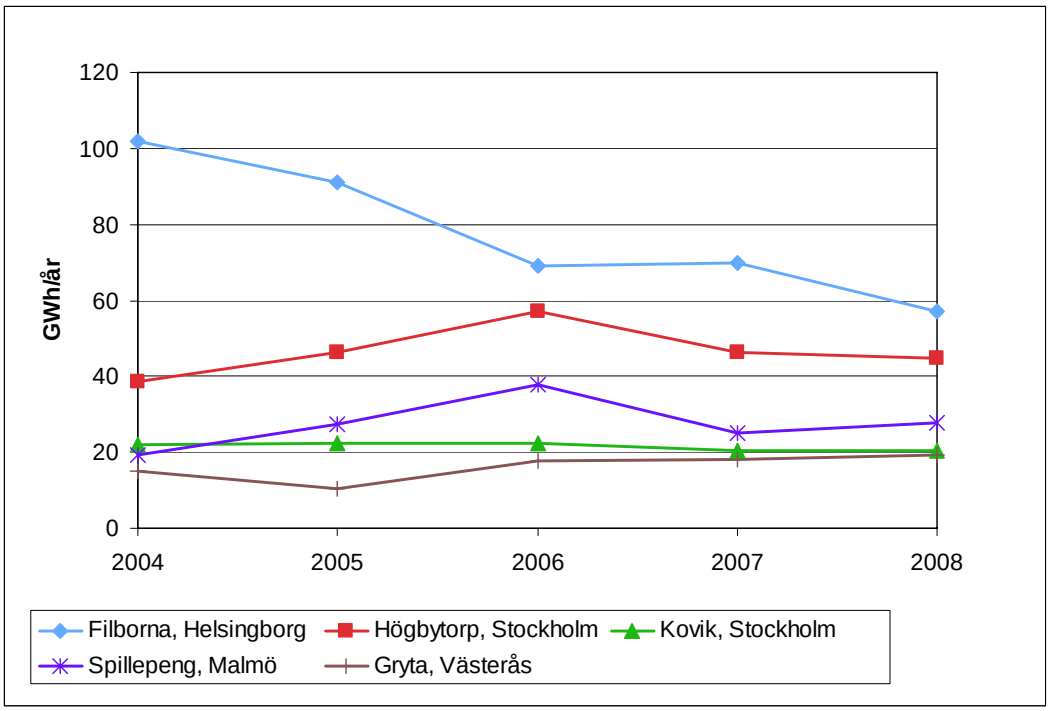
- Vilka typer av verksamheter som finns eller har funnits i länet
- Deponiernas utbyggnad av utvinningssystem för deponigas
- Möjligheten till alternativ behandling av brännbart och organiskt avfall historiskt

De län som har varit tidiga med att sortera ut och behandla organiskt avfall har lägre insamlad deponigasmängd i jämförelse med regioner där organiskt material har deponerats. Ett exempel på ett län med hög behandlingskapacitet för brännbart och organiskt avfall är Östergötland. Redan under 1980-talet förbrändes delar av avfallet från kommuner i länet och detta stämmer överens med att endast en liten mängd deponigas samlas in. I län som Västmanland, Jönköping, Södermanland och Gävleborg är det en enstaka deponi som står för en klar majoritet av den utvunna deponigasmängden i länet.

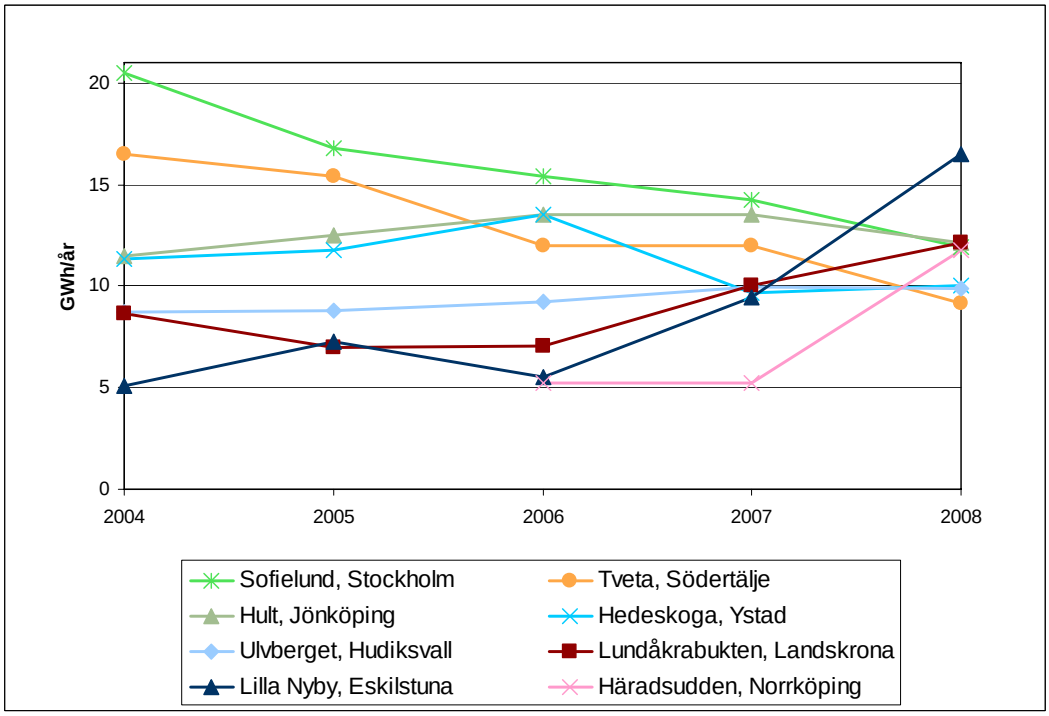
I Figur 2.3 ses även att Södermanlands och Östergötlands län har ökat utvunna deponigasmängder relativt mycket mellan 2007 och 2008. Det kan jämföras med övriga län där trenden för utvunna deponigasmängder är neråtgående, undantaget några få län. Orsaken till den relativt stora ökningen av utvunna deponigasmängder i Södermanlands och Östergötlands län är att:

- I Östergötlands län har Häradsuddens avfallsanläggning i Norrköping under 2007 installerat cirka 30 nya deponigasbrunnar för ökad deponigasutvinning. Statistiken visar på att åtgärderna varit lyckosamma då insamlad deponigasmängd kraftigt ökat.
- I Södermanlands län har Lilla Nyby avfallsanläggning i Eskilstuna installerat 40 nya deponigasbrunnar i ett område där deponigas tidigare inte samlats in. Statistiken visar på att åtgärderna varit lyckosamma då insamlad deponigasmängd kraftigt ökat.

För att det ur ekonomisk synvinkel ska vara motiverat för en deponiägare att investera i en renings- och uppgraderingsanläggning för deponigas krävs en relativt stor årlig deponigasutvinning samt att produktionen fortgår under ett flertal år. I Figur 2.4 redovisas de fem deponianläggningar i Sverige med störst deponigasutvinning medan Figur 2.5 visar övriga svenska deponier med en insamlad deponigasmängd som överstiger 9 GWh/år 2008. Avgränsningen innebär inte att det ur ekonomisk synvinkel inte kan vara motiverat att investera i en renings- och uppgraderingsanläggning för deponigas till fordonsgas vid utvinning av mindre deponigasmängder än 9 GWh/år.



Figur 2.4. De fem deponier i Sverige med störst årlig deponigasutvinning.



Figur 2.5. Deponier med en deponigasutvinning över 9 GWh/år (2008), exklusive de fem största som ses i Figur 2.4

En klar majoritet av deponierna i Figur 2.4 och Figur 2.5 uppvisar stora variationer för utvunna deponigasmängder från år till år. Ökning av utvunna deponigasmängder beror oftast på att någon form av åtgärd genomförts för att förbättra utvinningen av deponigas. Då det även sker en naturlig minskning av deponigasproduktionen i deponier kan variationer även uppstå utan åtgärder.

Vid deponin på Filborna avfallsanläggning i Helsingborg har insamlad deponigasmängd varierat kraftigt från år 2004 till 2008. År 2004 var den utvunna deponigasmängden 102 GWh och år 2008 var den 57 GWh. Orsaken till den kraftiga minskningen beror troligtvis på att ingen större utbyggnad av utvinningssystem har genomförts samt att ungefär halva deponin har sluttäckts.

Vid deponin på Gryta avfallsanläggning i Västerås har insamlad deponigasmängd varierat kraftigt under 4 år, se Figur 2.4. Orsaken till detta beror på att mottagaren av deponigasen inledningsvis haft problem med haverier i sin anläggning. Problemen vid anläggningen har åtgärdats och nu ses därför en ökning av insamlad deponigasmängd.

Vid deponin på Sofielund avfallsanläggning i Stockholm beror variationerna i insamlad deponigasmängd på att deponin har sluttäckts. För att behålla fuktigheten i deponin har försök genomförts med att bevattna deponin men utan några direkta resultat.

2.2 PROGNOSTISERING AV DEPONIGASPRODUKTIONEN

För att kunna ta beslut om investering i en anläggning för rening och uppgradering av deponigas till fordonsgas krävs att en prognos för den kommande deponigasproduktionen utförs. Nedan följer två exempel på hur man relativt enkelt kan genomföra en övergripande prognostisering för fortsatt deponigasproduktion samt en genomgång av faktorer som påverkar insamlad deponigasmängd.

En grov prognos för fortsatt deponigasproduktion kan göras utifrån bedömningen att produktionen av utvinningsbar deponigas på en avslutad deponi avtar exponentiellt med tiden och är efter 20 år nere på 25 % av den maximala deponigasproduktionen[3]. Denna prognostisering är från en utredning som genomfördes år 2000 och sedan dess har kraven på sluttäckning förändrats vilket till viss del kan påverka prognostiseringen.

EPA[4] (amerikanska motsvarigheten till svenska Naturvårdverket) tillhandahåller via sin hemsida ett Excel-baserat verktyg (Landgem) för prognostisering av deponigasproduktion.[5] Programvaran är en relativt enkel modell som baseras på data utifrån erfarenheter från amerikanska deponier. En av de deponiägare som intervjuats inom ramen för denna utredning använder sig av Landgem för att prognostisera fortsatt deponigasproduktion.

---

[3] RVF, Svenska Renhållningsverksföreningen (numera Avfall Sverige) (2001) *Kartläggning av teknik för energiutvinning från deponigas med varierande energiinnehåll*, Rapport RVF D2001/05, RVFs utvecklingssatsning deponering

[4] U.S. Environmental Protection Agency

[5] EPA, U.S. Environmental Protection Agency, *Landfill Gas Emissions Model (LandGEM)*, version 3.02, http://www.epa.gov/ttn/catc/products.html#software, 2010-01-27

Metanhalten i den utvunna deponigasen minskar med tiden om inget nytt material tillförts deponin. Det gäller att anpassa utsugning och utvinningssystem för att bibehålla en hög metanhalt samtidigt som den totala utvunna energin inte avtar i alltför snabb takt.

Inom ramen för denna utredning har en översiktlig genomgång av faktorer som påverkar insamlad deponigasmängd genomförts. Denna baseras på erfarenheter som erhållits genom intervjuer av ett antal deponiägare[6]. Vid genomförande av prognostiseringar för fortsatt deponigasproduktion bör dessa faktorer beaktas. De faktorer som främst påverkar insamlad deponigasmängd finns sammanställda i Tabell 2.2.

Tabell 2.2. Faktorer som påverkar insamlad deponigasmängd på en deponi.

Faktor	**Kommentar**
Fukthalt	En avgörande faktor för produktion av deponigas är att det är fuktigt i deponin. Fukthalten i deponierna påverkas av årliga nederbördsmängder, om deponin är täckt eller otäckt samt vilken typ av tätskikt som används vid sluttäckning. Det finns exempel på deponier som på grund av sluttäckningen börjar torka ut och utvunna deponigasmängder minskar. I ett försök att hålla igång deponigasproduktionen har man vid några deponier installerat bevattningssystem för bevattning av deponin i samband med sluttäckning.
Deponigasläckage	Deponigasutvinningen vid svenska deponier motsvarar inte deponigasproduktion. Stora delar av deponigasen läcker ut till atmosfären. År 2000 gjorde Naturvårdsverket bedömningen att den utvunna deponigasmängden nationellt uppgick till 35 kton medan läckaget uppgick till 42 kton (Andelen insamlad deponigasmängd ligger i detta exempel på 45 %). Vid genomförd utredning har det vid diskussion med flera av deponiägarna framkommit att man bedömer att endast 30-35 % av den producerade deponigasen samlas in. Det finns en potential för ökad utvinning av deponigas.
Mängd deponerat organiskt material	Vid deponier där det tidigare deponerats mycket organiskt avfall, exempelvis från livsmedelsindustrier, finns det en stor potential för produktion och utvinning av deponigas. Bäst deponigaspotential finns oftast i det ”gamla avfallet” då det i det ”nya avfallet” endast deponerats mindre mängder organiskt avfall.

[6] Johan Karlsvärd har samlat in erfarenheter genom intervjuer med deponisägare hösten 2009

Sättningsproblematik	Sättningsproblem på deponier kan bland annat uppstå på grund av avfallets beskaffenhet, nedbrytning av avfallet, anläggningsarbeten och av ökad belastning vid sluttäckning. Sättningar kan leda till brott på ledningar, brunnar och liknande i utvinningssystemet med minskade utvunna deponigasmängder som följd.
Sluttäckning	Vi vet idag inte fullt ut effekterna av hur sluttäckningen kommer att påverka utvunna deponigasmängder. Syftet med sluttäckning av en deponi är att förhindra vatten från att infiltreras ner i deponin. Fukt i deponin är dock en förutsättning för att upprätthålla deponigasproduktion. I och med att deponin börjar torka vid sluttäckning kommer detta inverka negativt på deponigasproduktionen. Val av metod för sluttäckning, gasdräneringssystem vid sluttäckning och införande av ett eventuellt bevattningssystem i deponin är faktorer som påverkar deponigasproduktionen efter en sluttäckning.
Utbyggt och förbättrat utvinningssystem	Utbyggnad och förbättring av utvinningssystem för deponigas på befintliga och nya deponietapper som idag har ett gammalt utvinningssystem eller saknar utvinningssystem har visat sig ge goda förutsättningar för att öka insamlad deponigasmängd. Tekniken som används för utvinning och utsugning av deponigas är avgörande för utvunna deponigasmängder. Nyinstallation av ny utrustning med förbättrad teknik har visat sig ge goda förutsättningar för en ökad utvinning av deponigas. Flera deponiägare som har intervjuats har nyligen genomfört utbyggnad och förbättring av utvinningssystemen för deponigas och på detta sätt mer än fördubblat insamlad deponigas.

Vid flera av de deponier där deponiägare intervjuats inom ramen för denna utredning vittnar genomförda anläggningsarbeten om att stora mängder onedbrutet organiskt avfall finns kvar i deponierna. Detta indikerar att potentialen för en fortsatt deponigasproduktion i vissa gamla deponier fortfarande kan vara stor. Genom att bygga ut utvinningssystemen bedömer många deponiägare att den utvunna deponigasmängden kan bibehållas på en konstant nivå under flera år framöver.

Prognostisering av deponigasproduktion utifrån hur mycket deponigas som bildades för 10 år sedan är vanskligt, eftersom det till viss del kan vara tekniska parametrar som begränsade uttaget då. Idag finns mer kunskap om hur utvinningssystemen ska byggas upp så att brunnar byggs där deponigasproduktionen är stor.

Vid deponier med en stor deponigasproduktion kan det vara motiverat att beakta möjligheten att avvakta med sluttäckningen för att på detta sätt nyttja gaspotentialen i deponin innan sluttäckning påbörjas. Möjligheten till att avvakta med sluttäckningen beror dock på vilka krav som ställs från berörda myndigheter.

Sammanfattningsvis kan sägas att antalet faktorer som påverkar deponigasutvinningen är många. Flera av de intervjuade deponiägarna har flera gånger försökt upprätta teoretiska prognoser över utvunna deponigasmängder för framtiden. Det har visat sig vara svårt att göra denna typ av bedömningar och beräkningar och de överensstämmer sällan med verkligheten. Ett antal deponiägare har berättat att man utifrån tidigare satta prognoser för insamlad deponigas idag skulle ha haft en relativt liten insamlad deponigasmängd men att den i verkligheten är fortsatt relativt stor.

2.3 GASKVALITÉ

Metan, koldioxid, kväve och syre utgör huvudinnehållet i deponigas men gasen innehåller även varierande mängder av olika föroreningar som exempelvis svavelväte, siloxaner och halogenerade kolväten. Omfattningen av genomförda analyser på deponigas varierar från deponi till deponi. Alla kontaktade deponiägare utom en har genomfört någon form av analyser på insamlad deponigas och de vanligaste är analys av gaserna metan, koldioxid, kväve och syre. I Tabell 2.3 har 21 genomförda analyser på gassammansättning från 12 olika deponier sammanställts.

Tabell 2.3. Sammanställning av analysresultat för deponigas från kontaktade deponier.

Analyserad parameter	Enhet	Medelvärde	Min	Max	Antal analyser	Antal Deponier
Metan, CH_4	vol-%	49,4	39,4	60,3	21	12
Koldioxid, CO_2	vol-%	31,2	25,8	38,8	21	12
Kväve, N_2	vol-%	18,5	4,2	32.3	21	12
Syre, O_2	vol-%	0,9	0	1,5	21	12
Svavelväte, H_2S	mg/m^3	652,3	290	990	4	4
Kisel, Si (oorg)	mg/m^3	7,4	1,9	15	4	4
Kisel, Si (org)	mg/m^3	15,6	5,2	24,6	4	4
Halogenerade kolväten	mg/m^3	3,6	0,2	7,0	2	2

Vid utvinning av deponigas uppstår ett undertryck i deponin vilket gör att luft sugs in. Luftens innehåll av syre konsumeras snabbt av nedbrytande mikroorganismer i deponin medan kvävet följer med deponigasen. Därför innehåller deponigas betydande mängder kväve, till skillnad från biogas producerad under kontrollerade former i en rötkammare.

Deponigasen sammansättning varierar kraftigt mellan olika deponier men, enligt deponiägare, kan sammansättningen också variera kraftigt från olika delar av samma deponi. Orsaken till variation i sammansättning på deponigas från samma deponi beror på vilken typ av avfall som deponerats på den aktuella etappen och på hur gammal denna deponietapp är. I deponier med ”modernt avfall” är svavelvätehalten större och orsaken är troligtvis gips. Avsaknaden av organiskt avfall i dagens deponier kan bidra till att svavelvätet frigörs på ett annat sätt än i gamla deponier.

Erfarenheter från deponier visar att deponigasen får högst metanhalt vid utvinningssystem i anslutning till djupa lakvattendräneringar.

2.3.1 Påverkan på maskinell utrustning

Användningsområdet för deponigas är idag värme- eller kraftvärmeproduktion samt fackling. Majoriteten av de intervjuade anläggningsägarna upplever inte några större problem med den maskinella utrustningen och eventuella större problem som man haft anser man inte kan härledas till deponigasens sammansättning. I Tabell 2.4 finns en sammanställning av anläggningsägarnas erfarenheter om värme- och kraftvärmeproduktion baserad på deponigas.

Tabell 2.4. Påverkan på maskinell utrustning vid användning av deponigas

Värme-produktion	Vid förbränning omvandlas siloxaner (kiselföreningar) till elementärt kisel, ett vitt pulver som sätter igen brännardysan i brännarkammaren. Svavelsyra bildas och fräter sönder panntuberna i pannan. Byte av panntuber bör ske efter cirka 10 år och byte av hela anläggningen efter cirka 17 år. På grund av utfällningar krävs frekventare sotning.
Kraftvärme-produktion	Service, oljebyte, sotning, underhåll och byte av filter sker regelbundet och upplevs inte behöva utföras fler gånger på grund av deponigasen sammansättning. Fukten i gasen ger kondensutfällningar i gaskompressorn till gasturbinen och skapar korrosion. Analyser av oljan i anläggningen visar att oljan är ren och att behovet av oljebyte kan ske mer sällan än vad som görs idag.

Sammanfattningsvis upplever de flesta anläggningsägare med kraftvärmeproduktion att siloxaner och halogenerade kolväten inte utgör något större problem, som särskild uppmärksamhet bör riktas åt. Vid kondensavtappning finns svavelväte löst bland kondensen och är således korrosiv vilket ställer krav på rostfri utrustning.

Efterhand som deponigasproduktionen minskar kommer energiinnehållet att minska i deponigasen. Risken finns att det då blir svårare och svårare att hantera deponigasen vid energiutvinning och att maskinell utrustning kommer att påverkas mer negativt.

3 RENING OCH UPPGRADERING AV DEPONIGAS

Skillnaden mellan uppgradering av deponigas och rötgas från en rötkammare är att deponigas innehåller betydande mängder kväve samt fler och ofta högre halter av föroreningar. Detta kräver ofta mer rening och ett ytterligare separationssteg med en mer komplex process som följd. Det är inte de högre halterna av föroreningar som upplevs som det största hindret för att utnyttja deponigas som fordonsbränsle utan det är en kostnadseffektiv separering av kväve utan för stora metanförluster.

Deponigas kan uppgraderas med PSA eller kryoteknik och för koldioxidseparering kan även andra tekniker användas. Produkten kan var både CBG eller LBG, även med kryoteknik.

3.1 KVALITETSKRAV

I Tabell 3.1 framgår typiska sammansättningar för deponigas och rötgas. Det är metanmolekylerna som innehåller energi som kan utnyttjas vid förbränning och för att öka energitätheten i gasen tas koldioxid och kväve bort genom uppgradering. Övriga ämnen klassas som föroreningar och tas bort eftersom de orsakar skada på utrustning och/eller är skadliga för människa och miljö. Se vidare kapitel 3.2.

Tabell 3.1 Jämförelse mellan deponigas- och rötgassammansättning. Deponigasens sammansättning baseras på insamlad data.

Ämne:	Enhet:	Deponigas:	Rötgas[7]:
Metan, CH_4	vol-%	49 (39 - 60)	65 (60 - 70)
Koldioxid, CO_2	vol-%	31 (26 - 39)	35 (30 - 40)
Kväve, N_2	vol-%	19 (4,0 - 32)	0,2
Syre, O_2	vol-%	0,9 (0 - 1,5)	0
H_2S*	ppm	650 (290 - 990)	<500 (0 - 4 000)
Org. Si-för.*	ppm	7,4 (1,9 - 15)	-
Oorg. Si-för.*	ppm	16 (5,2 - 25)	-
Halogenerade kolväten**	ppm	3,6 (0,2 – 7,0)	-

* Baseras på 4 analyser
** Baseras på 2 analyser

[7] Svenskt Gastekniskt Center, SGC (2006) *BIOGAS - Basdata om biogas*

För att använda deponigas som fordonsgas måste produkten motsvara kraven i *Svensk standard för biogas som fordonsbränsle, SS 15 54 38*. Delar av denna återges i Tabell 3.2. Metanhalten måste vara >96 % och syrekoncentrationen får inte överskrida 1 %. Ett problem är att föroreningar som halogenerade kolväten och siloxaner inte finns representerade i denna standard.

Tabell 3.2. Delar av den Svenska Standarden för biogas som fordonsbränsle (SS 15 54 38), typ A.[8]

Egenskap	Enhet	Värde
Wobbeindex	MJ/Nm^3	44.7 – 46.4
Metan, CH_4	vol-%*	97 ± 1
Daggpunkt vid maxtryck (°C) (t = minsta dygnsmedeltemp. per månad)	°C	t – 5
Oktantal, min	-	130
Vattenhalt, max	mg/Nm^3	32
Halt $CO_2 + O_2 + N_2$, max	vol-%	4.0
Varav O_2, max	vol-%	1.0
Total svavelhalt, max	mg/Nm^3	23
Total halt kväveföreningar (exkl. N_2) i NH_3-ekv., max	mg/Nm^3	20
Max partikelstorlek	µm	1

* vid 273,15 K och 101,325 kPa

Den nuvarande standarden togs fram utifrån fordonsgasproduktion från rötgas med dåvarande tillgängliga uppgraderingstekniker.[9] Deponigas ansågs tidigare inte vara aktuell för uppgradering till fordonsgas och således anpassades inte standarden för fordongas till de ämnen som förekommer i deponigas. Siloxaner förekommer även i biogas från rötning av VA-slam men eftersom siloxaner följer med kondensatet när gasen kyls ansågs det att det inte var nödvändigt med ett gränsvärde, utan problemet avhjälptes med en tillräckligt låg daggpunkt.

Nu och i framtiden kommer fordonsgas att produceras från ett bredare spektrum av källor och det pågår ett utvärderings- och revideringsarbete för att anpassa standarden till nya förutsättningar.[9] Arbetet kommer förmodligen att resultera i införandet av maximala halter på siloxaner, halogenerade kolväten samt olja i gas (härstammar från smörjoljeläckage från högtryckskompressorer efter uppgradering). Idag är daggpunkten specificerad till 5 °C under maxtryck, men halten kommer troligtvis att specificeras till -80 °C vid 4 bar, vilket motsvarar praxis i branschen. I utlandet finns det även en oro för spridning av bakterier och sporer. Olika studier har dock visat att mängderna är små och att naturgas innehåller typer och halter i samma nivå, rumsluft innehåller mer.

För jämförelse kan nämnas att i Marcogaz *Final Recommendation* har ett par europeiska länders, däribland Sveriges, krav för injicering av gas på gasnätet från icke-konventionella källor sammanställts.[10] Frankrike och Holland ställer krav på

[8] Svenskt Gastekniskt Center, SGC (2006) *BIOGAS - Basdata om biogas*

[9] Information från Mattias Svensson, Svenskt Gastekniskt Center, SGC, 3 december 2009

[10] Marcogaz (2006) *Final Recommendation – Injection of gases from non-conventional sources into gas networks*, WG-Biogas-06-18

koncentration av halogenerade kolväten medan Österrike har en gräns för siloxan-koncentration[11]:

- Frankrike: <1 mg Cl/Nm^3 samt <10 mg F/Nm^3
- Holland: <25 mg Cl/Nm^3
- Österrike: <10 mg Si/Nm^3

CEN (the European Committee for Standardization) arbetar med att ta fram en ny standard för injicering av gas från icke-konventionella källor i naturgasnätet och denna ska vara i bruk 2014.[12]

3.2 FÖRORENINGAR

Nedan beskrivs vilka föroreningar som kan förekomma i deponigas, deras påverkan på miljö, hälsa och utrustning samt metod för att ta bort dem.

3.2.1 Vatten – H_2O

Obehandlad deponigas innehåller fukt. Gasen kan torkas genom att kyla den, vilket får vattenångan att kondensera ut. Många föroreningar, däribland siloxaner, kondenserar med fukten och därtill löser sig många kvarvarande föroreningar i kondensatet.[13] Dessa föroreningar följer sedan med när kondensatet tappas.

Torkning av gas till en låg daggpunkt motsvarande -80 °C vid 4 bar_e utförs vanligen med en adsorptionstork. Torkning sker i två växelvis arbetande kolonner som är fyllda med ett vattenadsorberande material. Ett litet delflöde av torkad gas, från torken i drift, värms upp för att under reducerat tryck föras igenom den adsorptionstork som regenereras från vatten. Gasflödet från torken som regenereras leds tillbaka till ingående rågasflöde medan den torkade gasen leds genom ett partikelfilter för att förhindra att adsorptionsmedel kommer med gasen.

3.2.2 Damm och partiklar

Damm, partiklar och oljerester från kompressorer tas bort med filter med olika finhet. Dessa filter tar även bort en viss mängd kondensvatten, i vätskefas.

3.2.3 Svavelväte – H_2S

Svavelväte bildas när organiskt material innehållande svavel bryts ner i syrefri miljö. Svavelväte är korrosivt på de flesta metaller och reaktiviteten ökar med ökad koncentration, förhöjt tryck och förhöjd temperatur samt vid närvaro av vat-

[11] Cl = klor, F = fluor, Si = kisel

[12] Information från Håkan Eriksson, E.ON Gas Sverige AB, 1 mars 2010

[13] Gastreatment Services, GtS, *Total Contaminant Removal (TCR)*, GtS/TCR/0701/EN, www.gastreatmentservices.com

ten. I högre koncentrationer är svavelväte även extremt toxiskt och orsakar andningsförlamning[14]. Vi varnas dock av dess karakteristiska lukt.

Svavelväte skulle kunna tas bort samtidigt som koldioxid med till exempel absorptions- eller membranteknik. För att förhindra korrosion nedströms i processen tas dock svavelväte oftast bort separat, tidigt i processen. Det finns ett flertal metoder att välja mellan och en vanlig metod är att använda aktivt kol. Aktivt kol fungerar som en katalysator för oxidation av svavelväte till elementärt svavel[15]:

$8H_2S + 4O_2 \rightarrow S_8\,(s) + 8H_2O$

Genom att impregnera aktivt kol med kemikalier optimeras materialets egenskaper och reningen blir mer kostnadseffektiv. Vid rening av svavelväte kan bland annat salterna kaliumkarbonat (K_2CO_3) och kaliumjodid (KI) användas. När materialet är mättat måste det bytas ut.

En annan vanligt förekommande metod för rening av svavel är reaktion med järnoxid. Varumärken är Sulfa-Treat® och Sulfur-Rite®, vilka utgör skyddade icke-regenerativa reaktionsmedia. Gasen flödar över mediet och svavelväte reagerar med järnoxid och bildar järnpyrit[16]:

$Fe_xO_x + H_2S \rightarrow FeS_2 + H_2O$

Ett tredje alternativ för borttagning av svavelväte är adsorption med *SOXSIA®*.[17] SOXSIA® står för *Sulphur Oxidation and Siloxane Adsorption* och är en katalysator för adsorption av siloxaner samtidigt som svavelväte tas bort genom reaktion med järnoxid:

$Fe_2O_3(s) + 3H_2S(g) \rightarrow Fe_2S_3(s) + 3\,H_2O(g)$

Järnoxid regenereras med inert gas vid 20 – 50 °C. Därefter tillförs en liten mängd syre, upp till 0,2 %, och följande kemiska reaktion sker:

$Fe_2S_3(s) + 3/2O_2(g) \rightarrow Fe_2O_3(s) + 3S_2(s)$

Om deponigasen naturligt innehåller syre sker reaktionen automatiskt. Processen körs vid lufttemperatur och atmosfärstryck. Bildat svavel i fast form blir kvar i adsorptionsmaterialets porer. När adsorptionsmaterialet är mättat (~6 månader) på svavel byts det ut och avsvavlas genom upphettning till 450 °C. Därefter kan filtret användas igen.

Deponigas innehåller högre halter svavelväte jämfört med rötgas. För att minimera kostnaden för aktivt kol bör en regenerativ process eftersträvas, eventuellt med efterföljande steg med aktivt kol som polish.

---

[14] Sterner (2003) *Förgiftningar och miljöhot*, Studentlitteratur

[15] Henning och Schäfer, *Impregnated activated carbon for environmental protection*, www.activated-carbon.com/enviro.html, 2009-12-08

[16] Nagl (2008) *Small capacity sulfur recovery units*, Gas Technology products, www.gtp-merichem.com/support/technical_papers/small_capacity/index.php, 2009-12-08

[17] Gastreatment Services, GtS, *Gas Treatment Package (GTP)*, GtS/GTP/0802/EN, www.gastreatmentservices.com

3.2.4 Siloxaner

Siloxaner är en stor grupp organiska kiselföreningar och härstammar från diverse konsumtionsprodukter, exempelvis tvättmedel, kosmetika, textilier etc. Vid förbränning omvandlas siloxaner till elementärt kisel och bildar ett vitt pulver som kan orsaka slitage och igensättning av utrustning. Det finns ett antal alternativ för att ta bort siloxaner, bland annat kondensering (se 3.2.1) och adsorption (se 3.2.3, SOXSIA®) på exempelvis aktivt kol.

3.2.5 Halogenerade kolväten

Halogenerade kolväten innehåller klor (Cl), fluor (F) och brom (Br) och i deponier härstammar de från aromater och halogenerade ämnen som producerats i den kemiska industrin för användning i konsumtionsprodukter samt från nedbrytning av olika fasta material.[18]

Under förbränning bildas i närvaro av vatten de sura gaserna väteklorid, eller saltsyra, (HCl) och väteflourid (HF) som är korrosiva på metaller. Under vissa förhållanden kan även cancerframkallande dioxiner och furaner bildas. Halogenerade kolväten tas bort genom adsorption, se vidare kapitel 4.

[18] Environment Agency & SEPA (Scottish Environment Protection Agency) (2004) *Guidance on gas treatment technologies for landfill gas engines*, LFTGN06, www.environment-agency.gov.uk

3.2.6 Sammanställning

I Tabell 3.3 har föroreningar som förekommer i deponigas sammanställts, tillsammans med dess påverkan på hälsa och utrustning samt hur de tas bort.

Tabell 3.3. Sammanställning av föroreningar, dess påverkan på utrustning, hälsa och miljö samt hur de tas bort.

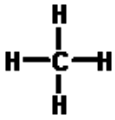
Ämne	**Påverkan på hälsa**	**Påverkan relaterad till distribution och användning**	**Reningsteknik**
Vatten	-	Korrosion	Filter (vätskefas) Kondensering Adsorption
Damm och partiklar	Kan orsaka luftvägssjukdomar	Slitage	Filter
Svavelväte	Toxiskt i höga koncentrationer	Korrosion Dålig lukt	Aktivt kolfilter Absorption med metalloxid m.fl.
Siloxaner	-	Slitage, igensättning (elementärt kisel)	Kondensering Adsorption
Halogenerade kolväten	Under vissa förutsättningar bildas vid förbränning cancerframkallande dioxiner och furaner	Korrosion	Adsorption

3.3 AVSKILJNING AV KOLDIOXID OCH KVÄVE

Deponigas innehåller framförallt metan, koldioxid och kväve. För att höja energivärdet på produkten uppgraderas gasen, vilket innebär att koldioxid och kväve separeras från metan.

Vid uppgradering utnyttjas olika fysikaliska egenskaper för de olika molekylerna. Dessa har sammanställds i Tabell 3.4. Vanliga uppgraderingstekniker för avskiljning av koldioxid är absorption (exempelvis fysisk absorption med vattenskrubber eller kemisk absorption med amin) och adsorption. Utanför Sverige används även membranteknik.

Tabell 3.4. Fysikaliska egenskaper för metan, koldioxid och kväve.[19]

	Enhet	Metan	Koldioxid	Kväve
Beteckning		CH_4	CO_2	N_2
Struktur				
Löslighet i vatten (1,013 bar, 0°C)	vol/vol	0,054	1,7163	0,0234
Specifik volym (1,013 bar, 21°C)	m^3/kg	1,43	0,547	0,862
Kondenseringstemperatur (1,013 bar)	°C	-161	-78,5	-196

3.3.1 Absorption

Absorption innebär att ett ämne i gasfas överförs till en vätska (absorptionsmediet) genom att gasen och vätskan på ett effektivt sätt kontaktas med varandra. Separation sker vanligtvis genom att en gasström och en vätskeström flödar i motsatt riktning i en kolonn och för att öka kontaktytan är kolonnen fylld med fyllkroppar (Figur 3.1).

[19] Air Liquide, *Gas Encyclopaedia*, http://encyclopedia.airliquide.com/encyclopedia.asp, augusti 2008

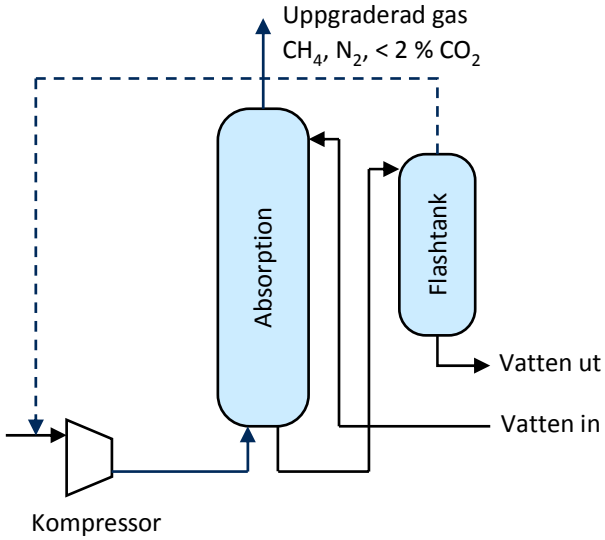
Figur 3.1 En vattenskrubberkolonn fylld med fyllkroppar.[20]

Tekniken bygger på olika molekylers löslighet i absorptionsmediet och en vanligt förekommande teknik är vattenskrubber, där vatten utgör absorptionsmediet. En annan teknik är kemisk absorption med en amin.

Vattenskrubber

Koldioxids löslighet i vatten är 1,7 vol/vol (1,013 bar, 0 °C) jämfört med 0,05 för metan (Tabell 3.4) och lösligheten ökar med låg temperatur och ökat tryck.

Ett översiktligt flödesschema över vattenskrubbertekniken återges i Figur 3.2. Gasströmmen komprimeras till ~8 bar och matas in i absorptionskolonnen där den möter en motsatt ström av vatten. Uppgraderad gas tas ut i toppen och innehåller <2 % koldioxid. Resterande utgörs av metan och eventuellt kväve.



Figur 3.2. Översiktlig processbeskrivning av en vattenskrubber.

[20] Foto Svenskt Gastekniskt Center, SGC

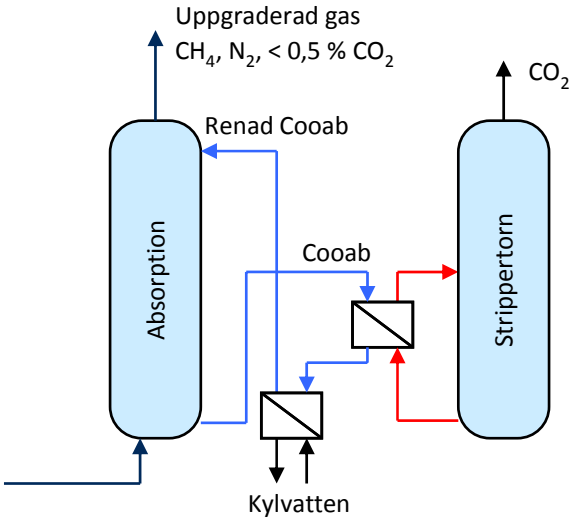
Vatten mättad med koldioxid tas ut i botten. Metans löslighet i vatten är mycket liten, men inte noll, och därför innehåller strömmen även små mängder löst metan. Genom att föra gasen genom en flashtank, där trycket reduceras, avgår löst metan och återförs till kompressorns sugsida.

Som framgår av Tabell 3.4 har kväve en låg löslighet i vatten och fysisk absorption i vatten kan därför inte användas för att separera kväve från metan. Tekniken kan dock användas för deponigas för avskiljning av koldioxid. Metan och kväve går genom processen och det krävs ett efterföljande steg för kväveavskiljning, se kapitel 4.

Kemisk absorption med amin

Kemisk absorption med amin innebär att en kemikalie används som absorptionsmedia. Anledningen till att använda en kemikalie är att den designas för att vara selektiv på koldioxid.

En teknik som förekommer i Sverige är LP Cooab®, där Cooab är varunamnet på kemikalien. Absorption av koldioxid i kemikalien sker på samma sätt som i en vattenskrubber, men vid lågt tryck. Uppgraderad gas tas ut i toppen och har en koldioxidkoncentration på <0,5 % (Figur 3.3). Resterande utgörs av metan och eventuellt kväve. Den koldioxidmättade Cooab-vätskan förs in i ett strippertorn där den desorberas på koldioxid genom upphettning.



Figur 3.3. Översiktlig processbeskrivning av LP Cooab®.

Cooab (och andra aminer) är selektiva på koldioxid och kan inte användas för kväveseparering. Tekniken kan dock användas för deponigas för avskiljning av koldioxid. Kemikalien är dock känslig för syre och syrekoncentrationen måste vara mindre än 0,2 %.[21] För kväveseparingsmetoder, se kapitel 4.

[21] Lars-Evert Karlsson, Läckeby Water Group AB, muntligt, höst 2009

3.3.2 Adsorption

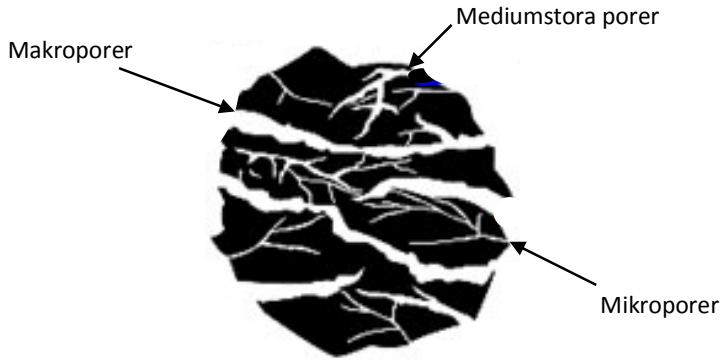
Vid adsorption används ett fast material för att adsorbera något specifikt ämne från en gas eller en vätska. Adsorptionsteknik används för både rening och separation av gaser. Vid rening är det föroreningen som adsorberas medan vid separation är det antingen det som ska avskiljas eller det som ska anrikas som adsorberas.

Tekniken bygger på skillnader i molekylstorlek och ett adsorptionsmaterial designas så att det är selektivt på en viss molekyl som därmed adsorberar på materialet. Ett adsorptionsmaterial kännetecknas av en hög porositet och en stor ytarea och vanligt förekommande material är aktivt kol, kisel, zeoliter och polymerer. Dessa utformas som pellets, granulat eller pulver.

Aktivt kol

Aktivt kol består av industriellt processade karbonatiska produkter.[22] De har en porös struktur med en stor ytarea, typiskt > 400 m^2/g, och kan adsorbera en variation av ämnen genom att attrahera molekyler till den inre ytan. Materialet är icke-polärt vilket får till följd att det tål fukt.

Strukturen är uppbyggd av makroporer (d > 50 nm) som förgrenar sig i mediumstora porer (2- 50 nm) och mikroporer (< 2 nm), se Figur 3.4. Adsorption sker i de mindre porerna medan makroporerna fungerar som transporttunnlar.



Figur 3.4 Schematisk bild över strukturen för aktivt kol, med makro-, medelstora och mikroporer.

Ett användningsområde för aktivt kol är rening av gaser. Vissa molekyler, som svavelväte och ammonium, är svåra att adsorbera. Genom att impregnera aktivt kol med en kemikalie (exempelvis svavel och kaliumjodid) kan dessa molekyler separeras genom en kemisk reaktion. Separationsprocessen är då en kemisk adsorption (*eng; chemisorption*).[23]

[22] Henning och Schäfer, *Impregnated activated carbon for environmental protection*, www.activated-carbon.com/enviro.html, 2009-12-08

[23] CarboTech, *Intelligence in activated carbon,* tillhandahållen information under sommaren 2008

Zeoliter

Zeoliter är kristallina aluminiumsilikater som förekommer naturligt, men som även framställs i industriella processer.[24] Materialet har väldefinierade kanaler som löper genom strukturen och som sammanfaller i hålrum. Zeoliter används till att separera neutrala molekyler som koldioxid och kolväten.

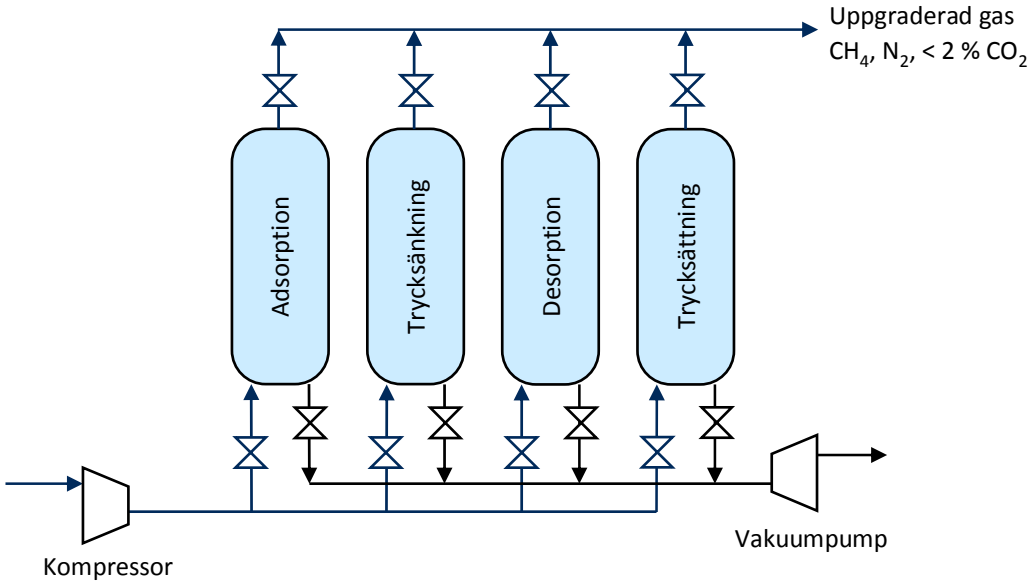
Adsorptionsprocessen

Adsorptionsprocessen kan utformas på olika sätt och namnet talar ofta om hur adsorptionsmaterialet regenereras[24]:

- PSA, *pressure swing adsorption,* adsorption sker vid förhöjt tryck (~8 bar). Därefter ”svingas” trycket och regenerering sker via trycksänkning. En cykel tar sekunder eller minuter.
- TSA, *temperature swing adsorption*, adsorption sker vid ~40°C, därefter ”svingas” temperaturen, den höjs, till >120°C för att driva av det som adsorberats. Trycket är normalt <4 bar och cykeln är ett par timmar upp till ett dygn. Tekniken används bland annat till att torka gas.
- Regenerering med inert gas (*Inert-purger cycle*), en icke-absorberande eller svagt absorberande gas regenererar adsorptionsmaterialet.

PSA kan användas för separering av koldioxid och kväve från metan. Adsorptionsmaterialet designas för att vara selektivt på det som ska adsorberas. Leverantörer av PSA-teknik har ofta patenterat sin process och val och design av adsorptionsmaterial utgör affärshemligheter.

En PSA består av ett antal kolonner, ofta fyra eller sex stycken, som arbetar i serie (Figur 3.5). Adsorption sker under förhöjt tryck, ~8 bar och när adsorptionsmaterialet i en kolonn är mättat leds gasen till nästa.



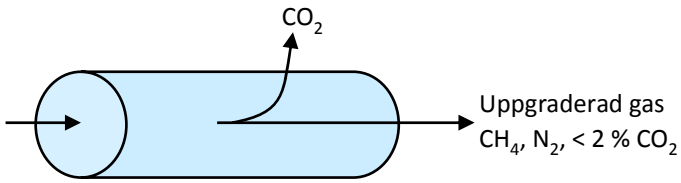
Figur 3.5. Översiktlig processbeskrivning av PSA.

[24] Yang (1997) *Gas separation by adsorption processes,* vol.1, Imperial College Press

Regenerering av adsorptionsmaterial sker genom trycksänkning. I ett första steg sker trycksänkning till atmosfärstryck. Avgående gas innehåller betydande mängder metan och för att minimera metanförluster leds gasströmmen tillbaka till kompressorns sugsida. I nästa steg sker ytterligare trycksänkning till vakuum och adsorberade molekyler sugs ut. Adsorptionsmaterialet är regenererat och kolonnen tryckhöjs till arbetstryck innan nästa cykel börjar. En cykel tar sekunder till minuter.

3.3.3 Membran

Vid separering med membranteknik utnyttjas olika molekylers permeabilitet genom ett material och tekniken bygger på skillnad i partialtryck. Trycksatt gas (~14 bar) förs genom ett polymeriskt material och de ”snabba” molekylerna, i detta fall koldioxid, tränger igenom till lågtryckssidan medan de långsamma molekylerna går genom membranet (Figur 3.6).



Figur 3.6. Principskiss över ett membran.

Även en del metan tränger igenom materialet. Ju större membran, desto högre metankoncentration i produktgasen men också desto större metanförluster eftersom mer metan tränger igenom till lågtryckssidan. Problemet kan delvis åtgärdas genom att använda membran i serie.

Tekniken används för separering av koldioxid men kan inte användas för kväveseparering eftersom metan och kväve har samma molekylära egenskaper och låg permeabilitet genom membranen. Membran används dock för deponigas med efterföljande kväveavskiljning. För närmare beskrivning av kvävesepareringsmetoder, se kapitel 4.

3.3.4 Kryoteknik

Ytterligare en teknik för separering av gaser är kryoteknik. Kryoteknik är förknippad med produktion av mycket låga temperaturer (< -150 °C). Uppgraderingstekniken utnyttjar skillnaden i kondenseringstemperatur för att separera de olika gaserna ifrån varandra och kan utnyttjas för separering av både koldioxid och kväve. Produkten är antingen CBG eller LBG.

Kryoteknik för uppgradering av biogas och deponigas är under utveckling och i pilotstadiet. Intresset är dock stort och det finns ett par leverantörer som arbetar med utveckling av denna teknik. Se vidare kapitel 4.2.

4 LEVERANTÖRER AV UPPGRADERINGSTEKNIK FÖR DEPONIGAS

Det finns ett antal leverantörer av teknik för uppgradering av deponigas. Utifrån kvävesepareringsmetod kan teknikerna delas in i två grupper; PSA samt kryoteknik. Idag finns det fullskaliga anläggningar för PSA-tekniken medan kryotekniken är under utveckling. Nedan följer utförligare tekniska beskrivningar av processer från följande leverantörer:

PSA:

- Cirmac/Läckeby Water Group
- Guild Associates/Molecular Gate™

Kryoteknik:

- Air Liquide Advanced Technologies
- Terracastus Technologies

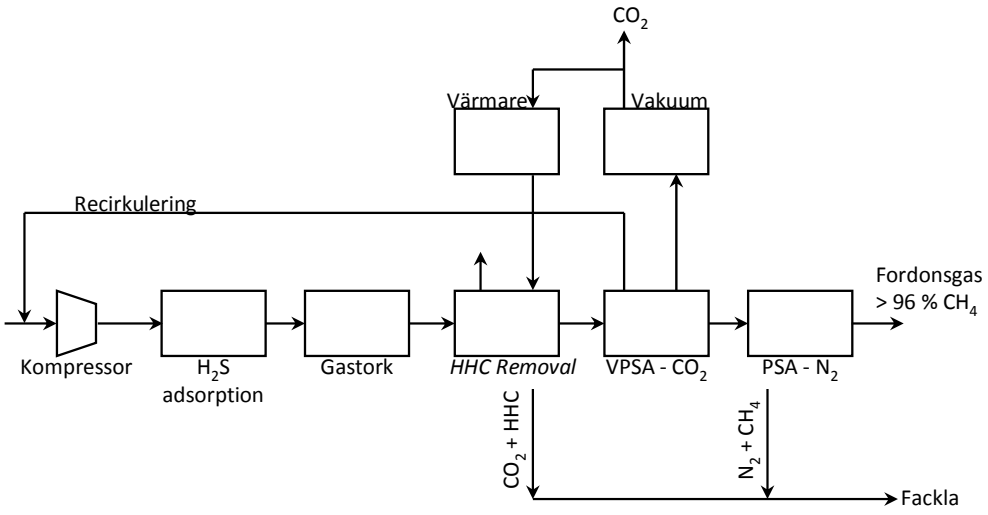
Båda teknikvalen ger relativt höga metanförluster i kväveseparingssteget. Vid PSA beror de höga metanförlusterna på små skillnader i molekylstorlek för metan och kväve. Vid utnyttjande av kryoteknik löser sig en del kväve i kondenserad metan. Genom flashning (trycksänkning) avgår löst kväve, men även en del metan. För att höja processens energieffektivitet bör avgående metan utnyttjas för energiproduktion.

4.1 AVSKILJNING AV KVÄVE MED PSA-TEKNIK

4.1.1 Cirmac/Läckeby Water Group[25]

Läckeby Water Group erbjuder tillsammans med sin holländska partner Cirmac ett system för uppgradering av deponigas. Tekniken är under installation vid en deponi i Frankrike som Veolia driver och anläggningen har varit i drift sedan maj 2009. Uppgradering sker med PSA för koldioxid och därefter ytterligare en PSA för kväve (Figur 4.1). Produkten är fordonsgas i gasfas som efter propantillsats kan injiceras till gasnätet. Ett översiktligt flödesschema över tekniken ges av Figur 4.1. Därefter följer en mer utförlig beskrivning av respektive renings- och uppgraderingssteg i Figur 4.2, Figur 4.3 och Figur 4.4.

[25] Text i detta kapitel bygger på information från Lars-Evert Karlsson, Läckeby Water Group, inskaffad under hösten 2009.

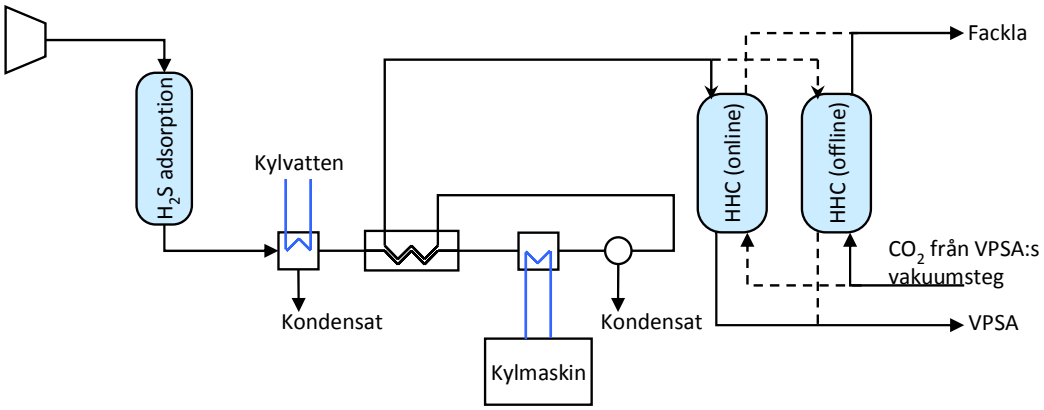


Figur 4.1 Flödesschema för uppgradering av deponigas med teknik från Cirmac/Läckeby Water Group.

Avskiljning av föroreningar

Inkommande deponigas komprimeras till ~8 bar och svavelväte avskiljs genom adsorption på impregnerat aktivt kolfilter (Figur 4.2). Därefter torkas gasen genom att gasen kyls och vattenånga kondenserar och tappas av. En stor del föroreningar, exempelvis siloxaner, löser sig i kondensatet och separeras på så sätt från gasen.

I följande HHC-modul finrenas gasen och halogenerade kolväten, siloxaner och övriga återstående föroreningar tas bort i en PSA genom adsorption på ett dedikerat adsorptionsmaterial (skyddad teknik). Två adsorptionskolonner arbetar i serie. Medan den ena är online regenereras den andra med avgående koldioxid från desorptionssteget i VPSA:n (CO_2 avskiljning). Gasströmmen från regenereringen innehållande separerade föroreningar destrueras i en fackla.



Figur 4.2 Reningsprocess för deponigas. Gasen komprimeras och svavelväte avskiljs genom adsorption. Därefter torkas gasen och kondensat med lösta föroreningar tappas från gasströmmen. Till sist finrenas gasen och återstående siloxaner, halogenerade kolväten och övriga föroreningar tas bort i HHC-modulen.

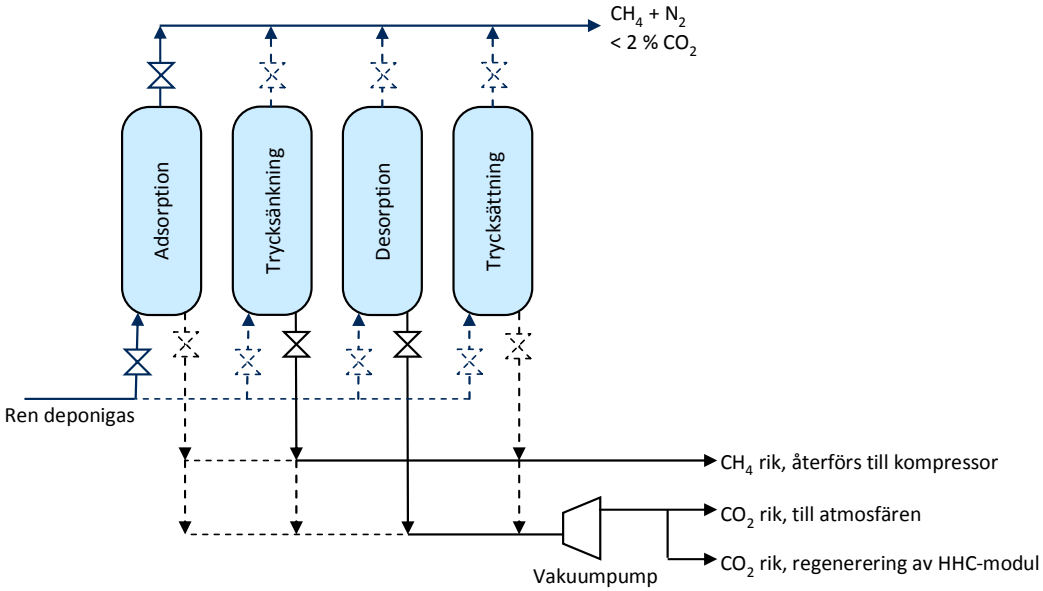
När gasen lämnar HHC-modueln är den ren och torr.

Avskiljning av koldioxid – CO_2

Nästa steg är koldioxidavskiljning med VPSA (Figur 4.3). Fyra kolonner med ett dedikerat adsorptionsmaterial arbetar i serie. Renad gas från HHC-modulen leds in i en kolonn där koldioxid adsorberas medan metan och kväve går igenom och tas ut i toppen. Gasen har anrikats på metan och kväve och innehåller <2 % koldioxid.

När adsorptionsmaterialet är mättat leds gasen till nästa kolonn. Mättat adsorptionsmaterial regenereras genom trycksänkning, vilket får adsorberade gasmolekyler att avgå. Trycksänkning sker i två steg, först till atmosfärstryck och därefter till vakuum.

Även små mängder metan och kväve kommer att adsorberas i adsorptionsprocessen. Avgående gas från det första trycksänkningssteget är metanrik och återförs till kompressorns sugsida. Avgående gas från nästa steg, desorptionssteget, är koldioxidrik och ett delflöde används till att regenerera adsorptionsmaterialet i HHC-modulen. Resterande del släpps till atmosfären.

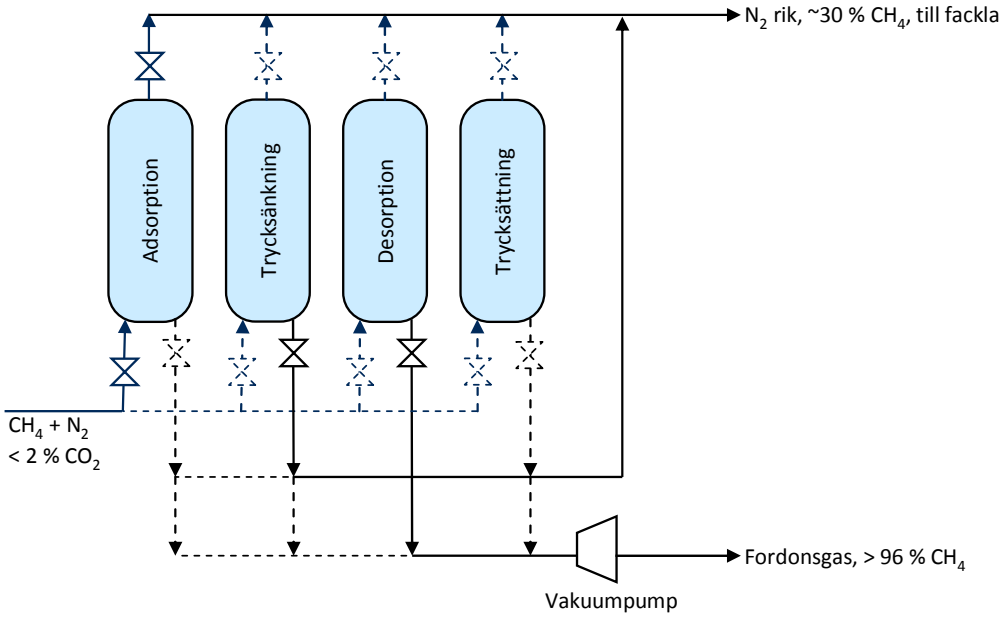


Figur 4.3 Separering av koldioxid med VPSA-teknik (skiss efter PFD från Läckeby Water Group).

Avskiljning av kväve – N_2

Det sista steget är avskiljning av kväve, som separeras med ytterligare en PSA (Figur 4.4). Processen fungerar på samma sätt som den för koldioxidavskiljning men med skillnaden att det är metanet som adsorberas, alltså inte det som ska avskiljas. Metan adsorberas medan kväve går genom kolonnen och metangas erhålls alltså vid regenerering av adsorptionsmaterialet.

På grund av en liten skillnad i molekylstorlek för metan och kväve kommer även en viss mängd kväve att adsorberas. Avgående gas från det första trycksänkningssteget innehåller betydande mängder kväve och leds tillsammans med gasströmmen från HHC-modulen till en fackla, alternativt en gasmotor. Metangas av fordonsgaskvalité erhålls därefter i desorptionssteget, det andra trycksänkningssteget.



Figur 4.4 Separering av kväve med PSA-teknik. Det är metan som adsorberas medan kväve, och även en del metan, går genom kolonnen (skiss efter PFD från Läckeby Water Group).

Av den metan som går in i processen återfinns cirka 85-90 % i fordonsgasen.

Figur 4.5 Uppgraderingsanläggningen levererad av Cirmac och installerad på en deponi i Frankrike som drivs av Veolia.[26]

4.1.2 Guild Associates, Inc./Molecular Gate™[27]

Molecular gate™ är en adsorptionsteknik för borttagning av koldioxid och/eller kväve från förorenade gasflöden, däribland deponigas. Tekniken har utvecklats av Engelhard Corporation, som numera är en del av BASF Group, och Guild Associates, Inc. Guild är leverantör av adsorptionsteknologi för naturgas och andra gaser och innehar ensam licens på Molecular Gate™-teknologin.

---

[26] Bilder tillhandahållna från Lars-Evert Karlsson, Läckeby Water Group.

[27] Text i detta kapitel bygger på information från Michael Mitariten, Guild Associates, Inc., och från www.moleculargate.com, inskaffad under hösten 2009.

Guild fabrikstillverkar systemen i modulutförande för enkel installation och drift. De har hittills installerat Molecular gate™ på 5 deponier, varav två producerar flytande biogas (Albury och Livermore Landfill), se Figur 4.1.

Tabell 4.1. Deponier där Molecular Gate™ används för uppgradering av deponigas.[28]

Plats	Flöde till Molecular Gate™ (Nm^3/h)	Status	Separation	Start
UK (Albury)	1 350	I drift	N_2 & CO_2	Maj 2008
Washington	9 000	I drift	N_2 & CO_2	Dec 2008
Tennesse	1 350	I drift	N_2 & CO_2	Okt 2008
Kalifornien (Livermore)	3 600	I drift	N_2 & CO_2	Okt 2009
Pennsylvania	8 000	I drift	N_2 & CO_2	Jun 2009

På samtliga deponier separeras kväve och gaskvalité har varierat enligt Tabell 4.2.

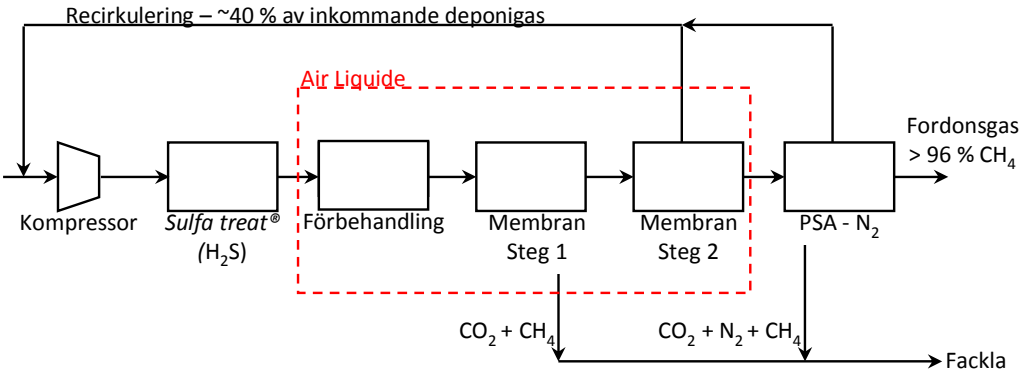
Tabell 4.2. Molecular Gate™ används för att uppgradera gas med både hög och låg koncentarion av N_2/O_2.

Sammansättning rågas	låg N_2/O_2 (%)	hög N_2/O_2 (%)
Metan, CH_4	52	46
Kväve, N_2	5	15
Koldioxid, CO_2	42,5	37,5
Syre, O_2	0,5	1,5

I USA är drivkraften till att rena och uppgradera deponigas de stora gasflödena. Med de förhållanden som råder i USA krävs typiskt 2 000 Nm^3/h och större flöden för att få ekonomi i en anläggning. Med rätt incitament kan de gå ner till 1 500 Nm^3/h eller lägre. Guild har en standarddesign med en nominell kapacitet på 500 Nm^3/h, vilken har levererats i sju enheter för rening och uppgradering av metangas med olika ursprung (inte deponigas). Nedanstående beskrivning bygger på denna design.

Figur 4.6 återger flödesschemat för processen. Gasen komprimeras till ~15 bar och svavelväte tas bort. Därefter utnyttjas oftast teknik från Air Liquide för rening och separering av huvuddelen av koldioxid, men även andra tekniker har används. Till slut separeras kväve och återstående koldioxid med Molecular Gate™ och produkten innehåller den tillåtna mängden kväve, som i Sverige är 4 %, och ingen koldioxid.

[28] Guild Associates, Inc., *Pipeline quality natural gas from digesters*, *Guild Molecular Gate™ Technology*, informationsmaterial tillhandahållen från Michael Mitariten, 2009-10-06



Figur 4.6 Flödesschema för uppgradering av deponigas med teknik från Guild Associated, Inc/Molecular Gate™ .

Avskiljning av föroreningar

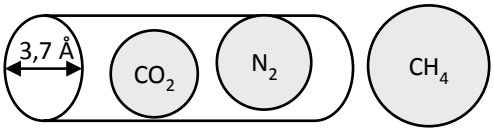
Svavelväte tas bort genom reaktion med järnoxid och processen går under varunamnet *Sulfa treat®* (se 3.2.3). Därefter renas gasen från siloxaner, halogenerade kolväten och övriga föroreningar med teknik från Air Liquide och för teknikbeskrivning hänvisas till kapitel 4.2.1.

Avskiljning av koldioxid – CO_2

Avskiljning av huvuddelen av koldioxiden sker med membranteknik, också levererad av Air Liquide, och läsaren hänvisas därför till kapitel 4.2.1.

Avskiljning av kväve – N_2

Avskiljning av kväve och återstående koldioxid, ~1 %, görs med Molecular Gate™, som är en typ av PSA. Tekniken bygger på ett adsorptionsmaterial som är selektivt på molekylstorlek. Utgångsmaterialet har en pordiameter på 4 Å (ångström[29]). Genom sammandragning av porerna minskas pordiametern till 3,7 Å vilket resulterar i att metanmolekylerna är för stora för att adsorberas. En principskiss ges av Figur 4.7.



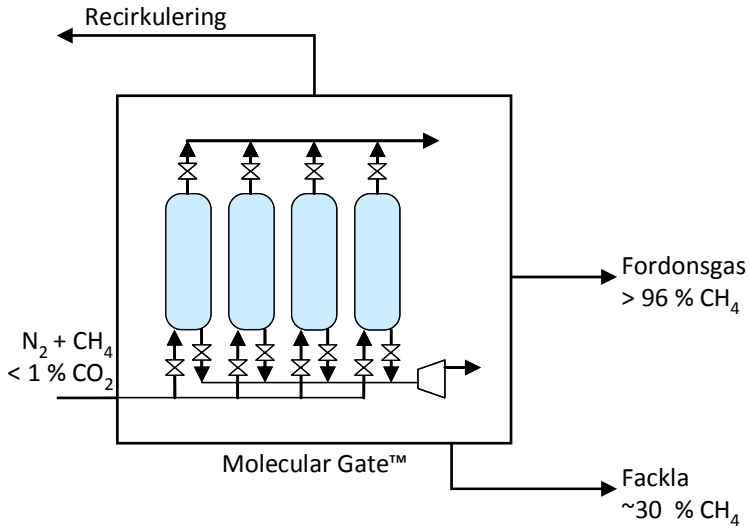
Molekyl	Molekyldiameter (Å)
CO_2	3,4
N_2	3,6
CH_4	3,8

Figur 4.7 Principen för Molecular Gate™ bygger på skillnad i molekyldiameter och adsorptionsmaterialet designas för att adsorbera koldioxid och kväve, medan metan endast adsorberas i små mängder och flödar genom bädden som produktgas.[30]

[29] En ångström = $1*10^{-10}$ eller 0,1 nm

[30] Guild Associates, Inc., *Molecular Gate™ Technology, Nitrogen rejection, CO_2 removal,* informationsmaterial tillhandahållen från Michael Mitariten, 2009-10-06

Inkommande gas till Molecular Gate™ innehåller kväve, metan och cirka 1 % koldioxid tillsammans med en viss mängd syre och har ett tryck på ~8 bar (Figur 4.8). I PSA:n adsorberas kväve, koldioxid och en del av eventuellt syre men på grund av hålrum i bädden och små mängder adsorberad metan blir det en viss mängd metan kvar i bädden. För att minska metanförlusten recirkuleras den metanrika gasströmmen från regenereringssteget tillbaks till kompressorns sugsida. Resterande gasström från regenereringen leds till en fackla. Denna gasström utgör ~30 % av inkommande gasflöde till Molecular Gate™-modulen och innehåller så mycket som 30 % metan (både flöde och metankoncentration är starkt beroende av kvävekoncentrationen i inkommande gasström till Molecular Gate™-enheten).



Figur 4.8 Molecular Gate™ är en PSA där kväve och återstående koldioxid (~1 %) separeras från metan.

Produkten är fordonsgas i gasfas med 4 % kväve.

Figur 4.9 Moleculat Gate™ Spec Plant.[30]

4.2 AVSKILJNING AV KVÄVE MED KRYOTEKNIK

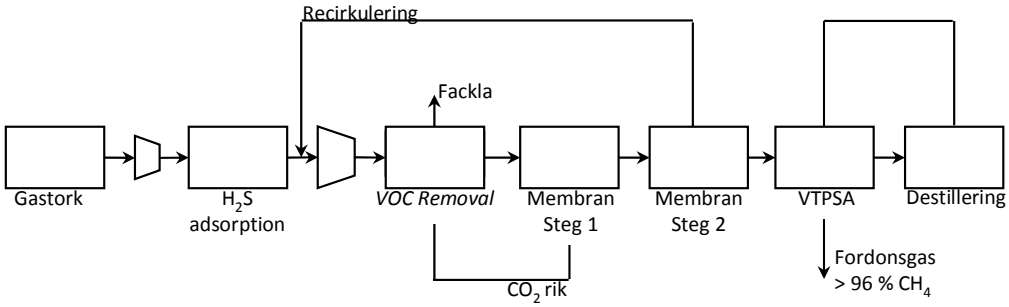
Kryoteknik är förknippad med produktion av mycket låga temperaturer, < -150°C, och inkluderar både destillations- och kondenseringsteknik.

4.2.1 Air Liquide Advanced Technologies[31]

Air Liquide Advanced Technologies har utvecklat membran för separering av gaser och dessa används för uppgradering avseende koldioxid från rötgas och deponigas. I USA finns 14 anläggningar installerade för uppgradering av deponigas med inmatning av gasen till naturgasnätet. En viktig skillnad mellan deponigas i USA och Sverige är emellertid att gasen inte sugs ut lika hårt i USA varmed gasens kvävehalt endast är omkring 3 vol-% i deponigasen.

Air Liquide har under lång tid utvecklat och använt destillationsteknik för att separera syre och kväve och de menar att samma teknik kan utnyttjas för att separera metan och kväve. De planerar att bygga en pilotanläggning för ~100 Nm^3 deponigas/h för att testa kapacitet, verifiera data och effektivisera processen. Det kommer att ta cirka 1 år att färdigställa en pilotanläggning och tekniken för kväveseparering kan finnas på marknaden om cirka 2 år.

Figur 4.10 ger ett översiktligt flödesschema av Air Liquides teknik för rening och uppgradering av deponigas. Deponigas torkas och svavelväte tas bort innan gasen trycksättas till cirka 14 bar. Därefter renas gasen på föroreningar och koldioxid avskiljs i två seriekopplade membran. Till sist separeras kväve från metan genom destillering och produkten är fordonsgas i gasfas.



Figur 4.10 Flödesschema för uppgradering av deponigas med teknik från Air Liquide Advanced Technologies.

Avskiljning av föroreningar

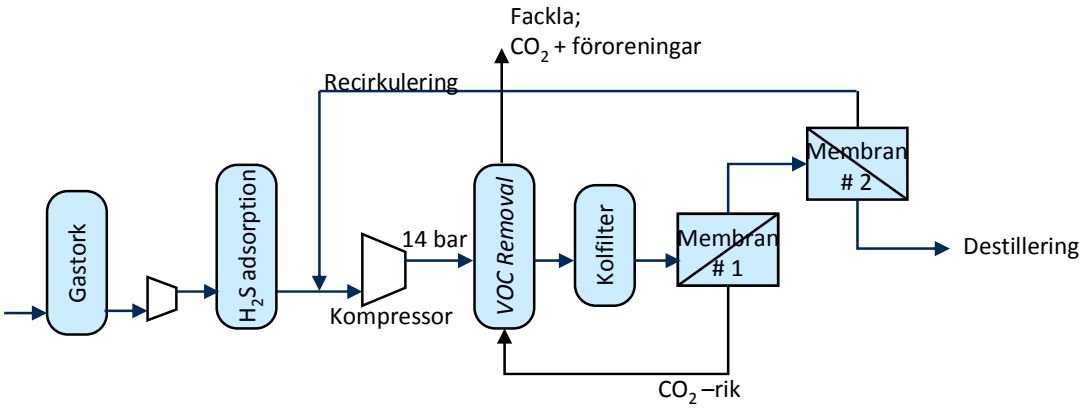
Inkommande deponigas torkas och svavelväte tas bort genom adsorption på aktivt kol (Figur 4.11). Därefter komprimeras gasen till 14 bar.

Gasen renas från siloxaner, halogenerade kolväten och övriga föroreningar i *VOC Removal*-modulen, som är en regenerativ PSA med ett dedikerat adsorptionsmaterial (skyddad Air Liquide-teknik). PSA:n består av två kärl som arbetar paral-

[31] Text i detta kapitel bygger på information från Yannick Rouaud, Air Liquide Advanced Technologies , inskaffad under hösten 2009.

lellt. Medan adsorption sker i ett kärl desorberas mättat adsorptionsmaterial i det andra kärlet med avgående gas från det första membransteget (Membran #1 i Figur 4.11).

För att skydda membranen tas eventuella spår av svavelväte, kolväten och andra föroreningar till sist bort med ett aktivt kolfilter.



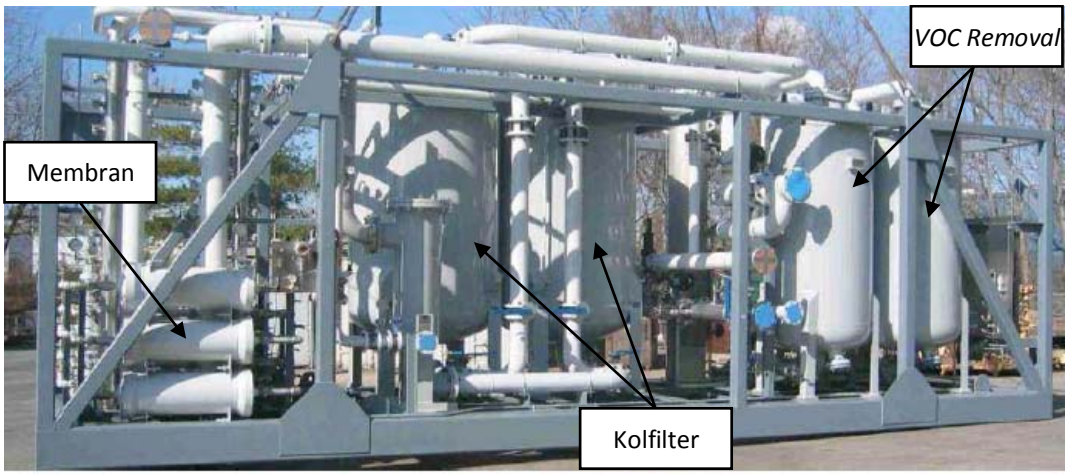
Figur 4.11 Processöversikt för avskiljning av föroreningar och koldioxid.

Avskiljning av koldioxid – CO_2

Avskiljning av koldioxid görs med membranteknik. Renad gas innehållande koldioxid, metan och kväve förs in i membranet. Koldioxid tränger genom membranet snabbare än metan och kväve, ut till lågtryckssidan, där den samlas upp och det sker en anrikning av metan i produktgasen.

Även en del metan slipper igenom till lågtryckssidan. Genom att använda membran i två steg minskar metanförlusten (Figur 4.11). Permeat från det första membranet (# 1) innehåller små mängder metan och används för att regenerera adsorptionsmaterialet i PSA:n (VOC removal) för avskiljning av föroreningar. Därefter förs det till en fackla alternativt en oxidizer för destruktion. Permeat från membran två (# 2) innehåller mer metan och förs tillbaks till kompressorns sugsida. Denna gasström motsvarar cirka 30 % av inkommande gasflöde. Metanåtervinningen i processen för rening och separering av koldioxid är omkring 90 %.

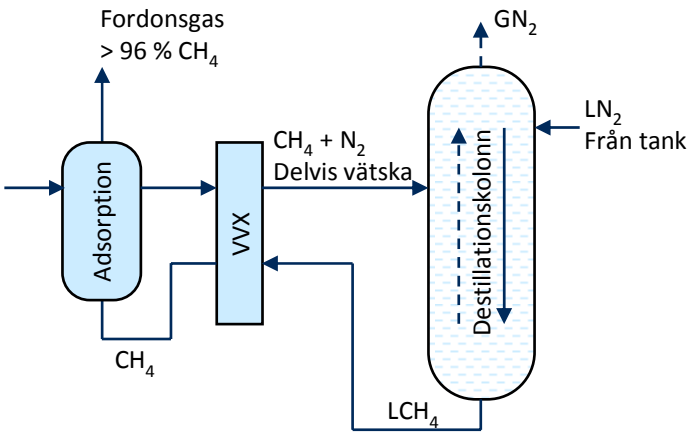
Processen enligt Figur 4.11, efter kompressorn, är patenterad av Air Liquide. Figur 4.12 visar hur det ser ut i verkligheten. Ett membransteg består av flera parallella membran och membranen har en garanterad livslängd på 5 år.



Figur 4.12 Typiskt utseende på Air Liquides membranmodul, med VOC Removal, Kolfilter och Membran utmärkta på bilden[32].

Avskiljning av kväve – N_2

Processen för kväveseparering återges i Figur 4.13. Koldioxidhalten i gasen efter membranen är < 2 %. För att förhindra torrisbildning i destillationsprocessen avskiljs koldioxid till en mycket låg halt genom adsorption på ett dedikerat adsorptionsmaterial. Tekniken är en VTPSA (*vacuum temperature pressure swing adsorption*)–process vilket innebär att regenerering av adsorptionsmaterialet sker genom trycksänkning och uppvärmning. Två kolonner arbetar parallellt, en online där adsorption sker och en offline för desorption. Avgående koldioxid från regenereringen drivs av med ren metan från kväveseparingen. Separerad koldioxid återförs därmed till gasströmmen som nu är fri från kväve och produkten är fordonsgas med 4 % inert gas.



Figur 4.13 Destillationsprocess för separering av kväve.

Separering av kväve sker genom destillering. Gas från VTPSA, fri från koldioxid, förkyls genom värmeväxling (VVX) av utgående flytande metan från destillationskolonnen. Den delvis förvätskade gasströmmen leds därefter in i destilla-

[32] Bild från Air Liquide Advanced Technologies.

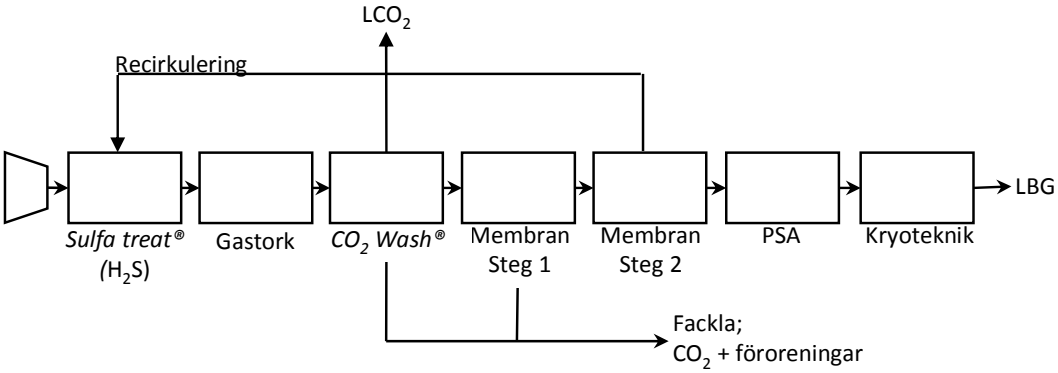
tionskolonnen. I destillationskolonnen separeras kväve och metan och en ström med ren flytande metan tas ut i botten. För att minska kylbehovet i destillationskolonnen värmeväxlas och förångas den mot inkommande gasström. Till sist leds strömmen genom VTPSA:n och på så sätt återförs separerad koldioxid och produkten är fordonsgas i gasfas, med mindre än 4 % koldioxid.

Vid destillering utnyttjas olika ämnens flyktighet för att separera dem ifrån varandra. En ström av metan och kväve, delvis förvätskad, leds in i destillationskolonnen. Gasen stiger uppåt (streckad linje) medan vätskan rinner neråt (heldragen linje). I toppen kyls ångan med extern flytande kväve vilket får den mer svårflyktiga komponenten metan (högre kokpunkt) att kondensera. Kondenserad metan rinner ner i kolonnen och absorberar metanmolekyler i uppstigande gasström. En ström med flytande metan tas ut i botten av kolonnen medan kväve i gasfas tas ut i toppen. För att öka kontaktytan mellan gas- och vätskefas är kolonnen fylld med fyllkroppar.

I destillationsprocessen tillförs extern kyla kontinuerligt med flytande kväve. Detta innebär att flytande kväve måste köpas in för fortlöpande leverans. Metanförlusten i kvävesepareringssteget är drygt 6 %.

4.2.2 Terracastus Technologies[33]

Acrion Technologies har utvecklat en uppgraderingsteknik för deponigas. Kärnan i uppgraderingssteget är *CO_2 Wash®*, en destillationsprocess för rening av gasen samt bortföring av koldioxid. Koldioxid separeras sedan ytterligare med membran medan kryoteknik utnyttjas för avskiljning av kväve. Produkten är flytande biogas, LBG. Ett översiktligt flödesschema av tekniken ges av Figur 4.14.



Figur 4.14 Flödesschema för uppgradering av deponigas med teknik från Terracastus Technologies.

Acrion har delat upp sin teknik i två tillverkningslicenser. Volvo äger tillverkningslicensen för tillämpningar då LBG är slutprodukt och saluför uppgraderingsanläggningen i bolaget Terracastus Technologies som bildades 2008. För tillämpningar med produktion av fordonsgas i gasfas har amerikanska Firmgreen tillverkningslicens.

[33] Text i detta kapitel bygger på information från Tomas Johansson, Terracastus Technologies och från www.acrion.com.

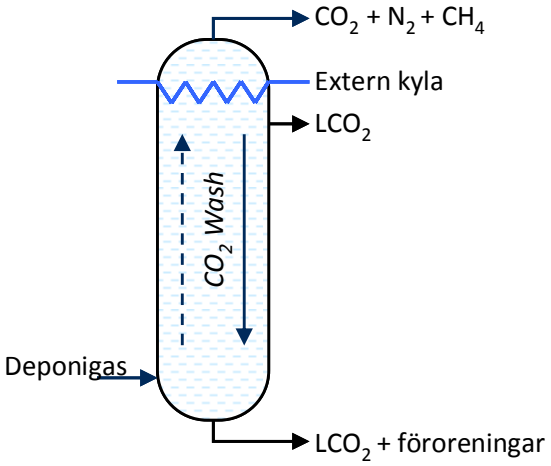
Acrion byggde 2005 en pilotanläggning för produktion av LBG från deponigas. Idag har Firmgreen en fullskalig demonstrationsanläggning i Ohio där deponigas uppgraderas till fordonsgas i gasfas. Dock separeras inget kväve i denna anläggning.

Konceptet som Terracastus erbjuder, med produktion av LBG, har idag ingen fullskalig demonstrationsanläggning men i december (2009) skrev företaget ett avtal med NSR (Nordvästra Skånes Renhållare AB) med avsikt att etablera ett gemensamt företag för uppgradering av deponigas/rötgas och produktion av flytande biogas (LBG).

Avskiljning av föroreningar

Innan CO_2 Wash® tas svavelväte bort med en *Sulfa treat®,* i vilken H_2S reagerar med järnoxid i en icke-reversibel process (se 3.2.3).

CO_2 Wash® är en destillationskolonn som tar bort föroreningar som siloxaner, halogenerade kolväten och andra organiska ämnen från deponigasen med flytande koldioxid. Komprimerad, torkad och avsvavlad gas förs in i botten (Figur 4.15). På grund av kylning i toppen kondenserar en del av koldioxiden i uppåtgående gasström (sträckad linje). Ett delflöde av denna kondenserade koldioxid (LCO_2) tas ut i toppen och har en renhet som gör att de kan användas i externa processer. Resterande del droppar tillbaks ner i kolumnen (heldragen linje) och absorberar föroreningar i den uppåtgående gasströmmen. Flytande koldioxid och föroreningar tas ut i botten, förångas och destrueras. I toppen tas en ren gasström ut, innehållande metan, koldioxid, kväve och eventuellt syre, med en koldioxid-halt på cirka 25 %. Huvudsyftet med CO_2 Wash® är alltså gasrening, och inte avskiljning av koldioxid.



Figur 4.15 Principskiss över "CO_2 Wash".

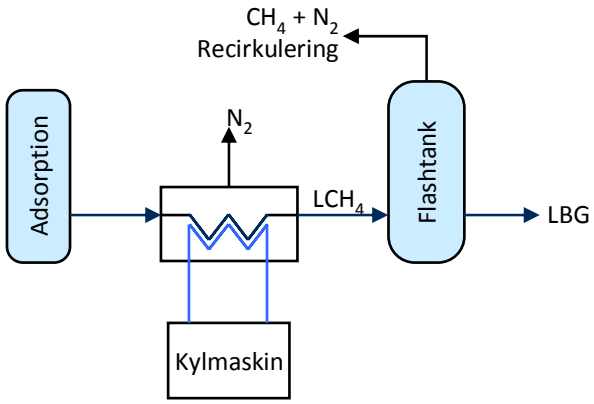
Avskiljning av koldioxid – CO_2

Koldioxid avskiljs ytterligare med membran från Air Liquide. För teknisk beskrivning se 4.2.1.

Avskiljning av kväve – N_2

Kväve separeras med kryoteknik. För att förhindra torrisbildning nedströms i processen reduceras koldioxidkoncentrationen till en mycket låg nivå med PSA-teknik. Därefter utnyttjas skillnad i kokpunkt för att skilja metan och kväve.

Terracastus Technologies har inte utvecklat någon egen kryoteknik för kväveseparering och/eller förvätskning. Detta innebär att detta steg kommer att levereras av extern leverantör och tekniken kan baseras på destillering eller kondensering. Destillationstekniken har beskrivits i kapitel 4.2.1. I Figur 4.16 återges principen för kondenseringsteknik. Denna teknik är under utveckling och beskrivs endast kortfattat. Metan har en högre kokpunkt än kväve och när gasströmmen kyls kondenserar metan som separeras från kväve. Kväve som löst sig i det flytande metanet flashas bort genom trycksänkning och produkten är flytande biogas, LBG.



Figur 4.16 Process för separering av kväve med kondenseringsteknik.

4.3 TEKNISK JÄMFÖRELSE

I tabellen nedan (Tabell 4.3) har ovan presenterade leverantörer och dess teknik sammanställts. Svavelväte tas bort med aktivt kol eller med Sulfa Treat®. Tre processer utnyttjar därefter en regenerativ PSA för rening av gasen, medan processen från Terracastus Technologies använder CO_2 Wash®.

För koldioxidseparering utnyttjar tre leverantörer membranteknik, från Air Liquide, medan Läckeby Water använder PSA. Därefter separeras kväve med PSA (Läckeby Water och Guild Associates) eller med kryoteknik (Air Liquide och Terracastus Technologies).

Metanförlusterna varierar mellan 16 - 25 %, vilket är mycket jämfört med traditionell uppgradering av rötgas som normalt har metanförluster på < 2 %. Avgående metan förbränns i fackla eller utnyttjas för energiproduktion, eventuellt med tillsats av stödbränsle. Metan förloras alltså inte till atmosfären.

Produkten är i tre fall fordonsgas i gasfas medan processen från Terracastus Technologies ger flytande biogas. Alla processer ger en produkt av fordonsgaskvalité, som motsvarar den svenska standarden.

Tabell 4.3 Sammanställning av leverantörer och teknikval, metanförluster, gaskvalité samt slutprodukt.

Parameter	**Läckeby Water**	**Guild Associates**	**Air Liquide**	***Terracastus Technologies***
Svavelväte, H_2S	Aktivt kol	Sulfa Treat®	Aktivt kol	*Sulfa Treat®*
Halogenerade kolväten (och ev övr föroreningar)	Regenerativ PSA	Regenerativ PSA	Regenerativ PSA	*CO_2 Wash®*
Siloxaner	Kondensering / Regenerativ PSA	Regenerativ PSA	Regenerativ PSA	*CO_2 Wash®*
Koldioxid, CO_2	PSA	Membran	Membran	*Membran*
Kvävgas, N_2	PSA	PSA	Destillering	*Kryoteknik*
Metanförlust	14,5 %	23,5 %	16 %	*Ingen data*
Gaskvalité	Fordonsgas	Fordonsgas	Fordonsgas	*Fordonsgas*
Slutprodukt	*CBG*	*CBG*	*CBG*	*LBG*

4.4 MATERIAL- OCH ENERGIBALANSER

Två leverantörer, Läckeby Water Group och Guild Associates, har lämnat detaljerad driftdata för specifika deponigassammansättningar och -flöden. I tabell nedan sammanfattas fordonsgasens sammansättning efter rening och uppgradering med teknik från respektive leverantör.

Tabell 4.4 Fordonsgasens sammansättning när deponigas renats och uppgraderats med teknik från Läckeby Water Group respektive Guild Associates.

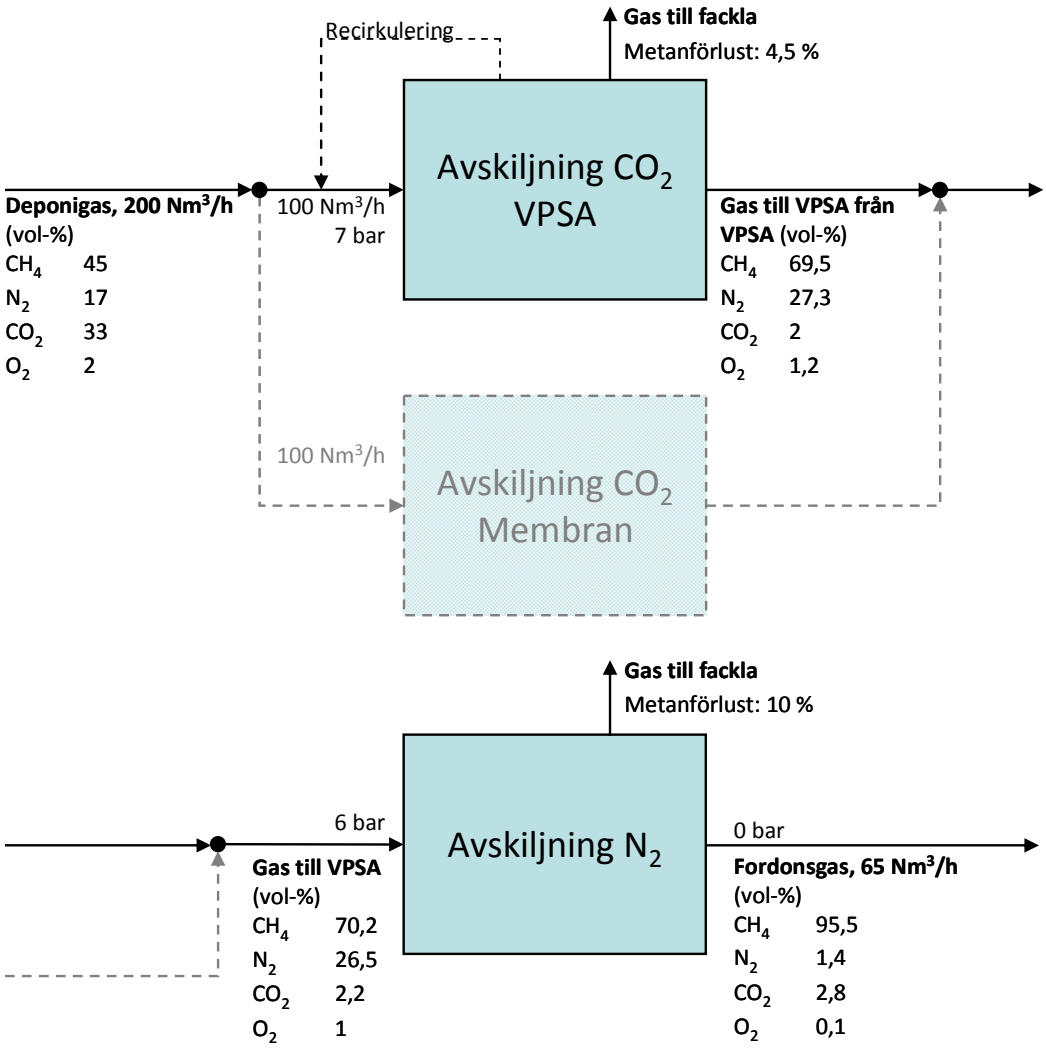
Ämne	**Läckeby Water**	***Guild Associates***
Metan, CH_4	95,5 %	*95,3 %*
Koldioxid, CO_2	2,8 %	-
Kvävgas, N_2	1,4 %	*4 %*
Syre, O_2	0,1 %	*0,7 %*
Svavelväte, H_2S	-	-
Halogenerade kolväten	-	-
Siloxaner	-	-
Vatten	*Torr*	*Torr*

I följande underkapitel presenteras flöden och energiförbrukning mer i detalj.

4.4.1 Cirmac/Läckeby Water Group

Figur 4.17 återger gasflöden och dess sammansättning, från inkommande deponigas till slutprodukten fordonsgas inklusive avgående gas till fackla för Veolias anläggning på en deponi i Frankrike. På anläggningen separeras koldioxid i två linjer; en med PSA-teknik och en med membran. I denna rapport har endast PSA-teknik för Cirmacs process behandlats.

Inkommande deponigasflöde är 200 Nm^3/h och innehåller 45 % metan (CH_4), 17 % kväve (N_2), 33 % koldioxid (CO_2) samt 2 % syre (O_2). Gasströmmen delas upp i två flöden och koldioxid avskiljs med PSA/membran. Efter koldioxidavskiljning blandas de två flödena och gasströmmen får en ny sammansättning, dock endast med marginella skillnader. Kväve separeras därefter med PSA-teknik.



Figur 4.17 Sammanställning av gasflöden och gassammansättning för uppgradering av deponigas med teknik från Cirmac/Läckeby Water Group.

Från koldioxidavskiljningssteget erhålls en metanrik gasström som recirkuleras tillbaks till kompressorn och från båda uppgraderingsstegen en gasström med i huvudsak koldioxid/kväve som leds till en fackla. Gasströmmarna som leds till facklan innehåller förutom avskiljd koldioxid/kväve även betydande mängder metan. Metanförlusten (av metan i inkommande deponigas) i koldioxid- och kväveavskiljningsstegen uppgår till 4,5 % respektive 10 %. Den totala metanförlusten för avskiljning av koldioxid med PSA är 14,5 % (Tabell 4.5).

Energiförbrukningen för att rena och uppgradera deponigas till fordonsgaskvalité i gasfas är 0,43 kWh/Nm^3 deponigas (Tabell 4.5).

Tabell 4.5 Energiförbrukning och metanförlust för rening och uppgradering med teknik från Cirmac/Läckeby Water Group, baserar på deponigasflöde och –sammansättning enligt Figur 4.17.

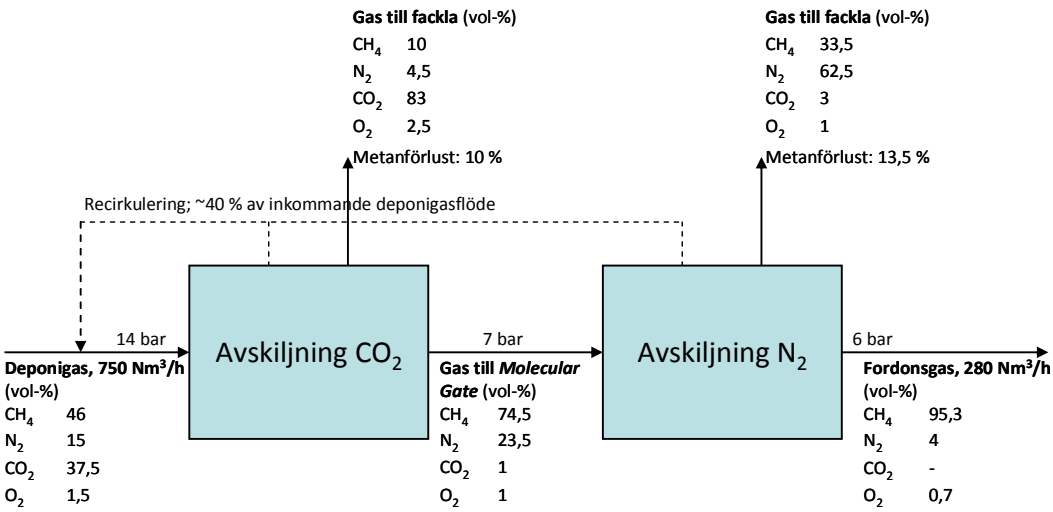
Parameter	**Värde**	***Enhet***
Energiförbrukning	0,43	*kWh/Nm^3 deponigas*
Metanförlust	14,5	*%*
Vid avskiljning av CO_2 (PSA)	4,5	*%*
Vid avskiljning av N_2	*10*	*%*

4.4.2 Guild Associates, Inc./ Molecular Gate™

Figur 4.18 återger gasflöden och dess sammansättning, från inkommande deponigas till slutprodukten fordonsgas inklusive avgående gas till fackla.

Inkommande gasflöde är 750 Nm^3/h och innehåller 46 % metan (CH_4), 15 % kväve (N_2), 37,5 % koldioxid (CO_2) samt 1,5 % syre (O_2). Koldioxid avskiljs med membran och kväve med Molecular Gate™. Från båda uppgraderingsstegen erhålls en metanrik gasström som recirkuleras tillbaks till kompressorn samt en gasström med i huvudsak koldioxid/kväve som leds till en fackla. Den recirkulerande gasströmmen motsvarar cirka 40 % av inkommande deponigasflöde.

Gasströmmarna som leds till facklan innehåller förutom avskiljd koldioxid/kväve även betydande mängder metan. Den resulterande metankoncentrationen i gasströmmen till fackla blir 17 % och den totala metanförlusten uppgår till 23,5 % (av metan i inkommande deponigas) (Tabell 4.6).



Figur 4.18 Sammanställning av gasflöden och gassammansättning för uppgradering av deponigas med teknik från Guild Associates.

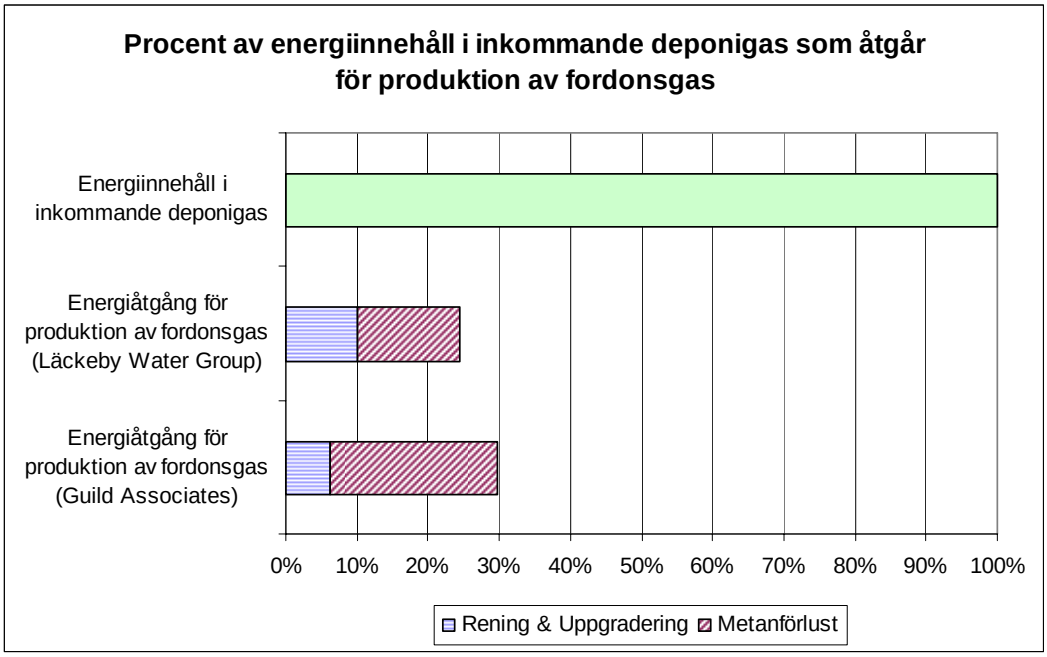
Energiförbrukningen för att rena och uppgradera deponigas till fordonsgaskvalité i gasfas är 0,29 kWh/Nm^3 deponigas (Tabell 4.6).

Tabell 4.6 Energiförbrukning och metanförlust för rening och uppgradering med teknik från Guild Associates, baserar på deponigasflöde och –sammansättning enligt Figur 4.18 .

Parameter	**Värde**	***Enhet***
Energiförbrukning	0,29	*kWh/Nm^3 deponigas*
Metanförlust	23,5	*%*
Avskiljning CO_2	10	*%*
Avskiljning N_2	*13,5*	*%*

4.4.3 Energibalans jämförelse

Figur 4.19 illustrerar hur stor andel av energiinnehållet i inkommande deponigas som går åt för att rena och uppgradera deponigas till fordonsgaskvalité med teknik från Läckeby Water Group och Guild Associates. Totalt åtgår det 25 % respektive 30 % av energiinnehållet. Processen från Läckeby Water har en högre energiförbrukning (el) men en lägre metanförlust i jämförelse med processen från Guild Associates. Genom att utnyttja ”metanförlusten” (den gasström som går till fackla) för energiproduktion förbättras energieffektiviteten i processen avsevärt.



Figur 4.19 Diagrammet visar hur stor del av energiinnehållet i inkommande deponigas som åtgår för att rena och uppgradera den till fordonsgaskvalité i gasfas med teknik från Läckeby Water Group respektive Guild Associates.

4.5 KOSTNAD FÖR UPPGRADERING

Baserat på kostnadsuppgifter från Guild Associates, Inc och Air Liquide Advanced Technologies samt genom schablonmässiga påslag för anslutningar, byggnation och projektledning har en produktionskostnadskalkyl framtagits, se Tabell 4.7. Kalkylen baseras på förutsättningarna i kapitel 4.4.2 med uppgradering av ett deponigasflöde på 750 Nm^3/h vars metanhalt är 46 %.

Tabell 4.7 Produktionskostnadskalkyl för uppgradering av deponigas (750 Nm^3/h, 46 % CH_4) med teknik från Guild Associates Inc. och Air Liquide Advanced Technologies.

Parameter	**Värde**	**Enhet**
Investeringskostnad	35	Mkr
El	1,9	GWh/år
Deponigasflöde	750	Nm^3/h
Avskrivningstid	15	år
Kalkylränta	5	%
Deponigas, inkommande till anläggning	29	GWh/år
Uppgraderad gas, från anläggning	22	GWh/år
Restgasflöde	7	GWh/år
Kapitalkostnad	3 400	kkr/år
El	1 300	kkr/år
Personal[34]	75	kkr/år
Driftkostnad	850	kkr/år
Totala kostnader	5 600	kkr/år
Produktionskostnad	**0,26**	**kr/kWh produktgas**

Uppgraderingskostnaden är således cirka 0,26 kr/kWh för uppgradering av 750 Nm^3 deponigas/h med en metanhalt på 46 %. Den största kostnadsposten är kapitalkostnaden följt av kostnaden för energiförbrukning (el). En större post i driftkostnaderna är utbyte av membran, vilket sker vart femte år[35], och driftkostnaden är uppskattad till 850 kkr/år. Det blir ett restgasflöde innehållande metan motsvarande 7 GWh/år och denna gas kan användas till förbränning i gaspanna. För förbränning av restgasflödet kan det komma att krävas tillsatsbränsle, exempelvis deponigas.

[34] 150 h á 500 kr/h

[35] Yannick Rouaud, Air Liquide Advanced Technologies, januari 2010

4.6 UPPGRADERING AV DEPONIGAS I UTLANDET

Utomlands finns flera exempel på fullskaliga uppgraderingsanläggningar för deponigas. I vissa länder sugs deponigas ut med ett lågt sugtryck varvid endast små mängder luft tränger in i deponin. Följden blir låga kvävekoncentrationer i deponigasen och uppgraderingsteknik utan avskiljning av kväve kan användas. Nedan följer uppgraderingsanläggningar för deponigas, utan kväveseparering:

- På Island uppgraderas deponigas till fordonsgas med vattenskrubberteknik.[36]
- I USA uppgraderas deponigas vid ett tiotal anläggningar med membranteknik från Air Liquide. Anläggningarna installerades under 2006-2009 och gasen används för inmatning till lokala naturgasnät.[37]
- I Holland uppgraderas deponigas vid fyra anläggningar och gasen matas därefter in på nätet.[38]
- Amerikanska Firmgreen har en fullskalig anläggning i Ohio där deponigas renas och uppgraderar med CO_2-Wash® och membran. Anläggningen är i drift sedan 2008. Tekniken är densamma som Terracastus Technologies (4.2.2) men för tillämpningar då slutprodukten är komprimerad gas.

Anledningen till att suga ut mer deponigas är för att minimera läckage av metan från deponin till atmosfären. Det skapas ett undertryck i deponin och mer luft sugs in, med relativt höga kvävekoncentrationer i deponigasen som följd. Nedan följer uppgraderingsanläggningar för deponigas med både koldioxid- och kväveseparering:

- På Albury Landfill utanför London uppgraderas deponigas till en hög metanhalt och därefter kondenseras gasen till LBG som tankas av tunga fordon. I Figur 4.20 nedan ses anläggningen som varit i drift sedan 2008. Avskiljning av kvävgas sker med teknik från Guild Associates Inc.

[36] Björn H. Halldórsson, Metan ltd., www.metan.is

[37] Yannick Rouaud, Air Liquide Advanced Technologies

[38] Jönsson, Persson, Wellinger (2006) *Biogas upgrading to vehicle fuel standards and grid injection*, IEA Bioenergy

Figur 4.20 Uppgraderingsanläggning för deponigas på Albury Landfill.[39]

- På Altamont landfill, Livermore, Kalifornien, uppgraderas och kondenseras deponigas till LBG sedan november 2009. Anläggningen har en produktionskapacitet på omkring 340 MWh LBG/dag och är levererad av The Linde Group.[40]
- I Frankrike installerade Cirmac under 2009 en demonstrationsanläggning för uppgradering av deponigas (Figur 4.21). Anläggningen avskiljer både koldioxid och metan med PSA-teknik.

Figur 4.21 Anläggning från Cirmac för uppgradering av deponigas på en deponi i Frankrike.[41]

[39] Foto Johan Benjaminsson

[40] Waste Management (2009) *Linde and Waste Management commission world's largest landfill to liquefied natural gas facility,* pressrelease 2 nov 2009, http://www.wm.com/WM/press/pr2009/20091102_Linde_and_WM_Commission_Worlds_Largest_Landfill_to_Liquefied_Natural_Gas_Facility.pdf, 2010-03-28

[41] Bilder tillhandahållna från Lars-Evert Karlsson, Läckeby Water Group.

5 AVSÄTTNING FÖR DEPONIGAS

5.1 UPPGRADERAD DEPONIGAS

Renad och uppgraderad deponigas kan samdistribueras med biogas/naturgas i befintliga distributionssystem; i gasnät, i komprimerad form på lastväxlarflak eller i flytande form. En förutsättning är att fordonsgaskvalité enligt *Svensk standard för biogas som fordonsbränsle, SS 15 54 38* (Tabell 2.3) kan garanteras. Ett problem är att föroreningar som halogenerade kolväten och siloxaner inte finns representerade i standarden. Ett utvärderings- och revideringsarbete för att anpassa standarden till nya förutsättningar pågår (se kapitel 3.1).

Idag uppgraderas ingen deponigas i Sverige. När det i framtiden blir aktuellt är förhoppningen att den svenska standarden för biogas som fordonsbränsle även omfattar deponigas. I annat fall kommer sannolikt andra metoder för kvalitetssäkring att krävas. Detta för att säkerställa att deponigas av fordonsgaskvalité inte innehåller föroreningar skadliga för maskinell utrustning, hälsa och miljö.

Uppgradering av deponigas förekommer på ett antal platser i världen och gasen används som fordonsbränsle alternativt för inmatning i lokala naturgasnät. Från dessa anläggningar har det inte rapporterats några problem kopplade till distribution och användning av den uppgraderade gasen. Gas Technology Institute (GTI) håller på med en stor utredning om inmatning av gas från icke-konventionella gaskällor, däribland deponier, till det amerikanska naturgasnätet.[42] Resultatet förväntas att publiceras under första kvartalet 2010.

[42] Diane L. Saber, Gas Technology Institute, september 2009

5.2 GASPANNA/KRAFTVÄRME/UPPGRADERING

Hittills har deponigas använts till värme- och kraftvärmeproduktion. I detta kapitel görs en ekonomisk jämförelse mellan dessa alternativ och uppgradering. I jämförelsen antas att deponigas finns tillgänglig kostnadsfritt. Förutsättningar för kalkyler ges i Tabell 5.1.

Tabell 5.1 Förutsättningar för kalkyler.

Parameter	Värde	Enhet
Avskrivningstid	15	år
Kalkylränta	5	%
Värde producerad el	0,5	kr/kWh
Kostnad för el	0,7	kr/kWh
Värde värme	0,4	kr/kWh
Värde uppgraderad gas	0,55	kr/kWh
Verkningsgrad gaspanna	0,9	
Avsättning av producerad värme	70*	%
Elverkningsgrad kraftvärme	0,4	
Andel värme från kraftvärmeproduktion	0,5	

* motsvarar drygt 8 månader/år

Tabell 5.2 återger energiproduktion, intäkter och kostnader för deponigas till gaspanna, kraftvärme och uppgradering. Data bygger på ett deponigasflöde på 750 Nm^3/h med en metankoncentration på 49 %. Det antas att restgasflödet från uppgraderingsanläggningen går till en gaspanna. Eventuellt tillsatsbränsle till gaspannan som krävs för en effektiv förbränning av restgasflödet är ej inkluderat i kalkylen.

Tabell 5.2 Ekonomisk jämförelse mellan gaspanna, kraftvärme och uppgradering.

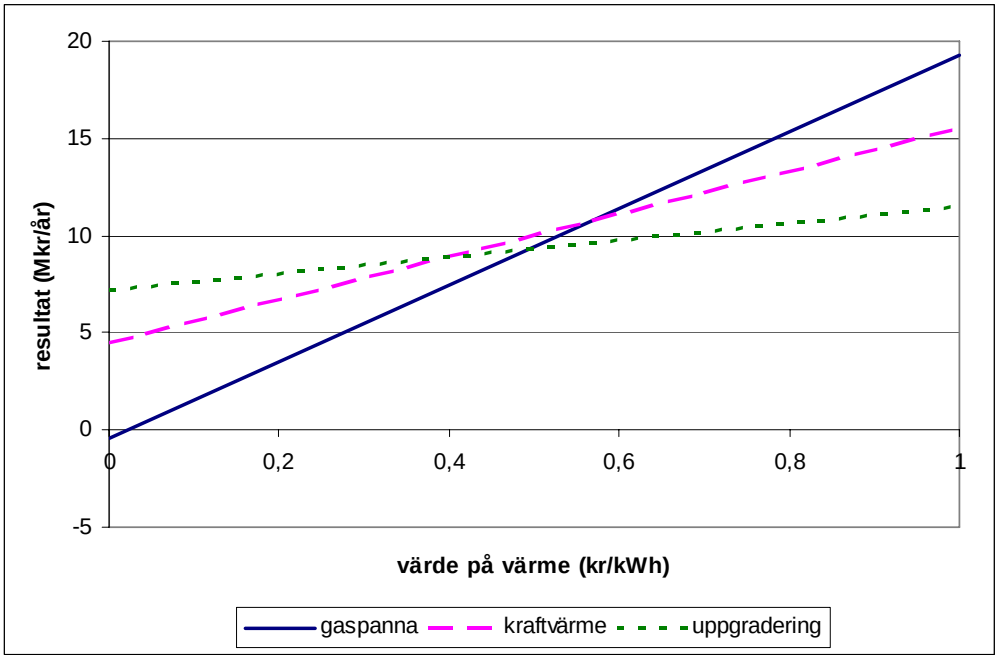
Förutsättningar	Gaspanna	Kraftvärme	Uppgradering[43]	Enhet
Deponigas	31	31	31	GWh/år
Värmeproduktion	28	16	6,2	GWh/år
Avsättning värme	20	11	4,3	GWh/år
El	-	13	-	GWh/år
Uppgraderad gas	-	-	23	GWh/år
Investeringskostnad anläggningsutrustning	2,1	4,7	35	Mkr
Intäkter				
Värme	7,9	4,4	1,7	Mkr/år
El	-	6,3	-	Mkr/år
Uppgraderad gas	-	-	13	Mkr/år
Summa intäkter	7,9	11	15	Mkr/år
Kostnader				
Kapitalkostnad	0,2	0,5	3,4	Mkr/år
Underhåll och drift	0,2	1,3[44]	0,9[45]	Mkr/år
El	-	-	1,3	Mkr/år
Personal	0,03	0,05	0,08	Mkr/år
Summa kostnader	0,5	1,8	5,6	Mkr/år
Resultat				
Intäkter – kostnader	7,4	8,9	8,9	Mkr/år

Figur 5.1 är en känslighetsanalys för hur värdet på värme påverkar resultatet för värme- och kraftvärmeproduktion i jämförelse med uppgradering av deponigas. Uppgradering av deponigas är lönsam även om det inte föreligger avsättning för den värmeenergi som finns i restgasen. Med grundförutsättningarna enligt Tabell 5.1 och Tabell 5.2 blir kraftvärmeproduktion mer lönsam än uppgradering när värde på värme är större än 0,4 kr/kWh. Värmeproduktion är mest lönsamt av alla alternativ då värdet av försåld värme överstiger 0,6 kr/kWh.

[43] Beräkningsexemplet avser uppgradering med teknik från Guild Associates, Inc

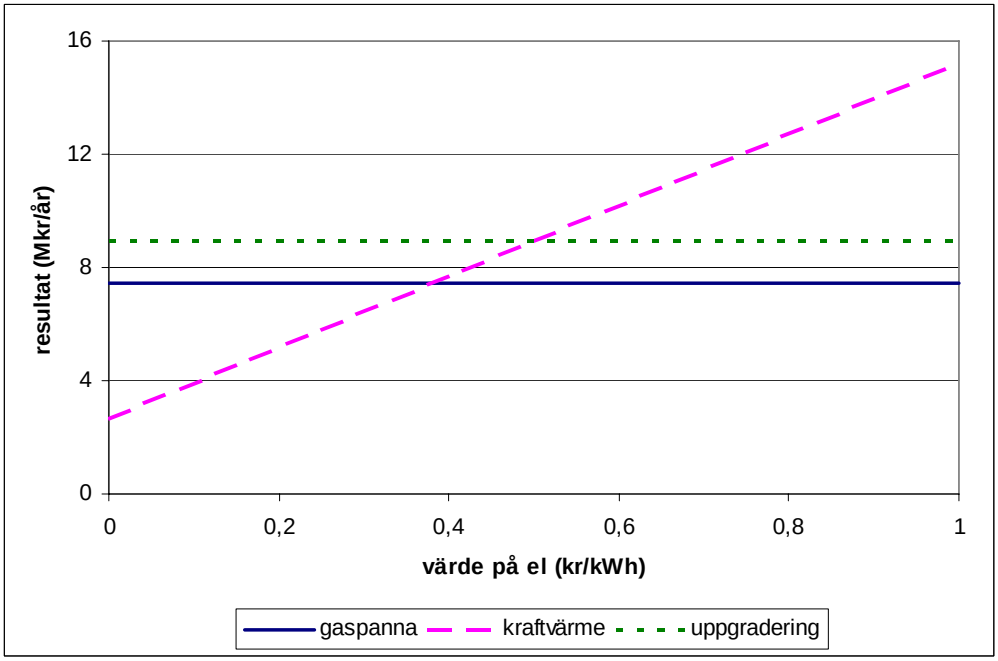
[44] 40 kr/MWh_{br}, Elforsk (2007) *El från nya anläggningar 2007*, Elforsk rapport 07:50

[45] Inklusive 0,1 Mkr/år i totala kostnader för gaspanna där restgas värms



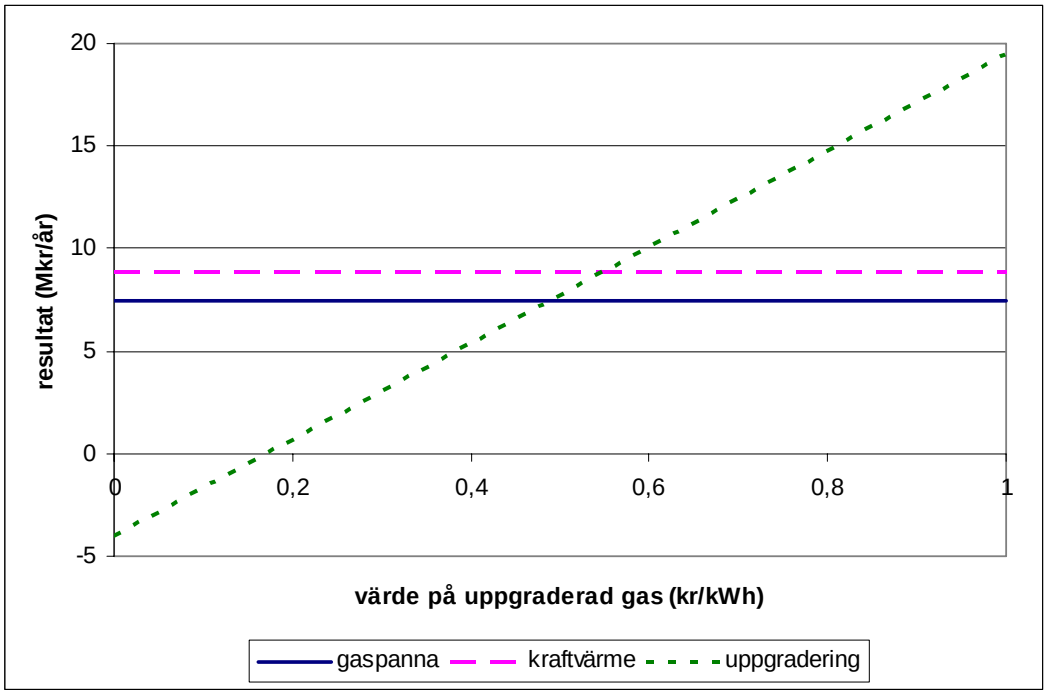
Figur 5.1 Resultat för värme- och kraftvärmeproduktion samt uppgradering vid varierande värde på värme.

Figur 5.2 är en känslighetsanalys för hur värdet på el påverkar resultatet för värme- och kraftvärmeproduktion i jämförelse med uppgradering av deponigas. Med grundförutsättningar enligt Tabell 5.1 och Tabell 5.2 och med ett elpris överstigande 0,5 kr/kWh blir kraftvärmeproduktion den mest lönsamma avsättningsformen för deponigas. Vid ett lågt elpris är det mer lönsamt att uppgradera gasen till fordonsgas.



Figur 5.2 Resultat för värme- och kraftvärmeproduktion samt uppgradering vid varierande värde på el.

Figur 5.3 är en känslighetsanalys för hur värdet på uppgraderad gas påverkar resultatet för värme- och kraftvärmeproduktion i jämförelse med uppgradering av deponigas. Med grundförutsättningar enligt Tabell 5.1 och Tabell 5.2 är uppgradering det mest lönsamma alternativet då den uppgraderade gasen har ett värde högre än 0,55 kr/kWh.



Figur 5.3 Resultat för värme- och kraftvärmeproduktion samt uppgradering vid varierande värde på uppgraderad gas.

6 SCENARIER FÖR UPPGRADERING AV DEPONIGAS

6.1 UPPGRADERING AV DEPONI- OCH RÖTGASBLANDNING

En fråga som många ställer sig är vad som är bäst; att uppgradera rötgas och deponigas separat eller att blanda flödena och uppgradera gemensamt. Denna fråga har ställts till alla leverantörer av uppgraderingsteknik för deponigas som kontaktats inom ramen för detta projekt. Svaret är entydigt; det är bättre att uppgradera rågas och deponigas separat. Detta utesluter dock inte att det i vissa fall kan vara gynnsamt att blanda. I Tabell 6.1 presenteras faktorer att ta hänsyn till vid utvärdering av gemensam eller separat uppgradering av deponi- respektive rötgas.

Tabell 6.1 Viktiga faktorer att ta hänsyn till vid utvärdering av gemensam eller separat uppgradering av deponigas respektive rötgas.

Faktor	Kommentar
Kapitalkostnad	Vid gemensam uppgradering ökar investeringsvolym eftersom ytterligare ett separeringssteg och ett extra reningssteg krävs. Investeringen bedöms som det dubbla jämfört med uppgradering av endast rötgas.
Gasflöden	En fördubbling i kapitalkostnad vid gemensam uppgradering belastar hela gasflödet. För ekonomin är flödesförhållandena mellan rötgas och deponigas av betydelse: Om rötgasflödet är betydligt större än deponigasflödet har den ökade kapitalkostnaden stor inverkan på totalekonomin Om rötgasflödet är betydligt mindre än deponigasflödet har den ökade kapitalkostnaden mindre inverkan på totalekonomin
Metanförlust	Metanförlust vid uppgradering av rötgas är < 2 % och vid uppgradering av deponigas 16 – 25 %, beroende på teknikval. Höga metanförluster vid uppgradering av deponigas är kopplade till kvävesepareringssteget. Vid uppgradering av en blandning av rötgas och deponigas belastas rötgasandelen med en högre metanförlust eftersom hela gasflödet går genom kvävesepareringen.
Energiförbrukning	Med ett extra separeringssteg ökar energiförbrukningen. När PSA används för kväveseparering recirkuleras ~30 % av inkommande flöde till kompressorns sugsida. Recirkulering medför att kapaciteten på kompressor och koldioxidseparering måste anpassas och ökas efter ökat flöde. Kompressorarbetet per inkommande energienhet ökar och därmed även energiförbrukning. När kryoteknik används för kväveseparering ökar energiförbrukningen främst på grund produktion av kyla.

Värde på produkt	Värdet på produkten har betydelse för totalekonomin. En ökad produktionskostnad vid uppgradering av en blandning av rötgas och deponigas är motiverat då vinsten per produktenhet vid försäljning är större än den ökade produktionskostnaden per produktenhet.
Restgasflödet	Restgasflödet (”metanförlusten”) förbränns antingen i en fackla eller används för energiproduktion. Energiproduktion innebär att man får ett utbytesvärde mot den produktion som ersätts. För värmeproduktion krävs en metanhalt på minst 20 % i restgasen och eventuellt krävs det tillsatsbränsle (exempelvis deponigas).

6.2 INBLANDNING AV DEPONIGAS I RÖTGAS

Ett alternativ till att uppgradera deponigas separat är att blanda ett delflöde av deponigas med rötgas, till en nivå som gör att det inte krävs någon separering av kväve. I uppgraderingssteget separeras endast koldioxid och ju effektivare koldioxidavskiljning, desto mer deponigas kan blandas in.

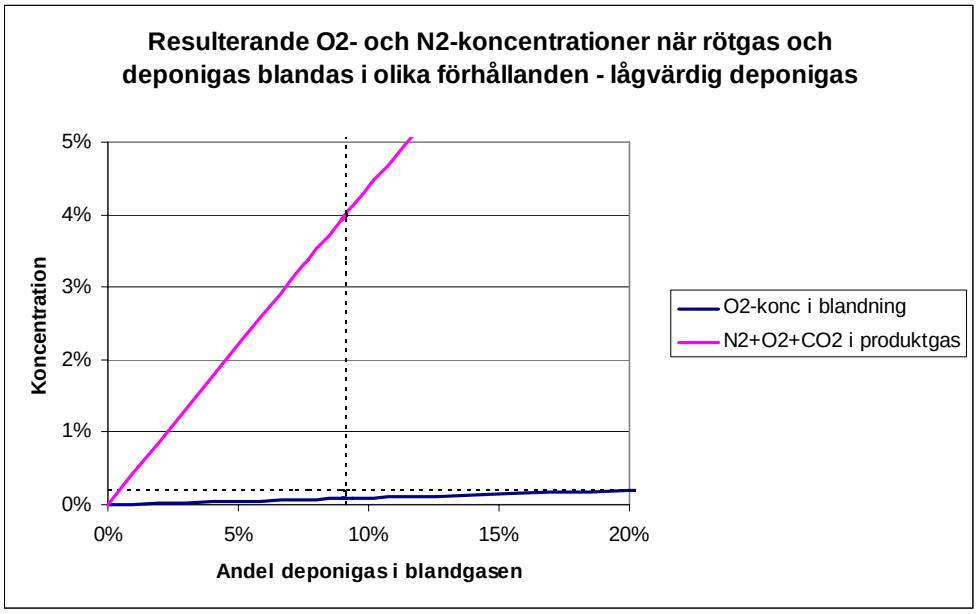
Beräkningsexemplet nedan utgår ifrån kemisk absorption, som har en hög koldioxidavskiljning. Exemplet utgår ifrån följande antaganden:

- Koldioxid separeras till en koncentration i produktgasen på 0,1 %
- Rötgasflödet är konstant och motsvarar 10 GWh
- Rötgasen har en sammansättning enligt Tabell 6.2.
- Deponigas av två kvalitéer, enligt Tabell 6.2, blandas med rötgasen
- Begränsande faktorer:
    - Blandgasen: < 0,2 % O_2, för att kemikalien inte ska ta skada
    - Produktgasen: $CO_2 + N_2 + O_2 < 4$ %, för att uppfylla den svenska standarden

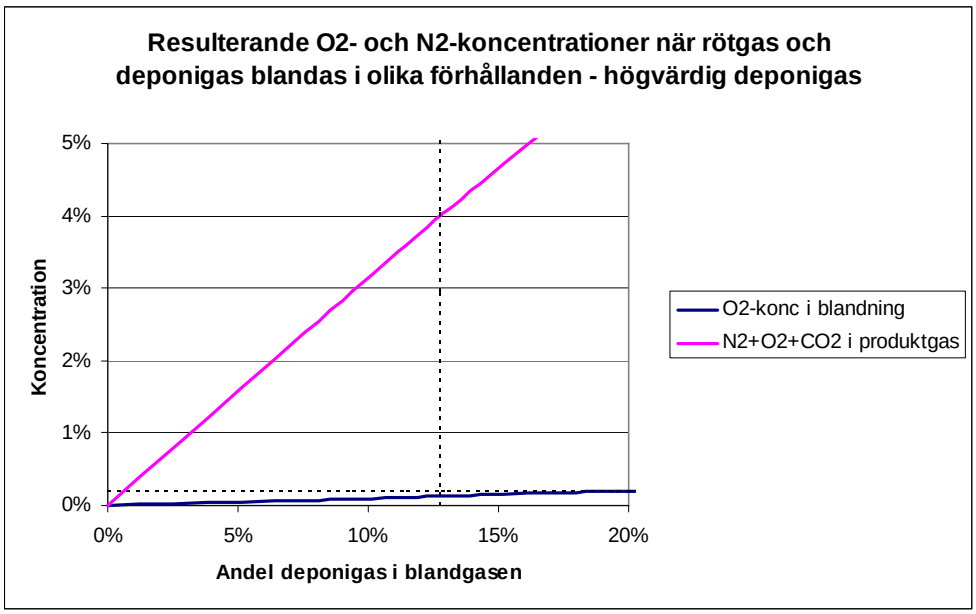
Tabell 6.2 Sammansättning av rötgas och två deponigaskvalitéer; en lågvärdig och en högvärdig. Rötgasflödet motsvarar 10 GWh och blandas med varierande mängd deponigas. Längst ner framgår hur mycket deponigas som kan blandas in för att klara kvalitetskrav.

Ämne	**Rötgas (10 GWh)**	**Låg kvalité**	***Hög kvalité***
Metan, CH_4 (%)	65	42	*50*
Koldioxid, CO_2 (%)	35	30	*30*
Kväve, N_2 (%)	-	27	*19*
Syre, O_2 (%)	-	1	*1*
Möjlig andel deponigas i totalflödet (%):		*9,1 (~0,6 GWh)*	*12,8 (~1,1 GWh)*

I Figur 6.1 och Figur 6.2 återges resulterande syrekoncentration i blandgasen samt resulterande kväve/koldioxid/syre-koncentration i produktgasen när rötgas blandas med deponigas. Rötgasflödet är konstant. Figurerna visar att det med sammansättningar enligt Tabell 6.2 är koncentrationen av kväve/koldioxid/syre i produktgasen som är den begränsande faktorn. Med en lågvärdig deponigas kan blandgasen innehålla 9,1 % deponigas och för den högvärdiga deponigasen uppgår denna siffra till 12,8 %.



Figur 6.1 Resulterande O_2-koncentration i blandgasen samt "N_2 + O_2 + CO_2"-koncentration i produktgasen när rötgas blandas med lågvärdig deponigas i olika förhållanden. Koncentrationsgränser är markerade med streckade linjer.



Figur 6.2 Resulterande O_2-koncentration i blandgasen samt "N_2 + O_2 + CO_2"-koncentration i produktgasen när rötgas blandas med högvärdig deponigas i olika förhållanden. Koncentrationsgränser är markerade med streckade linjer.

Den svenska standarden för fordonsgas, SS 15 54 38, är uppdelad i typ A och typ B där typ B medger intervallet 97 ±2 % CH_4. Då metanhalten kan tillåtas vara så låg som 95 % CH4 blir möjlig inblandning av deponigas 12 % av lågvärdig deponigas och 17 % av högvärdig deponigas enligt Figur 6.1 respektive Figur 6.2.

7 SLUTSATSER

Sedan 2005 är det förbjudet att deponera organiskt avfall och sedan 1997 har mängden deponerat organiskt hushållsavfall minskat markant. Följden blir minskad deponigasproduktion. I en deponi sker dock gasproduktionen i långsam takt under ett långt tidsintervall. Studier tyder på att dagens deponigasutvinning endast motsvarar omkring 35 % av gasproduktionen och även om produktionen minskar för varje år så kommer gasproduktionen att vara i en nivå jämförlig med dagens i minst tio år framöver.

För att kunna ta beslut om investering i en uppgraderingsanläggning för deponigas krävs en prognos för framtida deponigasproduktion/utvinning. Det är många faktorer som påverkar och som måste beaktas vid prognostisering:

- Fukthalten är avgörande för deponigasproduktion och vid sluttäckning minskar fukthalten och deponigasproduktionen minskar.
- Sättningsproblem kan orsaka brott på utvinningssystemet med minskad deponigasutvinning som följd.
- En utbyggnad och förbättring av utvinningssystemet gör att utvinningen ökar markant.

Erfarenheter hos flera intervjuade deponiägare vittnar om svårigheten i att göra prognoser. Prognoser satta för dagens situation stämmer sällan överens med verkligheten och den prognostiserade deponigasutvinningen är ofta mindre än den verkliga.

Deponigas innehåller betydande mängder kväve samt fler och ofta högre halter av föroreningar. Föroreningar tas i regel bort med någon form av regenerativ adsorptionsprocess men även andra metoder används. Det är inte föroreningarna som upplevs som det största hindret för att utnyttja deponigas som fordonsbränsle utan det är separering av kväve.

Kväve separeras med PSA- eller destillationsteknik och produkten är CBG eller LBG. Båda teknikerna är välkända och har använts under lång tid i olika separationsprocesser inom industrin. Applicering på deponigas för separering av metan och kväve är dock ny och under utveckling. Flödena är ofta små och det är en utmaning att få en effektiv separering utan för stora metanförluster och för hög energianvändning.

I rapporten har fyra leverantörer och deras teknik för uppgradering av deponigas presenterats. I utlandet finns demonstrationsanläggningar för rening och uppgradering av deponigas där PSA-teknik används för kväveseparering. Destillationsteknik för kväveseparering är under utveckling och förväntas finnas på marknaden inom något år. Destillationstekniken förväntas ha lägre metanförluster än PSA men en högre driftkostnad eftersom kyla måste tillföras processen kontinuerligt.

Renad och uppgraderad deponigas kan samdistribueras med biogas/naturgas i befintliga distributionssystem. En förutsättning är dock att fordonsgaskvalité enligt svensk standard kan garanteras. Ett problem är att föroreningar som siloxaner och halogenerade kolväten inte ingår i standarden. En omarbetning av standarden pågår och det är troligt att den i framtiden även kommer att omfatta deponigas.

Under rätt förutsättningar går det att få ekonomi i att rena och uppgradera deponigas till fordonsgas. Det krävs relativt stora deponigasflöden och i Sverige finns det 14 deponier med en deponigasutvinning > 9 GWh/år (2008) varav fem stycken har en deponigasutvinning > 15 GWh/år (2008). Avgränsningen innebär inte att det ur ekonomisk synvinkel inte kan vara motiverat med fordonsgasproduktion vid mindre deponigasutvinning. Ekonomin styrs i stor grad av värdet på produkten och alternativvärdet när deponigasen i stället används för värme- och/eller elproduktion. Vid en jämförelse mellan värme- och kraftvärmeproduktion blir det mest gynnsamt med uppgradering vid ett högt värde på produkten eller ett lågt värde på el och värme.

På grund av högre drift- och kapitalkostnad samt större metanförluster blir uppgraderingskostanden per produktenhet (fordonsgas) högre för deponigas jämfört med rötgas. Om deponigasen är ”gratis” finns det dock ett utrymme för högre uppgraderingskostnader i jämförelse med uppgradering av rötgas eftersom det finns en högre produktionskostnad för rötgasen. En aspekt som är viktig att ta hänsyn till är i hur snabb takt som andelen metan i deponigasen avtar eftersom uppgraderingskostnaden ökar med minskande metanhalt.

Vid uppgradering av deponigas fås en restgas med främst koldioxid och kväve men även betydande mängder metan; ”metanförlusten”. Metanförlust innebär dock inte att metan släpps ut till atmosfären utan det innebär att mindre metan hamnar i den högvärdiga fordonsgasen. Genom att utnyttja restgasen för energiproduktion förbättras energieffektiviteten i processen. Dock kan det krävas tillsatsbränsle, exempelvis i form av deponigas, vilket påverkar ekonomin.

Vid tillgång på både rötgas och deponigas kan ett alternativ till att uppgradera deponigas vara att blanda in ett delflöde i rötgasen, till en nivå som gör att det inte krävs någon kväveseparering. Den begränsande faktorn är att halten kväve + koldioxid + syre i produktgasen är < 4 %. Med en uppgraderingsteknik med effektiv koldioxidavskiljning samt en kvävekoncentration på 27-19 % i deponigasen kan andelen deponigas i blandningen vara omkring 9-13 %, beroende på gassammansättning.

Slutsatsen av genomförd utredning är att det redan idag finns teknik för uppgradering av deponigas och tekniken befinner sig under en snabb utveckling och expansion. Fortfarande är erfarenheter från kommersiella anläggningar begränsade men utredningen tyder på att det med rätt förutsättningar och incitament kan vara ekonomiskt lönsamt att uppgradera deponigas till fordonsbränsle. Deponigasproduktionen kommer att klingas av och på grund av osäkerhet i framtida deponigasutvinningen bör ett investeringsprojekt räknas hem på omkring tio år.

LITTERATURFÖRTECKNING

ANALYSREFERENSER

Econova, Häradsuddens avfallsanläggning, Norrköping
Eskilstuna Energi och miljö, Lilla Nyby avfallsanläggning, Eskilstuna
Hudiksvalls kommun, Ulvbergets avfallsanläggning, Hudiksvall
Jönköpings kommun, Hults avfallsanläggning, Jönköping
NSR, Filborna avfallsanläggning, Helsingborg
Ragnsells, Heljetorps avfallsanläggning, Vänersborg
Ragnsells, Högbytorps avfallsanläggning, Upplands-Bro
SITA, Koviks avfallsanläggning, Värmdö
SYSAV, Hedeskoga avfallsanläggning, Ystad
SYSAV, Spillepengs avfallsanläggning, Malmö
Telge återvinning, Tveta avfallsanläggning, Södertälje
VAFAB, Gryta avfallsanläggning, Västerås

MUNTLIGA REFERENSER

Anna Janokovic och Jan Svensk, Koviks avfallsanläggning, SITA AB
Annette Wästlund, Tveta avfallsanläggning, Telge återvinning
Bosse Radeck, Gryta Avfallsanläggning, VAFAB
Karin Eken-Södergård och Håkan Rosqvist, Filborna avfallsanläggning, Helsingborg
Ove Sundberg, Sofielunds avfallsanläggning
Per Björneld, Häradsuddens avfallsanläggning, Econova
Per Leander, Goran Jovanovic, Staffan Salö och Göran Ek, SYSAV AB

Björn H. Halldórsson, Metan ltd.
Diane L. Saber, Gas Technology Institute
Håkan Eriksson, E.ON Gas Sverige AB
Lars-Evert Karlsson, Läckeby Water Group AB
Mattias Svensson, Svenskt Gastekniskt Center AB, SGC
Michael Mitariten, Guild Associates, Inc.
Peter Flyhammar, Avfall Sverige
Tomas Johansson, Terracastus Technologies
Yannick Rouaud, Air Liquide Advanced Technologies

SKRIFTLIGA REFERENSER

Air Liquide, *Gas Encyclopaedia*, http://encyclopedia.airliquide.com/encyclopedia.asp, augusti 2008

Alveteg och Warfinge (2003) *Översikt över separationsprocesser*, Institutionen för Kemiteknik, Lunds Tekniska Högskola (LTH)

CarboTech, *Intelligence in activated carbon,* tillhandahållen information under sommaren 2008

Environment Agency & SEPA (Scottish Environment Protection Agency) (2004) *Guidance on gas treatment technologies for landfill gas engines*, LFTGN06, www.environment-agency.gov.uk

EPA, U.S. Environmental Protection Agency, *Landfill Gas Emissions Model (LandGEM)*, version 3.02, http://www.epa.gov/ttn/catc/products.html#software, 2010-01-27

Gastreatment Services, GtS, *Gas Treatment Package (GTP)*, GtS/GTP/0802/EN, www.gastreatmentservices.com

Gastreatment Services, GtS, *Total Contaminant Removal (TCR)*, GtS/TCR/0701/EN, www.gastreatmentservices.com

Guild Associates, Inc., *Molecular Gate™ Technology*, *Nitrogen rejection, CO_2 removal,* informationsmaterial tillhandahållen från Michael Mitariten, 2009-10-06

Guild Associates, Inc., *Pipeline quality natural gas from digesters*, *Guild Molecular Gate™ Technology*, informationsmaterial tillhandahållen från Michael Mitariten, 2009-10-06

Henning och Schäfer, *Impregnated activated carbon for environmental protection*, www.activated-carbon.com/enviro.html, 2009-12-08

Jarvis och Schnürer (2009) *Mikrobiologisk handbok för biogasanläggningar*, Rapport SGC 207, Svenskt Gastekniskt Center AB

Jönsson, Persson, Wellinger (2006) *Biogas upgrading to vehicle fuel standards and grid injection*, IEA Bioenergy

Marcogaz (2006) *Final Recommendation – Injection of gases from non-conventional sources into gas networks*, WG-Biogas-06-18

Nagl (2008) *Small capacity sulfur recovery units,* Gas Technology products, www.gtp-merichem.com/support/technical_papers/small_capacity/index.php, 2009-12-08

RVF, Svenska Renhållningsverksföreningen (numera Avfall Sverige) (2001) *Kartläggning av teknik för energiutvinning från deponigas med varierande energiinnehåll*, Rapport RVF D2001/05, RVFs utvecklingssatsning deponering

Sterner (2003) *Förgiftningar och miljöhot*, Studentlitteratur

Svenskt Gastekniskt Center AB, SGC (2006) *BIOGAS - Basdata om biogas*

Waste Management (2009) *Linde and Waste Management commission world's largest landfill to liquefied natural gas facility,* pressrelease 2 nov 2009, http://www.wm.com/WM/press/pr2009/20091102_Linde_and_WM_Commission_Worlds_Largest_Landfill_to_Liquefied_Natural_Gas_Facility.pdf, 2010-03-28

Yang (1997) *Gas separation by adsorption processes,* vol.1, Imperial College Press

SGC Svenskt Gastekniskt Center AB

Scheelegatan 3, 212 28 Malmö ● Tel 040-680 07 60 ● Fax 040-680 07 69
www.sgc.se ● info@sgc.se