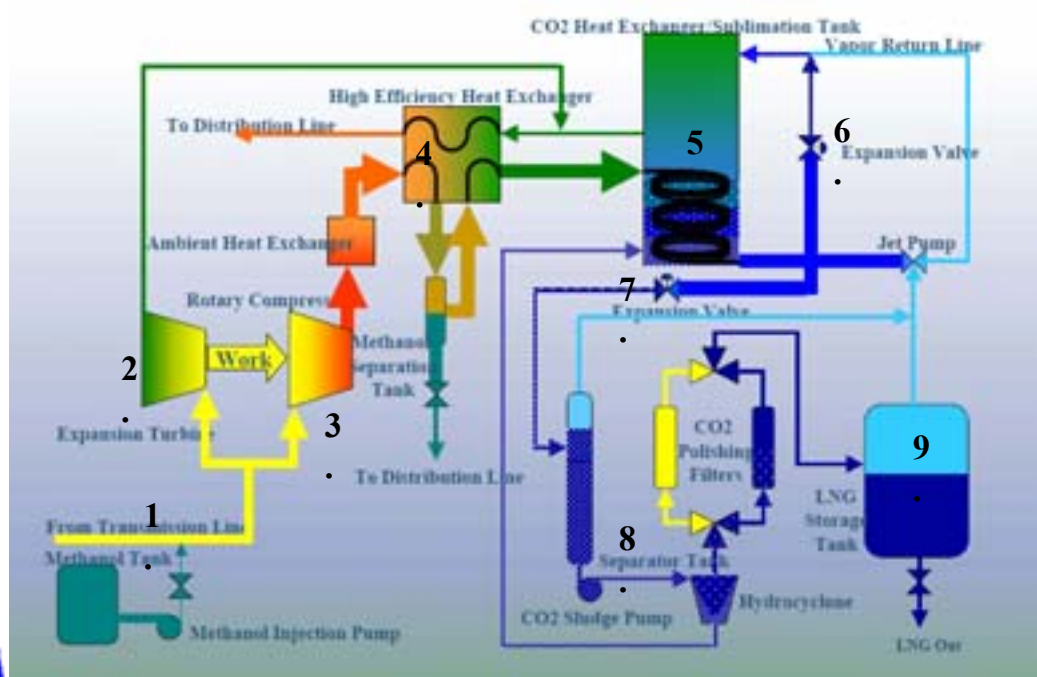


LCNG-studie – möjligheter med LNG i fordonsgasförsörjningen i Sverige

©Svenskt Gastekniskt Center – September 2006



Vattenfall Power Consultant AB

Anna Pettersson

Michael Losciale

Stefan Liljemark

SGC:s FÖRORD

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

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 Energi AB och Öresundskraft AB.

Följande parter har gjort det möjligt att genomföra detta utvecklingsprojekt:

E.ON Gas Sverige AB
FordonsGas Sverige AB
Svensk Biogas i Linköping AB
AGA Gas AB

SVENSKT GASTEKNISKT CENTER AB



Jörgen Held

SAMMANFATTNING

I stort sett all fordonsgas i Sverige idag 2006 transporteras och tankas i form av komprimerad gas, CNG. Transport av CNG till tankställen som inte är placerade intill naturgasnätet eller en lokal produktion av biogas, sker i stålflaskor monterade på växelflak. Det är en väl fungerande men kostsam metod eftersom stora mängder stål transporteras i jämförelse med den gas som ryms i flaskorna.

Om fordonsgasen i stället transporterades i flytande form, LNG, skulle en större mängd fordonsgas kunna lastas och således kostnaden för transport minska. På samma sätt skulle tunga fordon, som behöver kunna tanka en stor mängd bränsle, att genom LNG kunna förse med ett alternativt fordonbränsle. I följande studie, som har utförts på uppdrag av Svenskt Gastekniskt Center, har de tekniska och ekonomiska förutsättningarna för fordonsgas i form av LNG kartlagts. Vidare har undersökts hur en rikstäckande infrastruktur för LNG skulle kunna se ut.

De olika tekniker som har kartlagts är:

- Produktion av LNG vid MR-stationer på naturgasnätet
- Kryogen uppgradering och kondensering av biogas till LNG
- Transport av LNG
- LCNG-tankstationer

Det finns idag tillgänglig teknik för att producera LNG genom att utnyttja tryckreduceringen vid naturgasnätets MR-stationer. Baserat på en prognos för naturgasflödet, uppskattas det år 2007 finnas potential att producera 2,4 TWh LNG per år i Malmö och Göteborg (2005 användes 0,4 TWh fordonbränsle i Sverige). Produktionskostnaden beräknas bli omkring 0,1 – 0,2 kr/Nm³ LNG. LNG som på detta sätt produceras i Sverige och transporteras till kunden beräknas ha en lägre kostnad än det pris som importerad LNG från Norge har.

Biogas kan, med så kallad kryogen teknik, uppgraderas till fordonsgas i form av LNG. Produkterna vid kryogen uppgradering är förutom LNG också flytande koldioxid, vilken liksom biogas är en produkt vars efterfrågan ökar. Teknik för den här typen av uppgradering har utvecklats och finns nu kommersiellt tillgänglig. En kryogen uppgraderingsanläggning har en högre investeringskostnad och energiförbrukning än en konventionell uppgraderingsanläggning. Om den flytande koldioxiden kan säljas för 1 kr/kg blir dock uppgraderingskostnaderna ungefär lika stora, cirka 1 kr/Nm³ biogas för en anläggning med en storlek på 1000 Nm³/h rå biogas.

Det enklaste sättet att transportera LNG från lokala produktionsplatser till tankstationer är med LNG-trailers. Kostnaden för transport 200 km beräknas för LNG till motsvarande cirka 0,4 kr/Nm³ och för CNG till 2,3 kr/Nm³.

Den producerade och transporterade LNG:n kan tankas i en LCNG-tankstation som antingen LNG eller CNG. Detta gör en LCNG-station mycket flexibel och möjliggör försörjning av både lätt och tung trafik. Det finns tre leverantörer av LCNG-tankstationer idag.

För att ge ett i stort sett rikstäckande alternativ för den tunga trafiken bör 24 LCNG-tankstationer placeras utmed de stora långtradarstråken. Tankstationerna placeras förslagsvis från Malmö i söder till Malmberget i norr.

Investeringskostnaden för en i Sverige utbyggd LCNG-infrastruktur med produktionsanläggningar vid naturgasnätet, LNG-trailers och LCNG-tankstationer skulle bli omkring 250 miljoner kronor. Det motsvarar en specifik investeringskostnad på 0,1 kr/Nm³ LNG.

En sammanfattande slutsats är alltså att LNG från biogas och naturgas skulle kunna ge betydande möjligheter för fordonsgasförsörjningen i Sverige

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

1	INLEDNING	5
1.1	Bakgrund	5
1.2	Syfte.....	5
2	ARBETSSÄTT/METODBESKRIVNING	6
3	FÖRKORTNINGAR.....	7
4	BIOGAS OCH NATURGAS SOM FORDONSBRÄNSLE I DAG.....	8
5	LNG-PRODUKTION VID MR-STATIONER	10
5.1	Beskrivning av tekniken	11
5.2	Kostnader	13
6	NATURGASBASERAD LNG-PRODUKTION I SVERIGE	14
6.1	Produktion av LNG vid MR-station söder om Göteborg	14
6.2	Produktion av LNG vid MR-stationerna i Malmö.....	14
6.3	Framtida potential för produktion av LNG i Sverige.....	15
7	TRANSPORT AV LNG.....	16
7.1	Kostnad för transport av LNG	16
8	LNG SOM FORDONSGAS	18
8.1	LNG som fordonsgas i Sverige i dag	18
8.2	Kostnadsjämförelse: Svensk LNG – Norsk LNG	18
9	LCNG-TANKSTATIONER.....	19
9.1	Leverantörer	19
9.2	Beskrivning av tekniken	19
9.3	Kostnader	20
9.4	Drift och erfarenheter.....	21
10	LCNG I VÄRLDEN IDAG	24
10.1	Storbritannien – Hardstaff Group.....	24
11	KOSTNAD FÖR EN UTBYGGD LCNG-INFRASTRUKTUR.....	26
12	SÄKERHETSASPEKTER FÖR LCNG-TANKSTATIONER	27
13	JÄMFÖRELSE MELLAN LCNG- OCH CNG-TANKSTATIONER	28
13.1	Fördelar med LCNG-tankstation.....	28
13.2	Fördelar med CNG-tankstation.....	29
14	TEKNIK FÖR KRYOGEN UPPGRADERING AV BIOGAS.....	30
14.1	Beskrivning av tekniken	30
14.2	Kostnader	32
15	BIOGAS SOM CNG ELLER LNG, KOSTNADSJÄMFÖRELSE.....	34
16	LCNG-TANKSTATIONER I SVERIGE.....	35
16.1	Antal stationer.....	35
16.2	Placering.....	35
17	KOMMENTARER OCH SLUTSATSER	37
17.1	LNG-produktion vid MR-stationer	37
17.2	Naturgasbaserad LNG-produktion i Sverige.....	37
17.3	Transport av LNG	37

17.4	LNG som fordonsgas.....	38
17.5	LCNG-tankstationer.....	38
17.6	LCNG i världen i dag.....	39
17.7	Kostnad för en utbyggd LCNG-infrastruktur i Sverige.....	39
17.8	Säkerhetsaspekter.....	39
17.9	Jämförelse mellan LCNG- och CNG-tankstationer.....	39
17.10	Teknik för kryogen uppgradering av biogas.....	40
17.11	Biogas som CNG eller LNG, kostnadsjämförelse.....	40
17.12	LCNG-tankstationer i Sverige.....	41
18	REFERENSER.....	42

BILAGOR:

1. Kostnadsmodell för LNG produktion vid MR-station
2. Kostnadsmodell för transport av LNG
3. Kostnadsmodell för kryogen uppgradering av biogas

1 INLEDNING

Följande studie har utförts av Vattenfall Power Consultant på uppdrag av Svenskt Gastekniskt Center. Studien har finansierats av AGA, E.ON Gas Sverige, Fordonsgas Sverige och Svensk Biogas. Dessutom har Vattenfall Power Consultant bidragit med eget arbete utöver beställningsvolymen.

1.1 Bakgrund

Transport av komprimerad fordonsgas i stålflaskor monterade på växelflak används idag för att nå ut med gas till tankställen som inte är placerade intill gasnätet eller en lokal produktion av biogas. Denna metod är väl fungerande men kostsam, eftersom stora mängder stål transporteras i jämförelse med den mängd gas som kan ryms i flaskorna.

I USA och på vissa håll i Europa transporteras fordonsgas som LNG (Liquified Natural Gas) till tankstationer. Vid tankstationen kan LNG:n sedan omvandlas till CNG (Compressed Natural Gas) eller om så önskas tankas som LNG. Denna metod kallas LCNG (Liquid to Compressed Natural Gas). Vid tankstationen krävs ingen kompressor utan en kryogen pump används för att höja trycket i LNG:n innan den förångas i en högtrycksförångare.

Uppgradering av biogas till fordonbränsle kan ske genom nedkyllning till kondensation med en så kallad kryogen uppgraderingsteknik. Vid kryogen uppgradering är produkterna biogasbaserad LNG och flytande koldioxid. I USA och Canada finns två anläggningar som använder denna metod för att producera LNG från deponigas.

I dag finns ingen storskalig import av LNG till Sverige, men det finns flera långt gångna planer på terminaler. En annan möjlighet är också att producera LNG från naturgasnätet i Sverige. Teknik som utnyttjar tryckreduceringen i MR-stationerna mellan transmissions- och distributionsledning för att producera LNG har utvecklats i bl.a. USA.

1.2 Syfte

Syftet med den här studien är att kartlägga de tekniska och ekonomiska förutsättningarna för:

- LCNG-tankstationer i Sverige,
- kryogen uppgradering av biogas,
- produktion av LNG vid MR-stationer i Sverige och
- En nationell infrastruktur för fordonsgas i Sverige med LCNG-tankstationer.

2 ARBETSSÄTT/METODBESKRIVNING

Studien har utförts genom:

- Litteraturstudier
- Samtal med leverantörer: AGA, CryoStar, Cryo AB, Hardstaff Group och INL.
- Samtal med naturgasaktörer: E.ON, Nova Naturgas
- Samtal med befintlig biogasanläggning: Svensk Biogas
- Egna erfarenheter och kunskap.
- Beräkningar av produktion, kostnader m.m.

3 FÖRKORTNINGAR

Tabell 1: Förklaring till de förkortningar som används i rapporten.

BG	Bio Gas (biogas i gasform)
CNG	Compressed Natural Gas (komprimerad naturgas vid ca 250 bar)
Dottertankstation	Tankstation dit råvaran CNG eller LNG transporteras med växelflak eller trailer.
Hålltid	Den tid som LNG kan lagras utan att det sker läckage av förångad LNG till atmosfär.
LCNG	Liquid to Compressed Natural Gas (tankstation där LNG är råvaran vilken kan tankas som antingen LNG eller CNG)
LNG	Liquified Natural Gas (flytande naturgas, används här även för flytande biogas)
Modertankstation	Tankstation ansluten till råvaran med en gasledning, t.ex. från en uppgraderingsanläggning eller från naturgasnätet.
MR-station	Mät och Reglerstation (station på naturgasnätet där trycket reduceras, t.ex. från transmissionsledning till distributionsledning)
NG	Natural Gas (naturgas i gasform)
Nm ³	Normalkubikmeter, gasvolymen vid 101,3 kPa och 0°C. I den här studien uttrycks även LNG i motsvarande mängd Nm ³ gas för att jämförelser mellan LNG och CNG skall kunna göras.

I den här studien är CNG och LNG beteckningarna även för biogas och inte bara för naturgas, även om förkortningen NG härrör från Natural Gas. (Både naturgas och biogas består huvudsakligen av metan.)

4 BIOGAS OCH NATURGAS SOM FORDONSBRÄNSLE I DAG

Nedan följer en sammanställning av de tekniker för distribution och tankning av fordonsgas som finns i Sverige idag samt de tekniker som har stor potential att implementeras i framtiden.

Tekniker representerade i Sverige idag:

1. Naturgas från naturgasnätet direkt till CNG-tankstationer, t.ex. i Göteborg.
2. Biogas från biogasanläggningar direkt till CNG-tankstationer, t.ex. i Linköping.
3. Naturgas/Biogas via CNG-växelflak till dottertankstationer för CNG (måttliga avstånd), t.ex. i Uddevalla.

Ny teknik (för Sverige):

4. Naturgas/Biogas direkt via LNG-produktion till LCNG-tankstationer.
5. Naturgas/Biogas via LNG-trailers till dottertankstationer för LCNG (längre avstånd).
6. Naturgas/Biogas via LNG-trailers till dottertankstationer för LNG.
7. Import av LNG (inledningsskede?). Förekommer dock redan i dag i liten omfattning, som back-up till större biogasanläggningar.



Figur 1: Hardstaff Groups LCNG-tankstation i Nottinghamshire. Tankstationen är utvecklad av Hardstaff Group i samarbete med Cryostar och M1Engineering.

5 LNG-PRODUKTION VID MR-STATIONER

Tryckreduceringen som, i en MR-station, sker från en transmissionsledning till en distributionsledning för naturgas kan utnyttjas för att producera LNG. Det finns tekniker för detta och en av dem har Idaho National Laboratory (INL) i USA utvecklat. INL:s teknik verkar mycket lovande och kommer att beskrivas i detta kapitel.

År 2003 byggde INL den första pilotanläggningen i Sacramento, USA, se Figur 2 nedan. Anläggningen som utnyttjar en tryckreduktion från 30 bar till 4 bar producerar motsvarande 1000 Nm³/h LNG. Efter att ha testat och utvecklat tekniken vidare med hjälp av pilotanläggningen finns nu ett färdigt koncept som är kommersiellt tillgängligt. Tekniken har förbättrats från att i Sacramento kunna kondensera 10 % av naturgasflödet till att nu kondensera 20-30 % av naturgasflödet genom MR-stationen. Hanover Corporation, som är det första företaget som fått licens på tekniken, håller i dagsläget på att uppföra två större anläggningar i USA. Den ena av dessa anläggningar kommer att utnyttja en tryckreduktion från 60 bar till 15 bar för att producera motsvarande 3800 Nm³/h LNG. Den andra anläggningen bygger på ytterligare en utveckling av tekniken som möjliggör produktion av LNG var som helst på en transmissionsledning för naturgas (d.v.s. utan att utnyttja en befintlig tryckreducering). Även den andra anläggningen kommer att producera motsvarande 3800 Nm³/h LNG.

INL:s teknik baseras på turboexpandrar, expansionsventiler och effektiv värmewäxling. När naturgasen leds genom en turboexpander expanderar den samtidigt som energi tas ut via en turbin. Kombinationen av expansion och uttag av energi medför en kraftig temperatursänkning, som är kraftigare än den som erhålls endast genom expansion i en expansionsventil. I en expansionsventil sjunker gasens temperatur med 0,5 °C för varje bar som gasen expanderar.

Möjligheten att utnyttja trycksänkningen i MR-stationerna gör att energiförbrukningen för att producera LNG blir mycket låg, investeringskostnaden låg och anläggningsstorleken liten (ryms i en container).



Figur 2: Pilotanläggning i Sacramento. Producerar LNG genom att utnyttja tryckreduceringen i en MR-station, INL.

5.1 Beskrivning av tekniken

Nedan följer en beskrivning av hur 20 – 30 % av det inkommande naturgasflödet kondenseras till LNG:

1. Naturgasen kommer till anläggningen från en transmissionsledning. För att undvika isbildning i anläggningen separeras fukten i naturgasen genom tillsatts av metanol som absorberar vattnet (metanolen avskiljs senare genom att den kondenserar och kan avskiljas). Därefter delas naturgasflödet i två lika stora flöden, A och B.
2. Det ena av de två delflödena, A, får expandera till 4 bar i en turboexpander varvid el produceras och gasens temperatur sjunker kraftigt.
3. Den producerade elen används för att komprimera det andra delflödet, B, i en kompressor varvid temperaturen stiger något. Efter kompressionen kyls gasen med hjälp av omgivningsluft.
4. De båda delflödena, A och B, värmeväxlas med varandra vartefter delflöde A som har ett tryck på 4 bar går vidare ut till distributionsledning. Om distributionsledningen har ett högre tryck än 4 bar komprimeras flöde A till detta tryck. Det komprimerade delflödet B, som nu har en temperatur som är lägre än $-100\text{ }^{\circ}\text{C}$, går vidare till en värmeväxlartank.
5. I värmeväxlartanken delas flöde B upp i B1 och B2. Flöde B1 leds ut ur värmeväxlartanken och till en expansionsventil.
6. När flöde B1 får expandera i ventilen till 4 bar sjunker temperaturen ytterligare. Flödet förs därefter tillbaka till värmeväxlartanken där det växlas med inkommande flöde B2 som kyls. Flöde B1 leds därefter via värmeväxlaren (punkt 4) till distributionsledning. Värmeväxlartanken används också för att förånga den koldioxid som kondenserar och

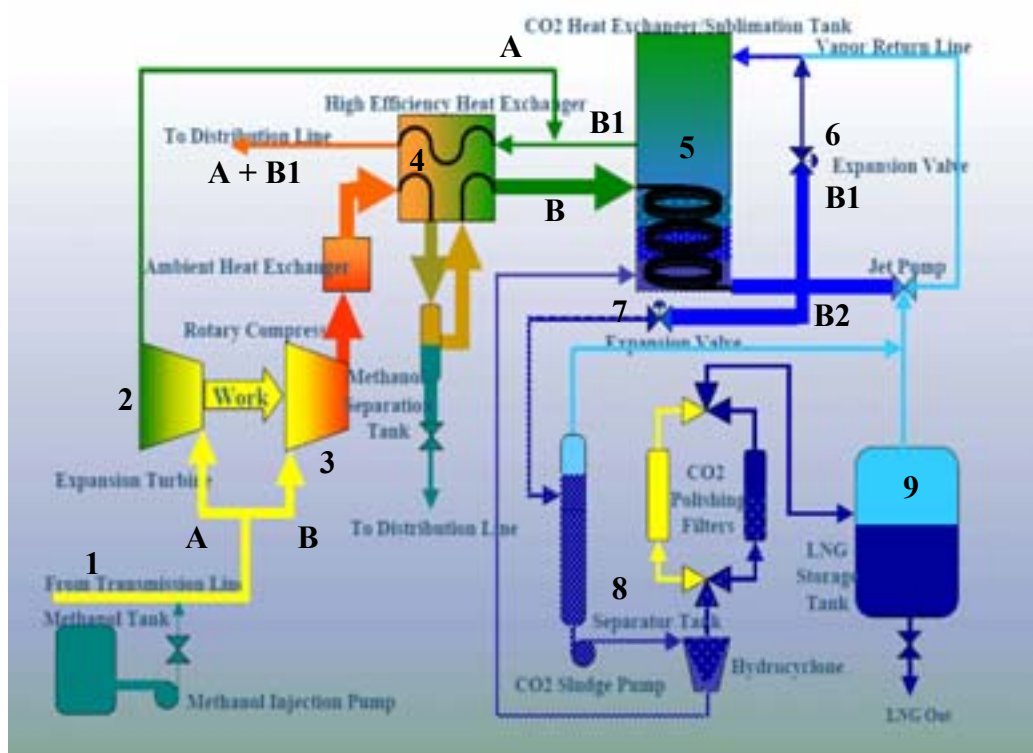
sublimerar senare i processen. Tekniken tolererar en koldioxidhalt på upp till 2,5 % i den inkommande naturgasen.

7. Det nu mycket kalla, komprimerade delflödet B2 leds genom en expansionsventil. Expansionen medför att temperaturen sjunker så lågt att metanet kondenserar.

8. Koldioxiden, som är i delvis flytande och delvis fast fas, avskiljs från det kondenserade metanet i en separationstank, hydrocyclone och slutligen filter.

I hydrocyclonen kan även en del av de tyngre kolväten (etan, propan, butan) som finns i naturgasen separeras från LNG:n men det är enligt leverantören tekniskt enklare att behålla den största delen av dessa kolväten i LNG:n. En anläggning designas så att önskad mängd tyngre kolväten erhålls i LNG:n. De tyngre kolvätena ger LNG:n högre värmevärde vilket gör att det kan vara önskvärt att ha kvar dem i LNG:n.

9. Det kondenserade metanet, LNG:n, förs till en lagertank.



Figur 3: Teknik för LNG-produktion vid en MR-station, INL.

5.2 Kostnader

5.2.1 Investeringskostnad

En anläggning som producerar motsvarande 3 800 Nm³/h LNG uppskattas av INL ha en investeringskostnad på cirka 15 – 20 miljoner kronor. Det beror dock på var i prisnivå de företag som får licens på tekniken väljer att lägga sig.

Om man vill ha en större anläggning än 3800 Nm³/h LNG rekommenderar INL än så länge att man bygger flera anläggningsmoduler i den här storleken.

5.2.2 Driftkostnad

Vid en reduktion av naturgstrycket från 60 till 4 bar är anläggningen näst intill självgående, elförbrukningen är endast cirka 0,007 kWh/Nm³. Vid en reduktion från 60 till 28 bar är elförbrukningen cirka 0,2 kWh/Nm³.

Metanolförbrukningen uppskattas av INL till omkring 0,002 l/Nm³ LNG men beror av naturgasens fukthalt.

5.2.3 Totalkostnad

Med hjälp av investeringskostnad och driftkostnad har en totalkostnad i kr/Nm³ LNG beräknats, se Tabell 2.

Investeringskostnaden har beräknats med en avskrivningstid på 15 år och en realränta på 4 %. Driftkostnaden är beräknad med hjälp av elförbrukning och metanolförbrukning.

Kostnaden för att på detta sätt producera LNG i Malmö uppskattas bli 0,10 kr/Nm³ och i Göteborg 0,22 kr/Nm³, för beskrivning av de aktuella MR-stationerna se 6.1 och 6.2. Skillnaden i kostnad mellan Malmö och Göteborg beror på att man i Malmö reducerar trycket längre än i Göteborg vilket gör att energiförbrukningen blir lägre och därmed också driftkostnaden. För fullständig kostnadsmodell se Bilaga 1.

Tabell 2: Kostnad för produktion av LNG i Malmö och Göteborg

	LNG-produktion i Malmö [kr/Nm ³ LNG]	LNG-produktion i Göteborg [kr/Nm ³ LNG]
Investeringskostnad	0,04	0,04
Driftkostnad	0,06	0,18
TOTAL KOSTNAD	0,10	0,22

6 NATURGASBASERAD LNG-PRODUKTION I SVERIGE

Ett scenario med produktion och distribution av LNG som fordonsbränsle i Sverige presenteras nedan.

I Sverige transporteras i dag ca 10 TWh naturgas i befintligt transmissionsnät. Huvuddelen av denna naturgas går antingen genom någon av MR-stationerna i Malmö eller genom MR-stationen Råvekärr söder om Göteborg. Vid dessa MR-stationer skulle LNG kunna produceras och därefter distribueras med trailer till LCNG-tankstationer utmed de stora vägarna i Sverige. (Se även kapitel 14 angående LNG-produktion från biogas.)

6.1 Produktion av LNG vid MR-station söder om Göteborg

Vid MR-stationen Råvekärr söder om Göteborg uppskattas ett flöde av naturgas på i genomsnitt 60 000 Nm³/h år 2007 då Rya kraftvärmeverk tagits i drift. Enligt INL skulle cirka 25 % av naturgasflödet kunna kondenseras till LNG. För att fortfarande leverera 60 000 Nm³/h efter Råvekärr måste naturgasflödet då ökas till ungefär 75 000 Nm³/h. Vid Råvekärr reduceras trycket från cirka 60 bar till 28 bar.

Baserat på naturgasflödet skulle, i Göteborg, motsvarande 18 800 Nm³/h LNG kunna produceras 2007, 1,8 TWh/år. Denna mängd LNG skulle kunna försörja antingen:

- 1 600 långtradare eller
- 2 700 stadsbussar eller
- 150 000 personbilar.

6.2 Produktion av LNG vid MR-stationerna i Malmö

I Malmö finns sex MR-stationer. Genom de tre största stationerna; Fosie 2, Södra Sallerup 2 och Åkarp 2 uppskattas idag ett flöde av naturgas på i genomsnitt 20 000 Nm³/h, vilket kommer att öka om planerna på ett naturgaseldat värmekraftverk realiseras. Även här skulle cirka 25 % av naturgasflödet kunna kondenseras till LNG. För att fortfarande leverera 20 000 Nm³/h naturgas till kunderna måste flödet då ökas till ungefär 25 000 Nm³/h. I Malmö reduceras trycket från cirka 60 bar till 4, 10 och 16 bar, d.v.s till ett lägre tryck än i Göteborg.

Baserat på naturgasflödet skulle, i Malmö, motsvarande 6 300 Nm³/h LNG kunna produceras 2007, 0,6 TWh/år. Denna mängd LNG skulle kunna försörja antingen:

- 500 långtradare eller

- 900 stadsbussar eller
- 50 000 personbilar.

6.3 Framtida potential för produktion av LNG i Sverige

Från år 2007 finns enligt ovanstående scenario en teknisk potential att producera motsvarande 25 000 Nm³/h i Malmö och Göteborg, vilket motsvarar 2,4 TWh/år.

Naturgasnetet i Sverige är dimensionerat för 35 TWh/år vilket skulle motsvara en maximal LNG produktion på 8,75 TWh/år.

7 TRANSPORT AV LNG

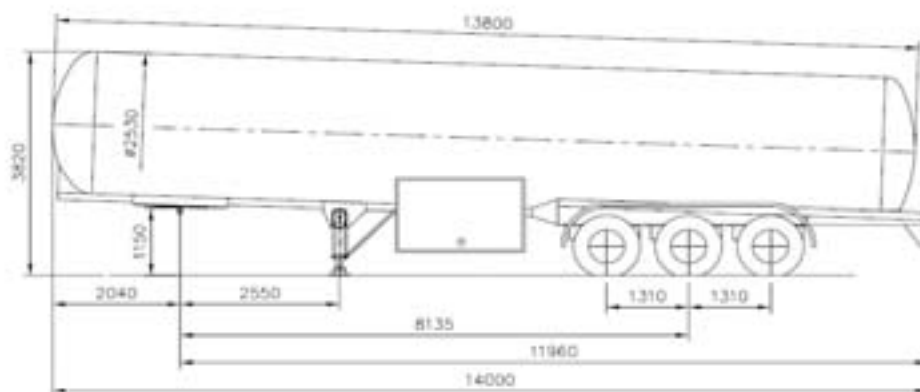
Inom Sverige är det enklast att transportera LNG med trailer. Alternativ skulle kunna vara med fartyg från en produktionsplats till LNG-terminaler längs ostkusten eller med tåg.

Cryo AB har utvecklat en semitrailer som kan lasta 21 ton LNG, se Figur 4 nedan. Trailern har ett arbetstryck på 4 bar och kan vara försedd med en pump som har en kapacitet på 600 l/min vilket motsvarar ungefär 1,5 h för lastning respektive lossning. Pumpen kräver en 63 amperes säkring.

För scenariot med LNG-produktion i Malmö och Göteborg måste totalt 21 trailers fyllas per dygn.

Investeringskostnaden för en semitrailer med pump är cirka 2,7 miljoner kronor och leveranstiden cirka 9 – 10 månader.

Mindre än 0,9 % av LNG-volymen förångas per dygn vilket betyder att trailern har mer än 10 dygns hålltid d.v.s LNG kan lagras i trailern i upp till 10 dygn utan att trycket blir för högt på grund av att LNG:n förångas.



Figur 4: LNG-trailer för transport av 21 ton LNG, Cryo AB.

7.1 Kostnad för transport av LNG

I Tabell 3 nedan redovisas kostnaden för transport av LNG. Transportkostnaden är beräknad för en LNG-trailer som går en av följande tre sträckor; 100 km, 200 km och 400 km.

Då trailern går 100 km kan två leveranser göras per dygn (två skift). Vid sträckan 200 km tar en leverans 1,5 dygn och vid 400 km 2 dygn, vilket innebär att en övernattning ingår i dessa sträckor.

Kostnaden består av två delar, investeringskostnad och driftkostnad, se kostnadsmodell i Bilaga 2. Investeringskostnaden är beräknad med en avskrivningstid på 15 år och en realränta på 4 %. Driftkostnaden omfattar dragbil, bränsle, förare samt kostnad för lastning och lossning. I Tabell 2 anges också hur många transporter den inköpta trailern uppskattas göra per år.

Som synes i Tabell 2 är totalkostnaden för att transportera LNG 100 - 400 km, 0,2 – 0,6 kr/Nm³. Driftkostnaden är den dominerande delen av transportkostnaden, vilket betyder att det inte är så avgörande hur många transporter som görs med trailern per år.

Driftkostnaden är störst för transporten 100 km eftersom flest resor görs och mycket tid är lastning och lossning vilket är relativt kostsamt. Vid transport 200 km sjunker driftkostnaden vilket beror på att den totala transportsträckan per år minskar. Vid transport 400 km stiger driftkostnaden igen vilket beror på att den totala transportsträckan per år ökar jämfört med transport 200 km eftersom nästan lika många leveranser kan göras.

Tabell 3: Kostnaden för transport av LNG.

Kostnadsberäkning per LNG-trailer á 21 ton.	Transport 100 km	Transport 200 km	Transport 400 km
Investeringskostnad [kr/år]	243 000	243 000	243 000
Driftkostnad [kr/år]	2 500 000	1 380 000	1 750 000
Antal transporter [st/år trailer]	480	160	120
Transportsträcka [km/år]	48 000	32 000	48 000
Transporterad mängd LNG [ton/år]	10 080	3 360	2 520
Spec.transportkostnad [kr/Nm³]	0,2	0,4	0,6

8 LNG SOM FORDONSGAS

8.1 LNG som fordonsgas i Sverige i dag

Exempel på biogasanläggningar som i dag har LNG som backup för fordonsgas och som importerar LNG från t.ex. Norge är:

- Linköping
- Eskilstuna
- Västerås
- Stockholm

8.2 Kostnadsjämförelse: Svensk LNG – Norsk LNG

I Tabell 4 nedan jämförs kostnaden för att producera LNG vid en MR-station i Sverige och transportera den med trailer till Linköping med kostnaden för att importera LNG till Linköping med trailer från Norge. Priset för importerad LNG från Norge är inklusive transport- och tullkostnader men exklusive skatt.

Enligt uppskattningarna skulle det i fallet Linköping vara ungefär 25 % billigare att producera LNG vid naturgasnätet i Sverige (5,2 kr/Nm³, maj 2006) jämfört med att importera från Norge (6,72 kr/Nm³, maj 2006).

Tabell 4: Jämförelse mellan kostnader för LNG producerad i Sverige och importerad från Norge.

	Kostnad för svensk LNG [kr/Nm ³ LNG]	Kostnad för norsk LNG [kr/Nm ³ LNG]
Kostnad för naturgas respektive LNG	3,32	5,60
Skatt	1,12	1,12
Produktion av LNG	0,22	-
Transport av LNG	0,5	-
TOTALKOSTNAD	5,16	6,72

9 LCNG-TANKSTATIONER

En LCNG-tankstation är en tankstation där LNG är råvaran som kan tankas antingen som LNG eller CNG.

I detta kapitel presenteras leverantörer som har utvecklat LCNG-koncept, beskrivning av tekniken samt kostnader.

9.1 Leverantörer

Följande leverantörer har färdiga LCNG-koncept idag:

- NexGen (ingår i Chart Industries)
- Cryostar (ingår i BOC-gruppen som våren 2006 köptes upp av Linde AG)
- Hardstaff Group

NexGen har ett 15-tal stationer i USA, Cryostar har fyra stora tankningsstationer (1600 Nm³/h) i Brasilien och tillsammans med Hardstaff Group en referensstation i Nottingham, Storbritannien. Tankstationen i Nottingham utvecklades för långtradartrafik av Hardstaff Group i samarbete med Cryostar och M1Engineering 2002.

Leverantörer som bedöms kunna utveckla konceptet är:

- AGA/Linde

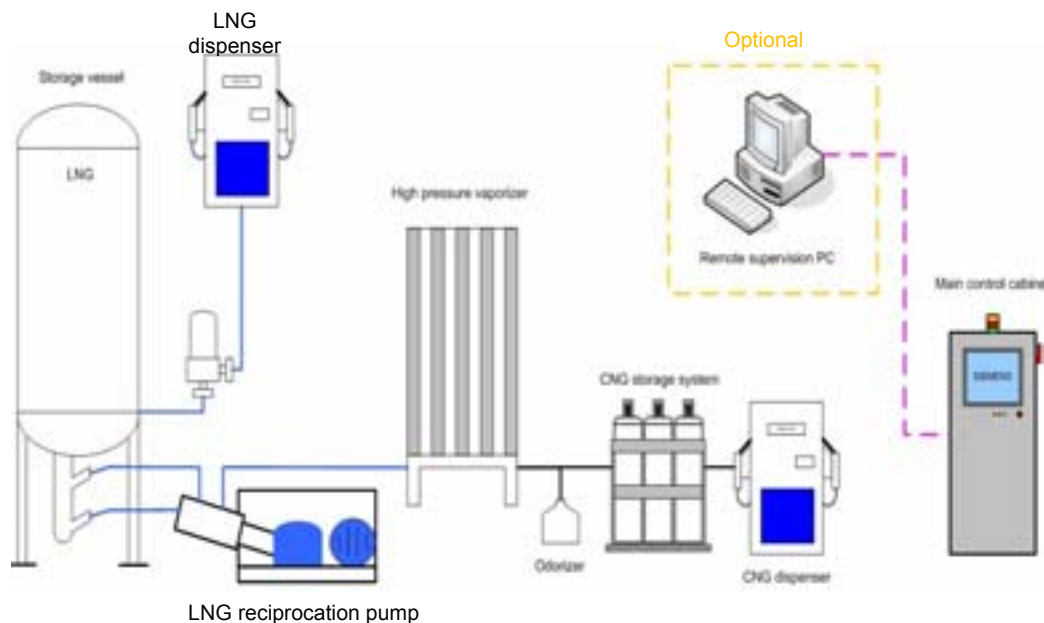
9.2 Beskrivning av tekniken

En LCNG-tankstation består av följande komponenter:

En lagringstank för LNG, vars storlek beror på stationens förbrukning. Från LNG-tanken går två ledningar, en för LNG och en för CNG.

Ledningen för LNG går direkt till en LNG-dispenser där LNG kan tankas.

Ledningen för CNG går från lagringstanken till en kryopump som höjer LNG:ns tryck till önskvärda 250 – 300 bar. Efter kryopumpen sitter en högtrycksförångare där LNG förångas till CNG. Förångaren drivs med omgivningsluft, d.v.s. kräver ingen energitillförsel. När LNG:n har förångats till CNG odöriseras den och lagras i ett CNG-lager innan den går till CNG-dispensern.



Figur 5: Schematisk beskrivning av komponenterna i en LCNG-tankstation.

9.3 Kostnader

Kostnaderna som redovisas nedan gäller för en LCNG-tankstation från leverantören CryoStar. Tankningsstationen är utrustad med en LNG-dispenser och en CNG-dispenser och har en maxkapacitet på 400 Nm³/h med ett genomsnittligt flöde av 8000 Nm³/dygn.

9.3.1 Investeringskostnad

LCNG-stationen som beskrivits ovan har en investeringskostnad på cirka 3,7 miljoner kronor (exkl. markarbete).

9.3.2 Driftkostnad

Elförbrukningen för processen är cirka 0,04 kWh/Nm³. Med hjälp av erfarenhet från CNG-stationers processförbrukning och totala förbrukning uppskattas att elförbrukningen totalt är cirka 0,1 kWh/Nm³.

9.3.3 Underhållskostnad

Kostnaden för reservdelar och extern service under ett år ligger kring 90 000 – 100 000 kr/år vilket motsvarar 0,05 kr/Nm³. Service under ett år omfattar 4 dagars arbete för en tekniker.

9.4 Drift och erfarenheter

Med en LCNG-tankstation finns möjlighet att tanka både LNG och CNG utan begränsningar vad gäller förhållandet mellan förbrukning av CNG respektive LNG. En LCNG-station kan därför också användas som en ren CNG- eller LNG-tankstation.

Den sammanlagda förbrukningen av CNG och LNG påverkar däremot tankstationen, eftersom den påverkar omsättningen av LNG i lagringstanken. LNG är en kryogen vätska som sakta förångas i lagringstanken, cirka 0,12 % per dygn, vilket blir särskilt påtagligt när omsättningen av LNG i lagringstanken inte motsvarar den som stationen är designad för, t.ex. vid uppstart av tankstationen. Förångningen av LNG kan få följande konsekvenser:

- Ändring i LNG:ns sammansättning om den inte är 100 % metan (Weathering)
- Förluster till atmosfären (Venting)
- Variationer i bränsledensitet.

LNG från naturgas består inte av 100 % metan utan också av andra kolväten såsom etan, propan, butan och pentan. De övriga kolvätena förångas vid betydligt högre temperatur än metan vilket gör att det endast är metanet som förångas vid inläckage av värme i en lagringstank eller bränsletank. När metanet förångas ökar andelen av de övriga kolvätena i LNG:n varvid sammansättningen ändras. De övriga kolvätena kan påverka motorn på oönskade sätt.

Enligt Hardstaff Group i Storbritannien, se kapitel 10.2, är etan det kolväte som ställer till mest problem. Om etanhalten i bränslet överstiger 6 % till en motor enligt Dieselpincipen (tändning genom kompression) eller 10 % till en motor enligt Ottopincipen (tändning med gnista), blir det skador på motorns cylinderväggar och topplock.

Etanet orsakar mest problem i en liggande LNG-lagringstank där det kan samlas en rest med högre halt av de längre kolvätena på tankens botten. En liggande tank bör därför, enligt Hardstaff Group, rengöras en gång per år. En stående lagringstank däremot behöver inte tömmas alls, om omsättningen på LNG är relativt hög. När det gäller förångning av LNG kan den enligt Hardstaff Groups erfarenheter hanteras bättre i en stående tank. Om omsättningen av LNG är relativt hög kollapsar trycket av förångad LNG när ny kall LNG fylls på i lagringstanken, d.v.s. den förångade LNG:n i lagringstanken kondenserar. Vidare är Hardstaffs erfarenheter att den LNG som förångas i en liggande tank måste tas om hand och t.ex. komprimeras till CNG, oavsett uttag av LNG. Baserat på ovanstående resonemang rekommenderar Hardstaff Group stående lagringstankar.

Hur förångad LNG hanteras beror dock inte bara på tankningsstationen utan på hela systemet från produktion fram till fordonets bränsletank.

9.4.1 Bränslehanteringssystem för LNG för fordon

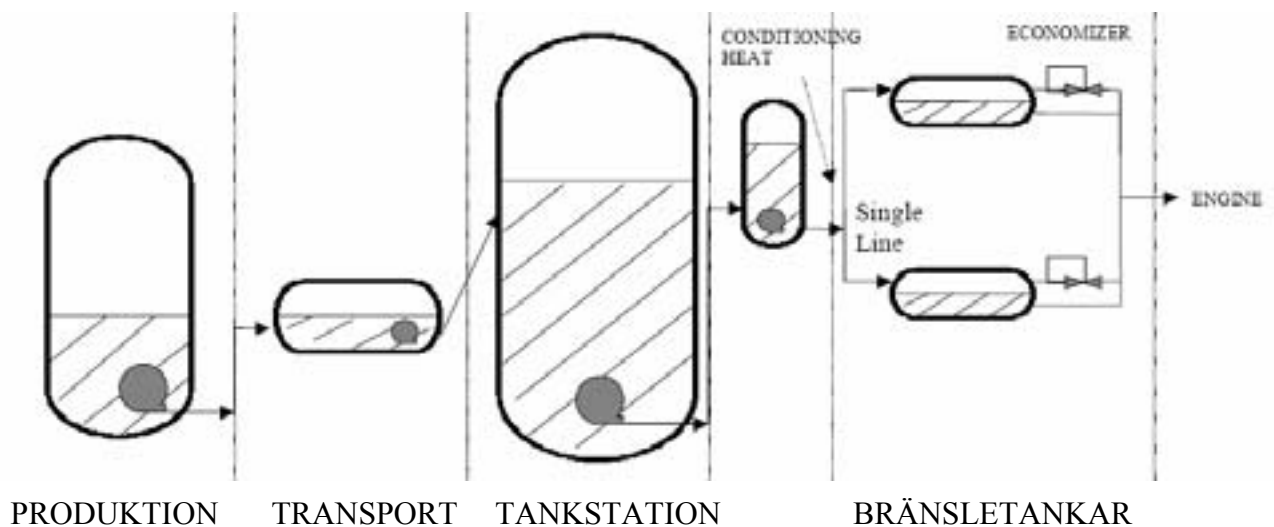
Det finns två typer av bränslehanteringssystem för LNG: Vapor Collapse System och Vapor Return System. Skillnaden mellan de två systemen ses när man jämför fyllningen av

fordonets bränsletank och tryckregleringen i bränsletanken. När tankning sker är bränsletanken till största delen fylld med förångad LNG.

I ett Vapor Collapse System är LNG-bränsletanken bara ansluten med en enkel ledning från tankstationen, se Figur 6. Innan fyllningen av tanken kan påbörjas sprayas kall LNG in i bränsletanken så att temperaturen på den förångade LNG:n sjunker och den kondenserar (kollapsar). När detta sker sjunker trycket i bränsletanken och den kan fyllas med ny LNG från tankstationen.

Bränslesystemet i ett fordon med Vapor Collapse System består av bränsletankar med economizer (tryckregulator och ventil). Bränsletankarna är designade för ett visst inläckage av värme, vilket gör att LNG:n sakta förångas. När trycket i bränsletanken blir för högt öppnar en ventil på economizern, och släpper ut förångad LNG i bränslesystemet till motorn, till dess att trycket i bränsletanken har gått ner.

Ett fordon med Vapor Collapse System kan stå ungefär 2 dygn utan att behöva ventileras förångad LNG till atmosfären.



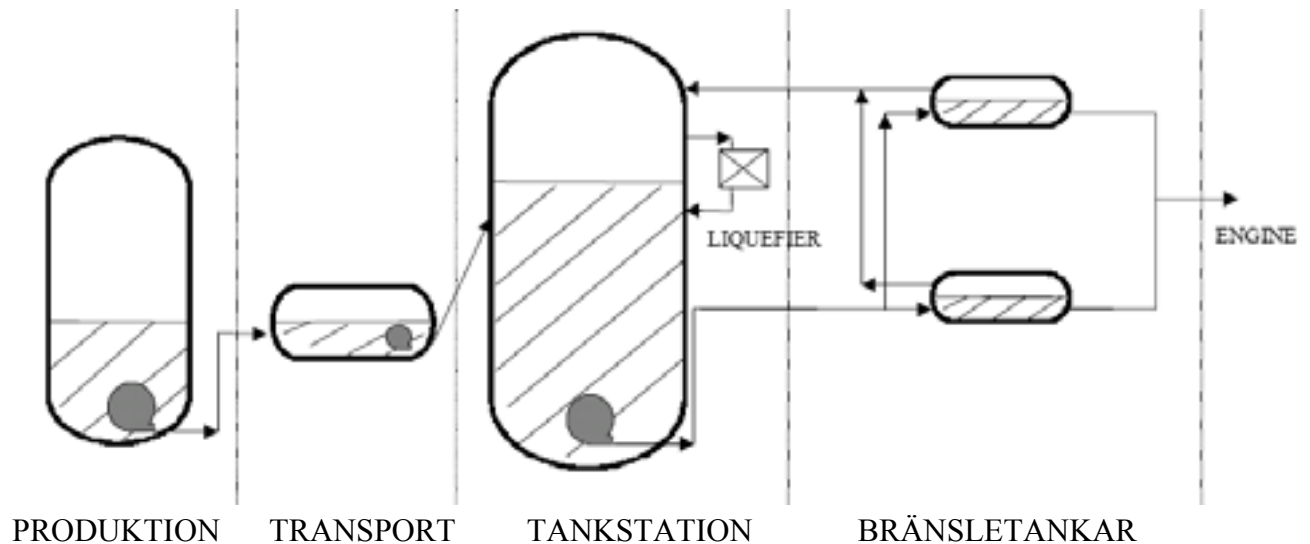
Figur 6: Principschema, Vapor Collapse System.

I ett Vapor Return System däremot är bränsletanken ansluten med två ledningar till tankstationen, en från bränsletankens vätskefas och en från dess gasfas. LNG pumpas direkt från tankstationen till tanken och den förångade LNG:n som ersätts går via den andra ledningen tillbaka till tankstationens lagringstank. Intill lagringstanken kan det finnas en liten kylmaskin som kondenserar den förångade LNG:n i lagertanken, se Figur 7.

Bränsletankarna i ett Vapor Return System har ett lågt inläckage av värme vilket gör att trycket stiger så långsamt att endast vätska behöver tas från tankarna. Följden blir att bränsletanken inte behöver ha någon economizer. Den här typen av system kräver dock

istället utrustning för att höja trycket i bränsletanken eller en liten pump för att transportera LNG:n till motorn.

Ett fordon med Vapor Return System kan stå ungefär 7 dygn utan att behöva ventileras förångad LNG till atmosfären.



Figur 7: Principschema, Vapor Return System.

En jämförelse mellan de två bränslehanteringssystemen ger att Vapor Return System är det fördelaktigaste systemet med bland annat låga LNG-förluster, ingen förändring i LNG-sammansättning och lång hålltid för fordonet.

Hardstaff Group, se kapitel 10.2, har idag Vapor Collapse System men anser att Vapor Return System är det ideala. Enligt Hardstaff Group kan det med Vapor Collapse System bli vissa utsläpp till atmosfären vid tankning men dessa kan dock hållas minimala med god bränslehantering. Hardstaffs erfarenhet är också att det med ett Vapor Collapse System är nödvändigt att återvinna förångad LNG från lagringstanken även om förbrukningen av LNG är hög. Det är dock inget problem men bör göras. Ett Vapor Return System kräver bl.a. vakuumisolerade ledningar vilket ger ökade kostnader, men det är enligt Hardstaff Group det bättre systemet.

10 LCNG I VÄRLDEN IDAG

År 2002 byggdes den första kombinerade LNG och CNG tankstationen (LCNG-tankstation) i Leuven i Belgien. Utrustningen kom från NexGen som är en division inom Chart Industries. Förutom LNG och CNG finns även möjlighet att tanka H₂ vid den här tankstationen.

I dag finns LCNG-tankstationer i förutom Belgien också i Storbritannien, Brasilien, Norge, USA, Kina och Australien. Sydkorea och Japan studerar frågan.



Figur 8: Världens största LCNG-tankstation i Kalifornien i USA. Byggt av Chart-Nexgen.

10.1 Storbritannien – Hardstaff Group

Hardstaff Group är ett åkeri i UK som har utvecklat sitt eget LCNG-system för att naturgas är ett fördelaktigare alternativ både ur ett miljöperspektiv och ur ett ekonomiskt perspektiv [7]. Hardstaff konverterar lastbilar till naturgasdrift med ett eget utvecklat dual-fuel system, importerar LNG från Norge och har utvecklat och byggt en egen LCNG-tankstation.

Av Hardstaff Groups 160 långtradare är idag 71 stycken konverterade till naturgasdrift, vilka totalt har kört över 160 miljoner km på naturgas. Hardstaff Group konverterar själva sina lastbilar och har utvecklat och patenterat ett insprutningsystem som heter OIGI, "Oil Ignition Gas Injection". Motorn använder diesel för att tända naturgasen, som är huvudbränslet. Energiförbrukningen täcks till 65-75 % av naturgas beroende på vilken motor lastbilarna har.

Enligt Hardstaff Groups VD Trevor Fletcher innebär en konvertering till dual-fuel en investeringskostnad på omkring 210 000 – 230 000 kronor, en reduktion i bränslekostnad på 8-12 kr/mil och en ökning av underhållskostnaden med 0,8 kr/mil (p.g.a. två bränslesystem), vilket sammantaget ger en återbetalningstid på ungefär ett år.

År 2002 utvecklade och byggde Hardstaff Group en egen LCNG-tankstation för sina långtradare i Nottinghamshire. LCNG-tankstationen utvecklades i samarbete med Cryostar som tidigare hade byggt CNG-stationer och M1Engineering som tidigare hade byggt LNG-stationer.

En gång varje vecka åker en trailer med färja över till Norge för att köpa LNG, som tas med tillbaka till England och fyller på i LCNG-tankstationen.

Hardstaff Group är idag leverantör av fordon och reservdelar, gör konverteringar till dual-fuel och bygger/levererar LCNG-tankstationer.

11 KOSTNAD FÖR EN UTBYGGD LCNG-INFRASTRUKTUR

I Tabell 5 nedan presenteras investeringskostnaden för en i Sverige utbyggd LCNG-infrastruktur, som skulle kunna försörja såväl långtradar- och busstrafik som personfordonstrafik.

Infrastrukturen omfattar LNG-produktionsanläggningar i Malmö och Göteborg enligt kapitel 5, LNG-trailers för transport av den producerade LNG:n enligt kapitel 7 samt LCNG-tankstationer enligt kapitel 9.

Investeringskostnaden för ett system som producerar och distribuerar motsvarande 220 miljoner Nm³/år LNG, 2,4 TWh uppskattas till cirka 250 miljoner kronor.

Med en avskrivningstid på 15 år och med en realränta på 4 % blir den specifika investeringskostnaden 0,1 kr/Nm³ LNG.

Tabell 5: Investeringskostnad för en LCNG-infrastruktur.

Investering	Kostnad [milj kr]
Produktionsanläggning i Malmö	27
Produktionsanläggning i Göteborg	80
20 LNG-trailers	54
24 LCNG-stationer	89
TOTALT	250

12 SÄKERHETSASPEKTER FÖR LCNG-TANKSTATIONER

LNG kan jämföras med DME eller motorgas (LPG) men har ett gynnsammare läge eftersom metan är lättare än luft. Enligt AGA är metan det säkraste fordonsbränslet.

Transporten i sig utgör en risk på samma sätt som för bensin och diesel.

13 JÄMFÖRELSE MELLAN LCNG- OCH CNG-TANKSTATIONER

I detta kapitel görs en jämförelse mellan fördelarna med LCNG-tankstationer och fördelarna med CNG-tankstationer. För att göra detta presenteras först jämförande data för de båda typerna av tankstationer, se Tabell 6 nedan.

Investeringskostnaden är i det närmaste lika stor för en LCNG- och en CNG-tankstation med en kapacitet på 400 Nm³/h.

Den totala energiförbrukningen för både processen och stationen är mellan 3-4 gånger högre för en CNG-station. Det beror på att det krävs ungefär fem gånger mer energi för att höja trycket till 250 bar med en kompressor (gasfas) än att höja trycket med en kryopump (vätskefas).

Den förebyggande underhållskostnaden, reservdelar under ett år och extern service, är cirka tre gånger högre för en CNG-tankstation än för en LCNG-tankstation. Det beror framför allt på att kompressorer kräver mer underhåll än pumpar.

Kostnader för personal som utför tillsyn och jourverksamhet på tankningsstationen är en relativt stor utgiftspost. Personalkostnaden antas vara lika stor både för en LCNG- och en CNG-tankstation.

Tabell 6: Jämförelse mellan LCNG- och CNG-tankstation med kapacitet 400 Nm³/h.

	LCNG-tankstation [kapacitet 400 Nm ³ /h]	CNG-tankstation [kapacitet 400 Nm ³ /h]
Investeringskostnad (moderstation)	3,7 miljoner kr	3 – 4 miljoner kr (beroende på utförande)
Energiförbrukning (totalt process + station)	0,1 kWh/Nm ³	0,35 kWh/Nm ³
Förebyggande underhållskostnad	0,05 kr/Nm ³	0,15 kr/Nm ³
Personalkostnad (Jour och tillsyn)	0,35 kr/Nm ³	0,35kr/Nm ³

13.1 Fördelar med LCNG-tankstation

- Möjlighet att försörja långväga tung trafik med LNG.
- Möjliggör fordonsgas i landsdelar som saknar naturgasledning eller biogasproduktion.
- Flexiblare - både LNG och CNG kan tankas vilket ger möjlighet att försörja både lätt och tung trafik.

- LCNG-tankstationer har drygt 70 % lägre energiförbrukning än CNG-tankstationer, se Tabell 5 ovan.
- LCNG-tankstationer har 65 % lägre kostnad för förebyggande underhåll än CNG-tankstationer, se Tabell 5 ovan.
- Billigare transport av bränslet till en dottertankstation, vilket gör att LNG kan transporteras längre än CNG.
- Mindre begränsningar vad gäller tankningskapacitet jämfört med CNG-station. Ex. en LCNG-tankstation som har en maxkapacitet på 400 Nm³/h kan leverera detta flöde hela dygnet, dvs. 9600 Nm³/dygn. En CNG-tankstation med samma maxkapacitet har inte möjlighet att leverera mer än 3000 Nm³/dygn på grund av kompressorbegränsningar.

13.2 Fördelar med CNG-tankstation

- En CNG-dotterstation har lägre investeringskostnad än en LCNG-dotterstation.
- CNG kan produceras på fler platser än LNG, möjlighet att ha fler mindre produktionsanläggningar.
- Transport i gasfas i rörledning är både säkrare och miljövänligare än transport av LNG på väg.
- En CNG-station kräver inte en jämn förbrukning, vilket en LCNG-station gör p.g.a. att LNG förångas (0,1 % per dygn). Problemet är aktuellt framförallt under startfas innan man kommit upp i den tankningskapacitet som stationen är designad för. Problemet kan dock hanteras genom t.ex. att den förångade LNG:n tas om hand i ett separat gaslager, se kapitel 9.4.

14 **TEKNIK FÖR KRYOGEN UPPGRADERING AV BIOGAS**

Det finns idag tillgänglig teknik för kryogen uppgradering av biogas. Produkterna blir då biogasbaserad LNG och flytande koldioxid, vilka båda har ett marknadsvärde för att ersätta oljebaserade bränslen (dels för framdrivning och dels för användning i t.ex. fordons kylaggregat).

Cryostar (ett franskt företag inom BOC-gruppen) har utvecklat en teknik som kallas ”Vaccum cold box” och bygger på turboexpanderteknik och effektiv värmeväxling. Tillsammans med det amerikanska företaget Prometheus har Cryostar ett koncept för hela kedjan, från deponigas, rötgas eller biogas via rening, uppgradering och kondensering till distribution i LCNG-tankstationer.

Den kryogena uppgraderings- och kondenseringstekniken är utvecklad för stora deponigasflöden, men fungerar nu även för flöden ner till 500 Nm³/h (i Linköping uppgraderas cirka 800 Nm³/h). Det finns i dag två anläggningar i drift, en i British Columbia Canada och en i Kalifornien USA. De båda befintliga anläggningarna använder deponigas som råvara. Ytterligare en anläggning är under uppförande i Kalifornien USA och kommer enligt Cryostar bli en bra referensanläggning för biogas. Biogas och rötgas är enklare att uppgradera eftersom de inte innehåller så mycket luft och föroreningar som deponigas gör.

En anläggning som är dimensionerad för ett maxflöde på 1000 Nm³/h har sin minlast vid omkring 500 Nm³/h, d.v.s. minlast vid 50 % av maxflödet. Anläggningar har körts på 20-25 % av maxkapaciteten men INL går ut med 50 % av maxflödet.

Tekniken kan producera en LNG med en metanhalt på >99,9 % och en koldioxidhalt på <100 ppm, d.v.s. uppfyller svensk standard för fordonsgas.

Leveranstiden för en anläggning är idag enligt leverantören 10-14 månader. Arbete pågår dock för att åstadkomma en kortare leveranstid.

14.1 **Beskrivning av tekniken**

1. Biogas/Rötgas/Deponigas kommer in i anläggningen.
2. Gasen komprimeras och kyls för att avlägsna vatten och tunga organiska ämnen. Vattnet måste avskiljas för att undvika isbildning senare i processen.
3. Vatten och tunga organiska ämnen som avskilts förångas och facklas.
4. Den reade gasen går in i adsorptionsbäddar för att avskilja kvarvarande spårämne, som t.ex. svavelväte.
5. De föroreningar som avskilts ytterligare facklas bort.

6. Renad biogas/rötgas/deponigas, som endast består av metan, koldioxid och kväve, går in i ”Vaccum cold box”.

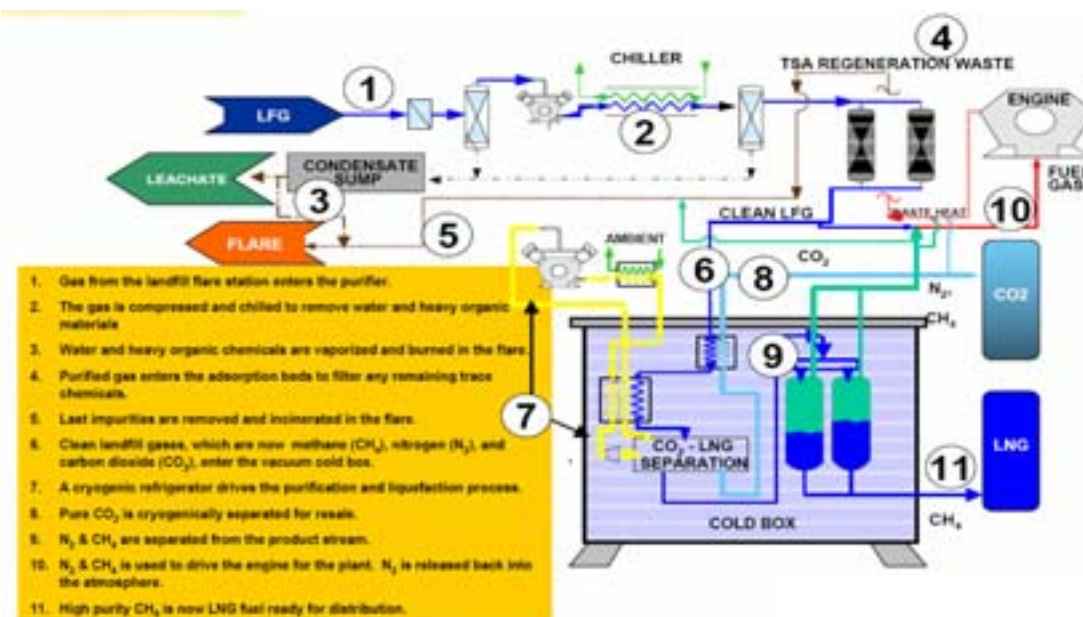
7. Det som driver kondenseringen och den kryogena uppgraderingen är en kryogenisk kylmaskin med kväve som kylmedia. Kvävet komprimeras först i en kompressor vartefter det kyls med omgivningsluft innan det går in i en turboexpander. I turboexpandern expanderar kvävet samtidigt som energi tas ut via en turbin vilket gör att temperaturen sjunker kraftigt. Den el som produceras via turbinen används för att driva kompressorn.

8. Det kraftigt kylda kvävet, punkt 7 ovan, värmeväxlas med biogas/rötgas/deponigasen varvid koldioxiden och metanet kondenserar. Den flytande koldioxiden avskiljs och förs till en lagringstank. På väg till lagringstanken används koldioxiden för att kyla den inkommande gasen.

9. Det kondenserade metanet och kvävgasen går vidare till separationstankar där kvävgasen avskiljs.

10. Det finns möjlighet att i en gasmotor som drivs på biogas/rötgas/deponigas producera el för processen.

11. Flytande metan lagras i ett LNG-lager.



Figur 9: Teknik för kryogen uppgradering av biogas, Cryostar/Prometheus.

14.2 Kostnader

Investeringskostnaderna som redovisas nedan gäller för en kryogen uppgraderings- och kondenseringsanläggning med LNG-lagertank, LNG-tankstation och gasmotor från leverantören CryoStar/Prometheus. Genom att använda en gasmotor som drivs med rå biogas kan anläggningen vara självförsörjande på el. Detta är dock tveksamt för Sverige där det är mer ekonomiskt fördelaktigt att uppgradera den råa biogasen till fordonsgas istället för att använda den för intern elproduktion. För driftkostnaden förutsätts därför hädanefter att energibehovet täcks med extern el och att en gasmotor därmed inte är nödvändig för anläggningen.

Kostnaderna redovisas för en anläggning med ett rågasflöde på 1000 Nm³/h.

Anläggningar med en storlek ner till 500 Nm³/h kan levereras men kostnaderna för dessa är ännu osäkra.

14.2.1 Investeringskostnad

Investeringskostnaden för en anläggning för 1000 Nm³/h rågas och med de komponenter som beskrivits ovan är cirka 45 miljoner kronor.

En uppgraderingsanläggning utan LNG-tankstation, gasmotor och generator skulle ha en lägre investeringskostnad, men hur mycket lägre är oklart.

14.2.2 Driftkostnad

Energiförbrukningen för den anläggning som beskrivits ovan, storlek 1000 Nm³, är enligt leverantören cirka 0,7 kWh/Nm³ rågas.

Detta energibehov kan förses med extern el eller med el producerad av en gasmotor som går på rå biogas.

14.2.3 Underhållskostnad

Underhållskostnaden för den anläggning som har beskrivits ovan är omkring 0,3 kr/Nm³ rågas.

14.2.4 Möjlig intäkt från koldioxidförsäljning

Om man har avsättning inte bara för LNG:n utan även för koldioxiden och utgår från priset 1 kr/kg koldioxid, fås en intäkt på 1,06 kr/Nm³ LNG.

14.2.5 Totalkostnad

Med hjälp av investeringskostnad, driftkostnad och underhållskostnad har en totalkostnad i kr/Nm³ LNG beräknats, se Tabell 1. En totalkostnad vid försäljning av koldioxiden presenteras också.

Investeringskostnaden har beräknats med en avskrivningstid på 15 år och en realränta på 4 %.

I Tabell 7 ses att kostnaden för att producera 650 Nm³/h biogasbaserad LNG, med förbrukning av extern el, uppskattas bli 2,1 kr/Nm³ LNG, för kostnadmodell se Bilaga 3. Om den flytande koldioxiden kan säljas förbättras dock ekonomin avsevärt och kostnaden för uppgradering och kondensering sjunker till cirka 1,0 kr/Nm³ LNG.

Tabell 7: Totalkostnad för kryogen uppgradering av biogas.

Kostnad vid produktion av 650 Nm³/h LNG	Avsättning för LNG [kr/Nm ³ LNG]	Avsättning för LNG och CO₂ [kr/Nm ³ LNG]
Investeringskostnad	0,73	0,73
Driftkostnad	0,86	0,86
Underhållskostnad	0,46	0,46
Koldioxidintäkt	-	-1,06
TOTAL KOSTNAD	2,1	1,0

15 BIOGAS SOM CNG ELLER LNG, KOSTNADSJÄMFÖRELSE

Jämförelsen omfattar kostnad för produktion av biogas, uppgradering och kondensering, transport samt tankstation. Transporten sker med växelflak i fallet CNG och med trailer i fallet LNG. Produktionen av CNG respektive LNG sker i exemplet i Linköping och distribueras till Motala, Örebro och Stockholm.

Enligt beräkningarna, se Tabell 8, är det i samtliga fall ekonomiskt fördelaktigt att producera LNG om man har avsättning för koldioxiden. Vid korta transportsträckor, under ca 90 km, är kostnaden för att producera CNG lägre än för LNG om det inte finns avsättning för koldioxiden. Vid längre sträckor är det dock ekonomiskt fördelaktigt att producera LNG oavsett om man har avsättning för koldioxiden eller inte.

Tabell 8: Jämförelse mellan CNG- och LNG-kedjan från biogas.

	Biogas till CNG [kr/Nm ³]	Biogas till LNG [kr/Nm ³]
Produktion av rågas (totalkostnad)	2,0	2,0
Uppgradering/kondensering (totalkostnad)	1,1	2,1 (1,0)*
Transport till Motala, 56 km (totalkostnad)	0,8	0,2
Transport till Örebro, 130 km (totalkostnad)	1,6	0,3
Transport till Stockholm 200 km (totalkostnad)	2,3	0,4
Tankstation (drift , underhåll och personalkostnad)	0,5	0,4
TOTALT MOTALA	4,4	4,7 (3,6)*
TOTALT ÖREBRO	5,2	4,8 (3,7)*
TOTALT STOCKHOLM	5,9	4,9 (3,8)*

*Siffran i parentes avser kostnaden vid försäljning av flytande koldioxid till ett pris av 1 kr/kg.

Kostnaderna för transport och tankstation kan bli högre i ett inledande skede då mindre mängd gas säljs.

16 LCNG-TANKSTATIONER I SVERIGE

16.1 Antal stationer

För att ha i stort sett rikstäckande alternativ för den tunga trafiken bör 24 tankstationer placeras utmed följande långtradarstråk:

1. Ystad/Trelleborg, Malmö, Helsingborg, Göteborg, Oslo
4. Ystad/Trelleborg, Malmö, Helsingborg, Stockholm
5. Stockholm, Jönköping, Göteborg
6. Stockholm, Eskilstuna, Mariestad, Göteborg
7. Stockholm, Västerås, Mariestad, Göteborg
8. Stockholm, Karlstad, Oslo
9. Stockholm, Norrköping, Kalmar, Kristinastad, Malmö, Ystad/Trelleborg
10. Stockholm, Gävle, Sundsvall, Örnsköldsvik, Umeå, Skellefteå, Piteå, Luleå
11. Stockholm, Borlänge, Mora
12. Luleå, Malmberget, Kiruna, Narvik
13. Luleå, Haparanda
14. Umeå, Lycksele, Storuman, Mo i Rana
15. Sundsvall, Ånge, Östersund, Trondheim

16.2 Placering

De 24 tankstationerna bör placeras i:

- Malmö
- mellan Stockholm och Södertälje
- Helsingborg
- Stockholm
- Göteborg
- Borlänge
- Svinesund
- Gävle

- Huskvarna
- Kristianstad
- Kalmar
- Växjö
- Norrköping
- Mariestad
- Karlstad
- Arboga
- Mora
- Sundsvall
- Umeå
- Piteå
- Töre
- Malmberget
- Storuman
- Östersund

17 KOMMENTARER OCH SLUTSATSER

Generellt gäller att samtliga undersökta tekniker är mycket intressanta, inte minst för Sverige.

17.1 LNG-produktion vid MR-stationer

- Tryckreduceringen i en MR-station kan utnyttjas för att producera LNG med endast liten extern energiförbrukning.
- INL (Idaho National Laboratory) i USA har utvecklat en teknik som kondenserar 20-30 % av naturgasflödet genom en MR-station till LNG. Tekniken är kommersiellt tillgänglig via Hanover Corporation som är det första företaget som fått en licens.
- Investeringskostnaden för en ”INL-anläggning” som kan producera motsvarande 3800 Nm³/h LNG uppskattas vara cirka 20 – 30 miljoner kronor.
- Extern elförbrukning i det ideala fallet, då trycket i MR-stationen reduceras från 60 till 4 bar, är i det närmaste försumbar, 0,007 kWh/Nm³. Vid en tryckreducering från 60 till 28 bar förbrukas 0,2 kWh/Nm³.

17.2 Naturgasbaserad LNG-produktion i Sverige

- Det finns potential att producera 2,4 TWh LNG vid MR-stationer i Malmö och Göteborg år 2007, vilket motsvarar den årliga förbrukningen hos:
 - 2100 långtradare eller
 - 3600 stadsbussar eller
 - 200 000 bilar.
- Totalkostnaden (investeringskostnad + driftkostnad) beräknas i Malmö bli cirka 0,1 kr/Nm³ LNG och i Göteborg cirka 0,2 kr/Nm³ LNG.
- Det svenska naturgasnätet har en potential att producera 8,8 TWh LNG/år.

17.3 Transport av LNG

- I Sverige är det fördelaktigast att transportera LNG med trailer.
- Cryo AB är ett företag som har utvecklat en semitrailer som lastar 21 ton LNG.

- Investeringskostnaden för Cryo AB:s trailer är cirka 2,7 miljoner kronor.
- Den totala transportkostnaden för LNG med en LNG-trailer är:
 - 0,2 kr/Nm³ vid transport 100 km
 - 0,4 kr/Nm³ vid transport 200 km
 - 0,6 kr/Nm³ vid transport 400 km

17.4 LNG som fordonsgas

- I dag finns fyra biogasanläggningar i Sverige som har LNG som backup för fordonsbränsle.
- Om totalkostnaden för att importera LNG från Norge till Linköping jämförs med att producera LNG vid MR-stationen Rävekärr i Göteborg och transportera den till Linköping, beräknas LNG producerad i Sverige kunna bli billigare.
 - Importerad från Norge: 6,7 kr/Nm³
 - Producerad i Sverige: 5,2 kr/Nm³

17.5 LCNG-tankstationer

- I en LCNG-tankstation kan antingen LNG eller CNG tankas med LNG som råvara.
- Leverantörer av LCNG-tankstationer är:
 - Cryostar (division inom BOC-gruppen)
 - NexGen (division inom Chart Industries)
 - Hardstaff Group
- Investeringskostnaden för en LCNG-tankstation från Cryostar med en LNG- och en CNG-dispenser och en kapacitet på 400 Nm³/h är cirka 3,7 miljoner kronor.
- Den sammanlagda elförbrukningen för både process och tankstation är 0,1 kWh/Nm³.
- Enligt Hardstaff Group är en stående lagringstank för LNG att föredra framför en liggande eftersom förångningen av LNG och förändringen i LNG:ns sammansättning kan hanteras bättre.
- Det finns två typer av bränslehanteringssystem för LNG: Vapor Collapse System och Vapor Return System. Det senare har flest fördelar och är enligt Hardstaff Group det bättre systemet.

17.6 LCNG i världen i dag

- Länder som i dag har LCNG-tankstationer är: Australien, Belgien, Brasilien, Kina, Norge, Storbritannien och USA.

17.7 Kostnad för en utbyggd LCNG-infrastruktur i Sverige

- Investeringskostnaden för en utbyggd LCNG-infrastruktur med:
 - anläggningar för produktion av 2,4 TWh LNG vid MR-stationer,
 - LNG-trailers för transport och
 - LCNG-stationer som ger ett rikstäckande alternativ för den tunga trafiken skulle bli omkring 250 miljoner kronor.

17.8 Säkerhetsaspekter

- LNG kan ur säkerhetssynpunkt jämföras med DME eller motorgas (LPG) men har ett gynnsammare läge eftersom metan är lättare än luft.

17.9 Jämförelse mellan LCNG- och CNG-tankstationer

- Investeringskostnaden är i det närmaste lika stor för en LCNG- och en CNG-tankstation.
- Den totala energiförbrukningen är ungefär 3-4 gånger lägre hos en LCNG-tankstation jämfört med en CNG-tankstation.
- Den förebyggande underhållskostnaden är ungefär 3 gånger lägre för en LCNG-tankstation jämfört med en CNG-tankstation.
- LCNG-tankstationen är mer flexibel och kan förse både lätta och tunga fordon eftersom både CNG och LNG kan tankas.
- Kostnaden för att transportera råvaran LNG till en LCNG-dottertankstation är lägre än kostnaden för att transportera CNG till en CNG-dottertankstation.
- LCNG-tankstationen har ingen begränsning vad gäller att leverera bränsle, maxkapaciteten kan levereras 24 h/dygn vilket inte en CNG-tankstation kan.
- En CNG-tankstation måste inte hantera problemet att LNG förångas och kan orsaka förluster till atmosfär.

- Transport av CNG i rörledning är både säkrare och har mindre miljöpåverkan än transport av LNG i trailer på väg.

17.10 Teknik för kryogen uppgradering av biogas

- Det finns idag tillgänglig teknik för kryogen uppgradering av biogas till LNG och flytande koldioxid.
- Leverantören Cryostar/Prometheus har utvecklat ett koncept för hela kedjan från rå biogas via rening, uppgradering och kondensering till distribution i LCNG-tankstationer.
- Den LNG som Cryostar/Prometheus kryogena uppgraderingsteknik levererar uppfyller Svensk Standard A (SS 15 54 38) för fordonsgas.
- Investeringskostnaden för en kryogen uppgraderingsanläggningsanläggning för 1000 Nm³/h, LNG-lagertank, LNG-dispenser och gasmotor med generator (för ev. intern elproduktion) är cirka 45 miljoner kronor.
- Energiförbrukningen, för den i punkten ovan beskrivna anläggningen, är cirka 0,7 kWh/Nm³ rå biogas.
- Underhållskostnaden för samma anläggning är omkring 0,3 kr/Nm³ rågas.
- Den totala produktionskostnaden för en anläggning för 1000 Nm³/h är cirka 2,1 kr/Nm³ LNG då endast LNG säljs. Om även den flytande koldioxiden kan säljas (1 kr/kg) sjunker produktionskostnaden till 1,0 kr/Nm³ LNG.

17.11 Biogas som CNG eller LNG, kostnadsjämförelse

Följande slutsatser gäller ett biogassystem som omfattar:

- produktion av rågas (totalkostnad)
- uppgradering och kondensering i fallet med LNG (totalkostnad)
- transport till tankstation (totalkostnad)
- tankstation (drift- och underhåll)

- För ett biogassystem (transport minst 50 km) är det alltid lönsamt att producera biogasen som LNG om den flytande koldioxiden kan säljas för minst 0,2 kr/Nm³.
- Om transportsträckan är längre än ungefär 100 km är det ekonomiskt fördelaktigt att producera LNG oavsett om det finns avsättning för koldioxiden eller inte. Vid kortare sträckor har CNG-produktion något lägre kostnad än LNG-produktion.

- Vid transport 200 km har biogaskedjan (se ovan) för CNG en totalkostnad på cirka 5,9 kr/Nm³. Motsvarande kostnad för en LNG-kedja utan avsättning för koldioxiden är 4,9 kr/Nm³ och med koldioxid försäljning (1 kr/kg) 3,8 kr/Nm³.

17.12 LCNG-tankstationer i Sverige

- För att med LCNG-tankstationer ge ett i stort sett rikstäckande alternativ för den tunga trafiken bör 24 tankstationer placeras utmed de stora långtradarstråken. Tankstationerna placeras förslagsvis från Malmö i söder till Malmberget i norr.

18 REFERENSER

- [1] Samtal med och information från Bruce M Wilding och Terry Turner, INL.
- [2] Samtal med och information från Geir Johansen, Nova Naturgas.
- [3] Kontakt med och information från Jamie Arriagada, E.ON Gas Sverige AB.
- [4] Samtal med och information från David Larsson, Cryo AB.
- [5] Samtal med och information från Jonas Ahlbert, Svensk Biogas.
- [6] Samtal med och information från Phillipe Heisch, CryoStar.
- [7] Samtal med och information från Trevor Fletcher, VD Hardstaff Group.
- [8] Liquefied Natural Gas for Trucks and Buses, James Wegrzyn och Michael Gurevich, 2000.
- [9] Samtal med och information från Herve Mathiasin, CryoStar.
- [10] SGC Rapport 163 Nya renings- och uppgraderingstekniker för biogas, Johan Benjaminsson 2005.
- [11] Samtal med och information från Peter Boisen, Target 2010.

Kostnadsmodell för produktion av LNG-produktion vid MR-stationen i Råvekärr söder om Göteborg (de gulmarkerade fälten varierar beroende på förutsättningarna)	
Flöde av naturgas	75 000 Nm ³ /h
Tryck i transmissionsledning	60 bar
Tryck i distributionsledning	28 bar
Produktion av LNG	31 250 l/h
Produktion av LNG	18 750 Nm ³ /h
Skalningsfaktor	5
Eleffekt som krävs	3 720 kW
Metanolförbrukning	40 l/h
Spec. elförbrukning	0,198 kWh/Nm ³
Spec. metanolförbrukning	0,002 l/Nm ³
Elpris	0,8 kr/kWh
Metanolpris	7 kr/l
Driftkostnad el	0,159 kr/Nm ³ LNG
Driftkostnad metanol	0,015 kr/Nm ³ LNG
<i>Driftkostnad</i>	0,174 kr/Nm ³ LNG
Investeringskostnad	80 Mkr
Avskrivningstid	15 år
Realränta	4% %
Annuitet	0,0899 $r/((1-(1+r)^{-t}))$
Total kapitalkostnad	7,195 Mkr/år
<i>Kapitalkostnad</i>	0,044 kr/Nm ³ LNG
TOTAL PRODUKTIONSKOSTNAD	0,22 kr/Nm³ LNG

Kostnadsmodell för transport av LNG, gäller per inköpt LNG-trailer. (de gulmarkerade fälten varierar beroende på transportsträcka)	
Lastad mängd LNG i Trailern	21 000 kg/trailer
Investeringskostnad trailer	2,7 milj kr
Avskrivningstid	15 år
Realränta	0,04 %
Annuitet	$0,08994 \cdot r / ((1 - (1 + r)^{-t}))$
<i>Investeringskostnad</i>	242 841 kr/år (ovanstående investering och annuitet)
Tid för lastning + lossning	4 h (2 h lastning + 2 h lossning)
Timpris (lastning&lossning)	550 kr/h
Traktamente	0 kr/natt
Transportkostnad (åkeri)	15 kr/km (förare, bränsle, dragbil etc.)
Sträcka (enkel väg)	100 km
Antal transporter	480 st/år
<i>Driftkostnad</i>	2 496 000 kr/år
TRANSPORTKOSTNAD	2 738 841 kr/år
SPEC. TRANSPORTKOSTNAD	0,20 kr/Nm ³ LNG

Kostnadsmodell för kryogen uppgradering och produktion av LNG från biogas (de gulmarkerade fälten varierar beroende på förutsättningarna)	
Flöde av rå biogas	1 000 Nm ³ /h
Produktion av LNG	1 041 l/h
Produktion av LNG	631 Nm ³ /h
Produktion av flytande CO ₂	340 Nm ³ /h
Produktion av flytande CO ₂	668 kg/h
Energiförbrukning	0,7 kWh/Nm ³ rågas
Elpris	0,8 kr/kWh
Driftkostnad el	0,56 kr/Nm ³ rågas
<i>Driftkostnad</i>	0,86 kr/Nm ³ LNG
Underhållskostnad	0,30 kr/Nm ³ rågas
<i>Underhållskostnad</i>	0,46 kr/Nm ³ LNG
Investeringskostnad	45 Mkr
Avskrivningstid	15 år
Realränta	4% %
Annuitet	$0,0899 \cdot r / ((1 - (1+r)^{-t}))$
Total kapitalkostnad	4,05 Mkr/år
<i>Kapitalkostnad</i>	0,73 kr/Nm ³ LNG
Pris flytande CO ₂	1,00 kr/kg
<i>Intäkt från flytande CO₂</i>	1,06 kr/Nm ³ LNG
TOTAL PRODUKTIONSKOSTNAD utan CO ₂ -försäljning	2,06 kr/Nm ³ LNG
TOTAL PRODUKTIONSKOSTNAD med CO ₂ -försäljning	1,00 kr/Nm ³ LNG



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