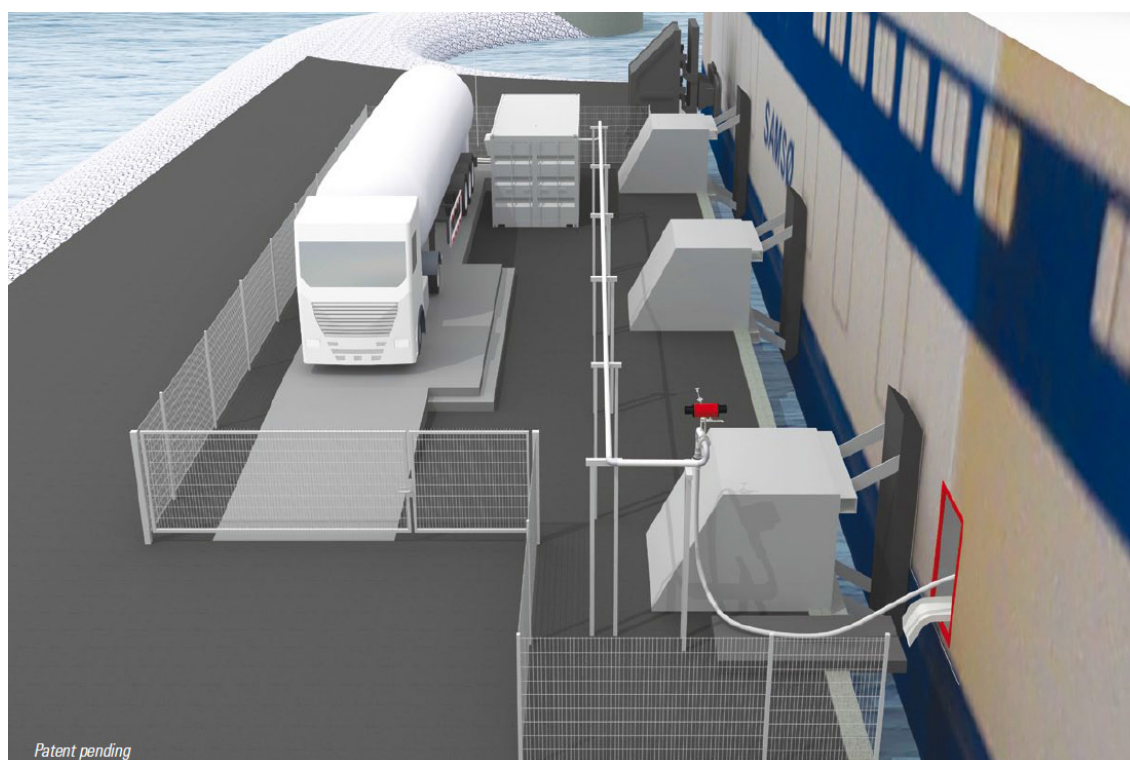


BIOGAS TIL TRANSPORT

VÆRDIKÆDE FRA BIOGASANLÆG TIL FÆRGE OG KØRETØJER

WP2



Gennemført med støtte fra Energistyrelsen – EUDP
September 2015

Title:

Biogas til transport – Værdikæde fra biogasanlæg til færge og køretøjer.

Udgiver:

Samsø Kommune
Teknisk Afdeling
Søtofte 10
8305 Samsø

Kontaktperson:

Uffe Vinther Kristensen
Tlf.: 2855 1512
auuvk@samsøe.dk

Udgivelsesår:

September 2015

Forside:

Kosan Crisplant

Rapport udarbejdet af:

PlanEnergi
Jyllandsgade 1
9520 Skørping

Telefon: +45 96820400

Ebbe Münster

**Nærenergi - Danmark**

Gl. Køge Landevej 890
DK-2665 Vallensbæk

Telefon: +45 52175220

Kim Otto Lund Thunbo

Rettigheder:

Alle rettigheder forbeholdes Samsø Kommune. Mekanisk eller fotografisk gengivelse af denne publikation er kun tilladt med tydelig kildeangivelse. Skrifter der omtaler, anmelder, citerer eller henviser til foreliggende publikation, bedes tilsendt til: Uffe Vinther Kristensen, e-mail: auuvk@samsøe.dk

Indholdsfortegnelse

1	Resume	4
2	Indledning	5
3	Biogasproduktion	6
4	Opgradering af biogas	7
5	LNG produktion	11
6	CNG produktion	12
7	Systemforslag	12
8	Økonomi	13
9	Referencer	14
10	Bilag	14

1 Resume

I denne del af feasibility studiet: 'Biogas til transport, Samsø', som i perioden september 2014 til oktober 2015 er udført af Samsø Kommune med støtte af Energistyrelsen (EUDP), undersøges hvilke teknologier, der er til rådighed for opgradering og nedkøling af den producerede biogas til LBNG – og hvilke udgifter dette vil medføre.

Studiet bygger på data fundet i projektets øvrige work packages :

WP1: Design og dimensionering af biogasanlæg

WP3: Anvendelse af biogas til transport og færgedrift.

Det konkluderes i denne WP2 at der findes velegnede teknologier til at varetage den ønskede opgradering af konditionering af den fremstillede biogas i den aktuelle størrelsesorden, samt at omkostninger medfører at det netop er muligt at fremstille det ønskede brændstof til færgen til en konkurrencedygtig pris til den nuværende situation, hvor LNG hentes i Rotterdam – som på sin side er konkurrencedygtig til brug af dieselolie. Dette forudsætter dog at det vil være muligt at opnå opgraderingstilskud til den producerede biogas.

De juridiske forhold vedrørende opnåelse af opgraderingstilskud er behandlet i andre dele af projektet.

Der er lagt vægt på at prissætte den samlede værdikæde inkl. kontrol og transport af den fremstillede LBNG frem til et planlagt bunkringsanlæg i havnen i Sælvig.

2 Indledning

Baggrunden for studiet er kommunens planer for opførelse af et biogasanlæg, som kan dække gasforbruget på den nye færge på Hov-Sælvig ruten, som blev idriftsat i foråret 2015. Færgen er udstyret med dual-fuel motorer, som kan drives enten af dieselolie eller af LNG med tilsætning af ca. 2% diesel. I praksis benyttes fortrinsvis LNG, som hentes i Rotterdam med to indkøbte sættevognstrailere. Der bunkres i Hov med et anlæg produceret af Kosan Crisplant (se billede på forsiden). Dette anlæg kan flyttes til Sælvig, hvis biogasproduktionen kan erstatte den fossile LNG. Det indgår derfor ikke i hverken teknologivalg eller økonomi i denne sammenhæng.

Nedenfor bringes en oversigt over de gastyper, der omtales i rapporten. Det bemærkes at både 'naturgas' og 'LNG' ikke er entydige begreber. Vi benytter typiske specifikationer for dansk nordsøgas. I de kommende år forventes disse at blive ændret i retning af lavere brændværdier som følge af iblanding af Tysk (Russisk) naturgas.

Naturgas	NG	Naturgas, som lever op til kvalitetsspecifikationer til gaskvalitet i Energinet.dk's naturgastransmissionssystem hvad angår nedre og øvre brændværdi, samt wobbe indeks og metantal. Nedre brændværdi antages at være på 11,0 kWh/Nm ³ (højere end for ren metan fordi NG indeholder andele af tungere kulbrinter)
Biogas	BG	Biogas, som er konditioneret til brug for kedler eller motorer. (dugpunkt under 10 °, H ₂ S under 100 ppm). Kan være lavtryk (< 0,5 Bar) eller højtryk (ca. 4 Bar). (Standard biogas har 65% metan, 35% CO ₂)
Bionaturgas	BNG	Biogas, om er opgraderet og rensat til naturgasspecifikationer. Trykniveauer: 4 Bar og 40 Bar. Nedre brændværdi antages at være på 10,0 kWh/Nm ³ (100% metan)
Komprimeret naturgas	CNG	Tryksat naturgas (ca. 200 Bar). Nedre brændværdi antages at være på 11,0 kWh/Nm ³
Flydende naturgas *)	LNG	Nedkølet, flydende NG. 1 kg LNG = 1,25 Nm ³ NG. Heraf følger at nedre brændværdi er 13,7 kWh/kg. Handles ofte efter øvre brændværdi, som er 15,1 kWh/kg
Komprimeret bionaturgas	CBNG	Som CNG, men fremstillet af BNG. Nedre brændværdi antages at være på 10,0 kWh/Nm ³ . (100% metan)
Flydende bionaturgas	LBNG	Nedkølet, flydende BNG. 1 kg LNG = 1,4 Nm ³ BNG. Heraf følger at nedre brændværdi er 14 kWh/kg. (100% metan)

*) har varierende kvaliteter afhængig af oprindelsesland. Handles derfor typisk i forhold til aktuel brændværdi.

Noter:

I det aktuelle projekt vil BNG være meget ren metan (intet vand og intet CO₂), fordi dette er nødvendigt, når det skal fryses til LBNG.

Den fremstillede biogas vil have en metanindhold på mindre end den opgivne standardværdi på 65%, men dette har kun betydning indtil opgraderingsanlægget, hvor procenten som nævnt hæves til tæt ved 100%.

3 Biogasproduktion

Biomasseressourcerne på Samsø, som kan være relevante for biogasproduktion, er opgjort i WP1 og dokumenteret i rapporten: Biomasseressourcer på Samsø til biogasproduktion [1].

På baggrund heraf er et biogasanlæg dimensioneret og placeret, hvorefter produktionsprisen er beregnet i rapporten: Dimensionering og prissætning af biogasanlæg 5.2 [2]

Til brug for WP2 uddrages følgende nøgletal fra disse rapporter:

Dimensionerende biogasproduktion: 5,3 mio Nm³ BG/år, svarende til 3,4 mio Nm³ BNG/år

0,4 mio Nm³ BNG /år anvendes til drift af motorgeneratoranlæg, som leverer 2 GWh/år varme til anlæggets eget opvarmningsbehov og 1,4 GWh/år el, som sælges til nettet. Elforbruget er ca. 0,6 GWh/år.

Der er således i grundmodellen 3 mio Nm³ BNG /år til rådighed til drift af færger og tung transport.

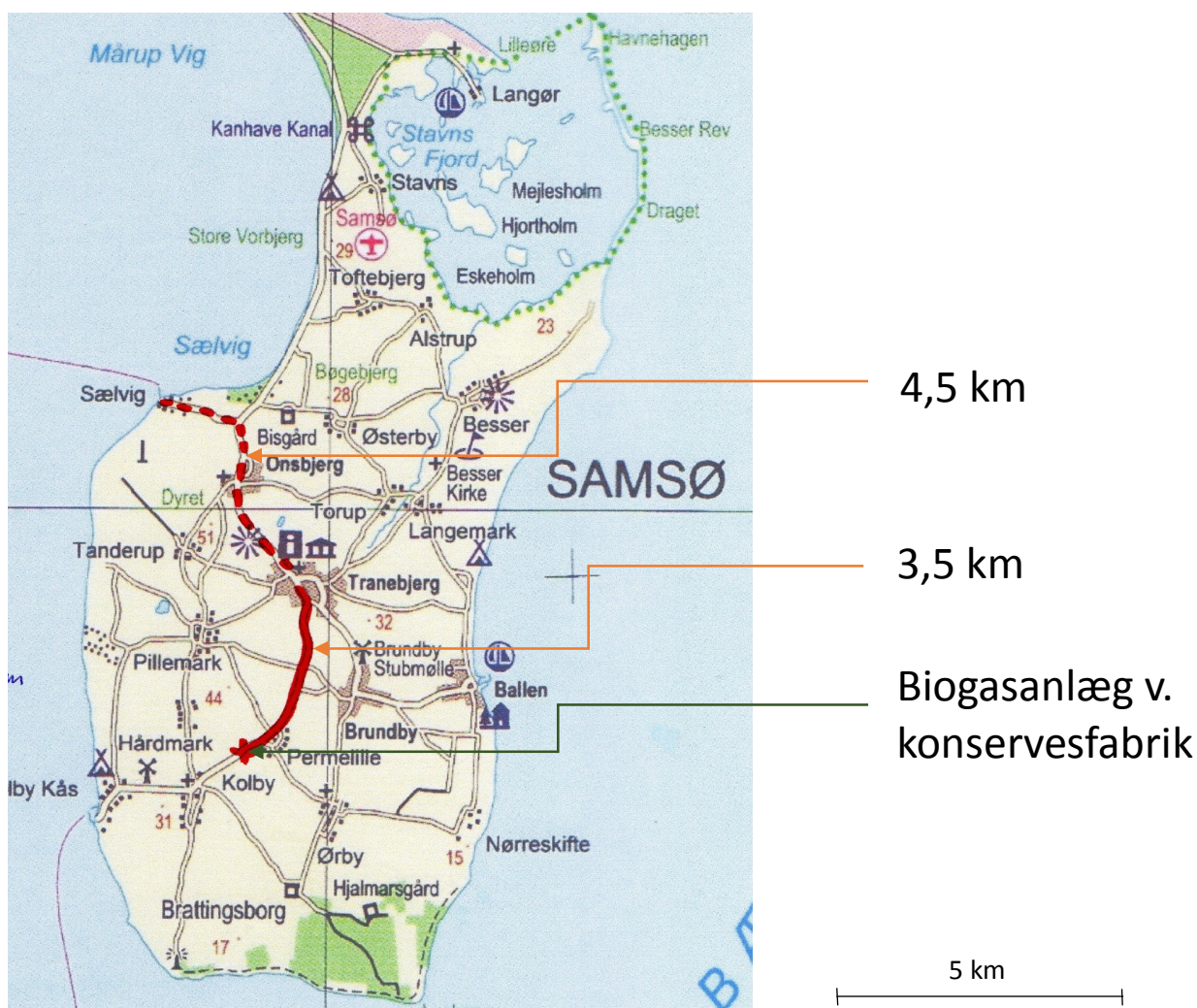


Fig.1. Foreslået placering af biogasanlæg.

Som vist i figur 1. er anlægget foreslået placeret i umiddelbar nærhed af Trolleborg konserverfabrik, som – udover væsentlige anvendelige affaldsprodukter - har et opvarmning-behov, som er ujævnt fordelt over året, og som er opgjort til ca. 4,5 GWh/år. I øjeblikket bruges olie til at dække dette behov. Mulighederne for at varmemforsyne fabrikken fra en fælles varmecentral med biogasanlægget er ikke blevet nærmere undersøgt.

Alt i alt udregnes en produktionspris for de nævnte 3 mio Nm³ BNG /år på i underkanten af **5 kr/Nm³ BNG**.

Hvis det bliver muligt at sælge noget af 'overskuddet' af næringsstoffer fra biogasanlægget, som stammer fra at der tilføres andet end gylle til processen, til landmændene, vil det kunne sænke produktionsprisen med ca. 0,23 kr/Nm³ BNG CH₄.

4 Opgradering af biogas

For at kunne anvende den rå biogas til transportformål skal den

- a. Renses for skadelige stoffer som svovl og for fyldstoffer som CO₂
- b. Analyseres af sikkerheds- og af afregningformål
- c. Tryksættes til ca. 4 bar og transporteres til forbrugssted.
- d. Enten komprimeres til CBNG til brug for tung transport eller
- e. nedkøles til flydende form, LBNG, til brug for færgen mellem Sælvig og Hou.

De tre første led beskrives i dette afsnit under fællesbetegnelsen: Opgradering.

De udgør også de nødvendige tekniske led i at kvalificere gassen til kravene for opnåelse af opgraderingstilskud.

De to sidste led beskrives i de følgende to afsnit.

Fig. 2 viser to principielt forskellige systemløsninger, der kan opfylde ovennævnte formål.

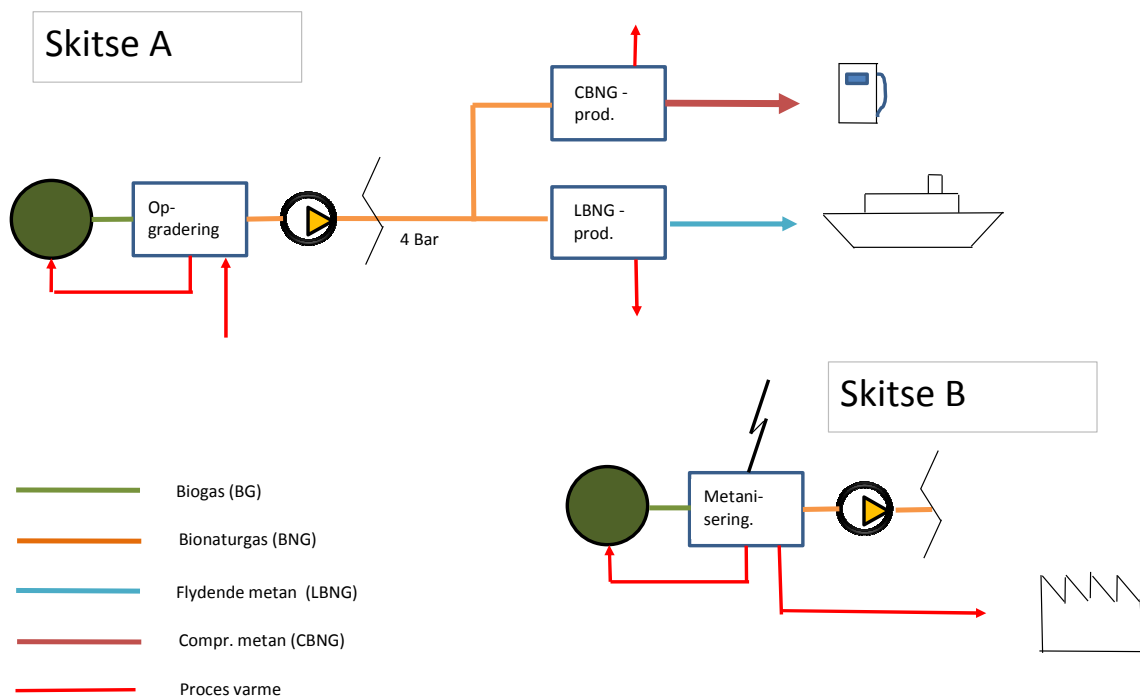


Fig. 2 Systemskitser. Anvendelse af biogas.

I skitse A benyttes en opgraderingsmetode, der som nævnt i listen ovenfor fjerner den uønskede CO_2 før gassen sendes videre til forbrug. I skitse B benyttes en alternativ metode til opgradering, hvor der tilsættes brint produceret ved elektrolyse, som i en katalytisk proces kombineres med CO_2 til metan (CH_4). Processen bruger meget el (som angivet i figuren ved det sorte lyn), men øger til gengæld gasmængden, fordi CO_2 omdannes til metan i stedet for at blive udledt til atmosfæren. Merproduktionen er i størrelsesordenen 40% afhængigt af hvor meget CO_2 der er i den rå biogas. Processen har et varmeoverskud ved høje temperaturer, som f.eks. kan bruges til dampproduktion (foruden til at dække biogasanlæggets behov for lavtemperaturvarme).[3]

Der udføres flere pilotprojekter med denne proces i øjeblikket, men anlæg kan ikke købes på kommercielle vilkår endnu. Derudover er der økonomiske usikkerheder forbundet med metoden, da afgiftsforhold for elforbruget ikke er afklaret. Der kan ikke opnås opgraderingstilskud til den del af gassen, som stammer fra metanisering. Af disse grunde er metoden fravalgt i feasibilitystudiet.

Der findes en række kommercielt tilgængelige opgraderingsmetoder, som adskiller sig ved specifikationer og randbetingelser. Dette er beskrevet i [4], som behandler følgende teknikker:

- Membran
- Organisk fysisk skrubber
- Amin skrubber
- PSA
- Vand skrubber

For at kunne vælge mellem disse teknikker er data indhentet fra leverandører og et teknologikatalog er opstillet i matrixform, sådan at de enkelte data og specifikationer kan farvemærkes med rød (hindring), gul (muligt problem) og grøn (fordel).

Matrixen er gengivet i bilag 1 til illustration. Det understreges at de enkelte data ikke bør tages ud af denne sammenhæng til brug i andre projekter. Kun data for de anlæg, der blev valgt, er blevet efterkontrolleret. Nogle teknikker kunne hurtigt frasorteres.

Den valgte teknik benævnes Amin skrubber. Den er valgt især pga. den meget præcise filtrering, som den kemiske proces muliggør. Så vidt vides er det den eneste metode, der muliggør fjernelse af CO₂ helt ned til 50 ppm, sådan som det er nødvendigt i dette system, fordi nedkølingen af gassen til produktion af LNG kræver meget ringe indhold af CO₂ da dette fryser før metan, og dermed kan blokere processen. Problemet kunne alternativt klares ved at indskyde et ekstra trin (PSA polering) til at sikre dette lave CO₂ indhold, men dette ville komplicere det samlede system og i øvrigt medføre unødige ekstraudgifter.

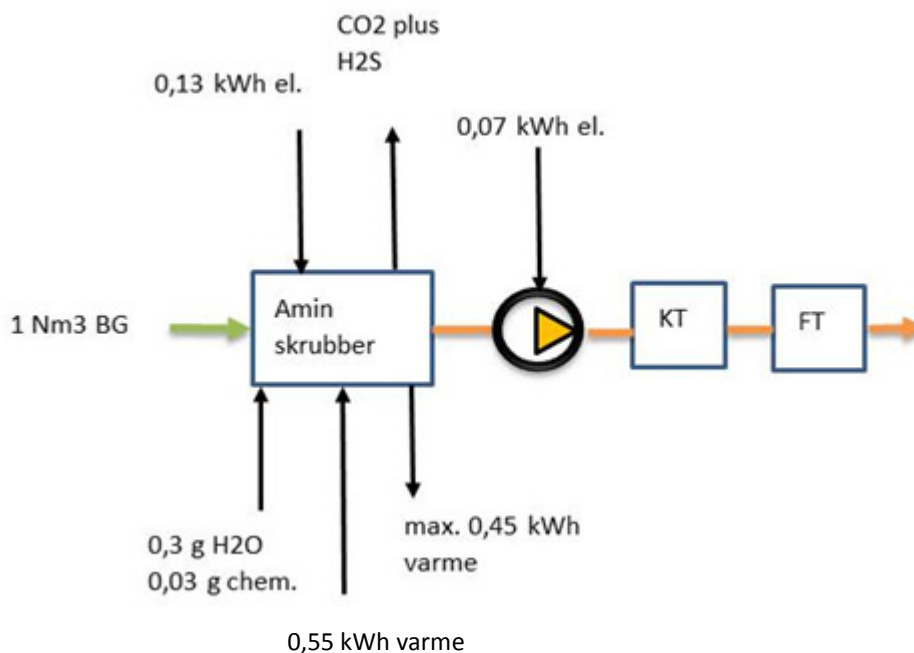


Fig. 3 Systembillede, Amin skrubber.

Systembilledet ovenfor viser systemgrænserne for enheden. Det ses at omkring 80% af varmetilførslen kan genanvendes. Normalt kræves ca. 130 C° for den tilførte varme, som kan genanvendes ved ca. 60 C°. I en specialudførelse, hvor processerne foregår i vacuum, kan 95 C° tilføres og genanvendes ved 50 C°. I kraft af denne genvinding af varmen bliver den samlede udgift pr Nm³ på linie med de billigste teknikker. KT står for køletørring, FT for fintørring. Disse ekstra enheder er nødvendige for at opnå de meget lave krav til dugpunkt for gassen (-8 C° ved 70 Bar).

Fysisk ser kan en Amin skrubber se ud som eksemplet i fig. 4. De høje kolonner er henholdsvis den kolonne, hvor rågassen sendes igennem en vasker med amin-blandingen, hvorved CO₂ opløses i blandingen, og den kolonne hvor blandingen regeneres ved at CO₂ uddrives ved hjælp af varme.

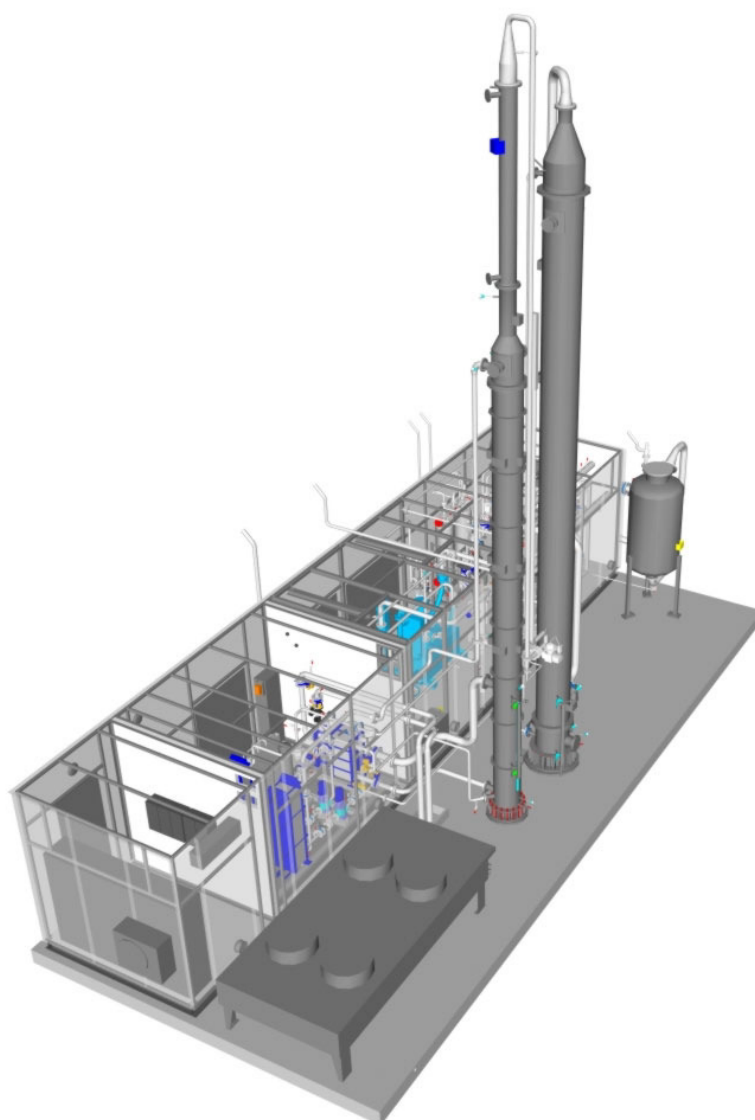


Fig. 4 Amin skrubber (fabrikat Purepac)

Økonomiske nøgletal:

Investering: 16 mio. kr (inkl. kompressor og tørreenheder)

Drift: 0,64 kr/kg LBNG (forudsætter genanvendelse af varme)

Capex: 0,55 kr/ kg LBNG (4% realrente over 20 år)

I alt: 1,19 kr/ kg LBNG

5 LBNG produktion

Ved projektets start var der tvivl om, hvorvidt det ville være muligt at finde kommercielt udstyr til nedkøling og produktion af flydende gas (LBNG) i den begrænsede størrelse, der var tale om.

En række forskellige fabrikater blev undersøgt, som det fremgår af teknologikataloget i bilag 1.

Alle benytter et traditionelt kølekredsløb med kompression og drøvling bortset fra Stirling Cryogenic, som køler gassen ved en 'omvendt' Stirling proces.

Enkelte fabrikater var tilgængelige i størrelsesordener, som var sammenlignelige med den ønskede (ca. 5 t LBNG pr døgn). Wärtsilä kan f.eks. levere et anlæg med en kapacitet på 10 t LBNG pr døgn. Men en økonomiske sammenligning faldt ud til Stirlings fordel i kraft af at denne teknik kan leveres i moduler á 1 t LBNG pr døgn. Ved et anlæg bestående af 6 moduler opnås også en stor driftssikkerhed, da den ønskede produktion stort set kan opretholdes selv om et modul serviceres eller repareres.

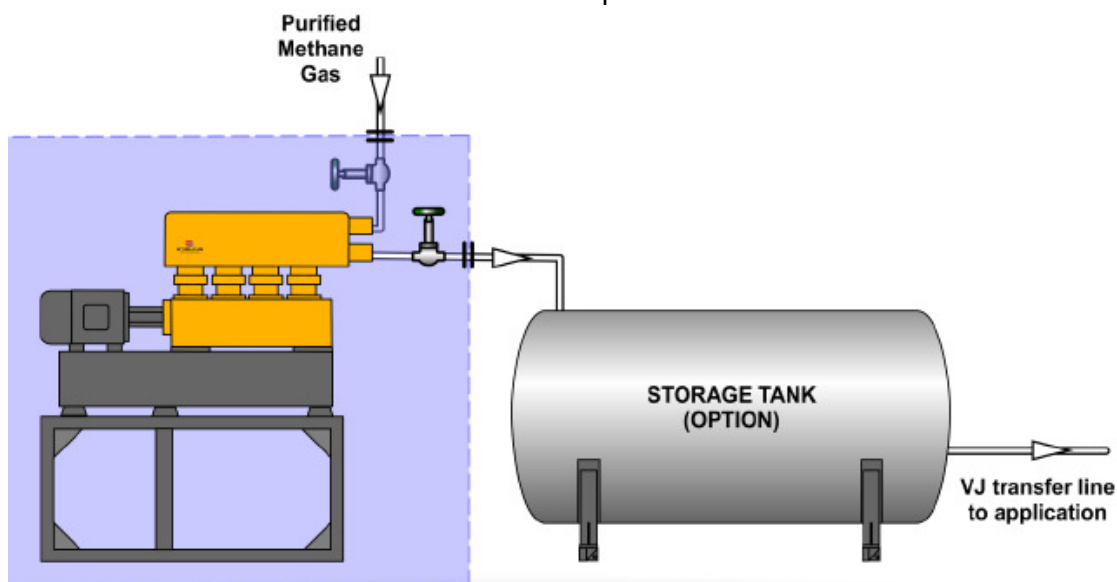


Fig. 5. Stirling Cryogenic kølemodul. 4 cylindre, 1 t LNG per døgn.

Varmegenvinding er i princippet mulig, men ved meget lave temperaturer, der kræver varmepumper for udnyttelse til fjernvarme. Der er ikke sat værdi på denne varme.

De økonomiske nøgletal for denne løsning er:

Investering: 12,3 mio. kr (for 6 moduler – bygning og grund ikke inkl.)

Drift: 0,83 kr/kg LBNG (herunder forbrug af 1,24 kWh el per kg LBNG)

Capex: 0,48 kr/ kg LBNG (4% realrente over 20 år)

I alt: **1,31 kr/ LBNG**

El er her sat til 0,6 kr/kWh. Hvis PSO afgiften kan fjernes vil produktionsprisen falde med ca. 0,25 kr/ kg LBNG. Dette vil kræve at el leveres fra f.eks. en vindmølle, som har samme ejer som køleanlægget. Endvidere skal de to enheder stå på grunde som er sammatrিকुले-rede.

6 CNG produktion

CNG fremstilles enkelt ved komprimering af gassen til ca. 200 Bar. Det kan foregå i en stander, som har indbygget kompressor.

Teknik og økonomi for sådanne standere er beskrevet i WP3.

7 Systemforslag

Med reference til figur 1. foreslås følgende geografiske systemforslag:

Biogasanlæg placeres ved Trolleborg. Det er en gunstig placering i forhold til de biomasser, der planlægges anvendt. Og der er fordele ved placeringen tæt ved fabrikken (se. Afsnit 3).

Opgraderingsanlægget placeres ved biogasanlægget. Det giver fordele mht. genanvendelse af varmemeforbruget, da biogasanlægget kan anvende varme ved de relativt lave temperaturer. Det giver også driftsmæssige fordele med hensyn til pasning og overvågning, som på denne måde kan foretages af biogasanlæggets personale.

CBNG tankstation foreslås placeret ved Tranebjerg, f.eks. i forbindelse med en eksisterende tankstation. Herved opnås placering ved et trafikalt tyngdepunkt.

LBNG produktionen foreslås også placeret ved Tranebjerg. I forhold til at placere den i Sælvig opnås en større fleksibilitet f.eks. i forhold til senere udvidelse og leverancer til Sjællandsfærgen ved Ballen, samt lavere startinvesteringer. Transporten til Sælvig havn kan foregå i containere af standardstørrelse. Benyttes 20 fod container har denne en kapacitet på 9 ton LBNG. Det vil være nødvendigt at skifte container ca. 4 gange hver uge. Containertransporten vil – regnet over 20 år – være dyrere end rørtransport af gassen til Sælvig og produktion af LBNG i havnen (ca. 0,25kr/ kg LBNG mod ca. 0,09 kr/ kg LBNG), men som nævnt ovenfor anses løsningen for mere fleksibel. Dette vil også være relevant, hvis det, af hensyn til reglerne for opnåelse af opgraderingstilskud, bliver nødvendigt at sende gassen til færgens forbrug til Hou som CBNG, for der at blive omformet til LBNG.

8 Økonomi

Med henblik på at finde de samlede omkostninger ved oparbejdning og transport af LBNG tilføjes omkostninger til

1. Måling og kontrol af gaskvalitet for BNG (gaskromatograf)
2. Transport af BNG fra Biogasanlæg til Tranebjerg
3. Transport af LBNG i containere fra Tranebjerg til Sælvig.

Ad 1 og 2: Disse omkostninger findes efter metoderne i reference [4].

Ad 3: 3 stk. 20 fods containere á 9 t LBNG til en samlet pris af 2.55 mio. kr indkøbes.

Hver tur/retur med standard ophalebil mellem Tranebjerg og Sælvig á 9 km vurderes at koste 1200 kr.

Herefter fås følgende samlede omkostninger:

	kr/kg LBNG	kr/Nm ³ BNG
Biogas produktion	7,00	5,00
Opgradering inkl. komp.	1,19	0,85
Transport i rør. 3,5 km	0,06	0,04
Gaskromatograf	0,02	0,01
LNG produktion *)	1,31	0,94
Transport 4,5 km	0,25	0,18
I alt	9,83	7,02
Opgraderingstilskud	4,90	3,50
Salgspris	4,93	3,52
Tilbud til rederiet:	4,94	
(43 €/MWh HHV)		

*) beregnet ved 0,6 kr/kWh el. Uden PSO falder omkostningen ca. 0,25 kr/kg LBNG (ca. 0,18 kr/Nm³ BNG)

Det fremgår at økonomien samlet set netop balancerer i forhold til den nuværende situation – under forudsætning af at opgraderingstilskud kan opnås. Omvendt kan det konstateres af dette tilskud er altafgørende.

Der er ikke indregnet poster til uforudsete udgifter. Til gengæld er løsningen ikke færdig økonomisk optimeret. F.eks. er fordelene ved samarbejde mellem biogasanlæg og konserverfabrik ikke fuldt belyst – og som angivet kan der på sigt opnås besparelser ved at rørlægge gastransporten til Sælvig.

Muligheden af besparelser ved transporten af LBNG fra Tranebjerg til Sælvig ved at benytte de to LNG trailere, der nu benyttes til afhentning af LNG i Rotterdam, er ikke indregnet, da denne mulighed afhænger af projektets organisatoriske opbygning samt af tidspunktet for dets igangsættelse.

Det bemærkes endeligt at merudgiften til lastbiltransport af LBNG i høj grad består af udgifter der 'bliver på øen'.

9 Referencer

- [1] WP1: Biomasseressourcer på Samsø til biogasproduktion
- [2] WP1: Dimensionering og prissætning af biogasanlæg 5.2
- [3] På vej mod metansamfundet. 2012. Region Midt.
- [4] Beslutningsgrundlag for Grøn Gas investeringer. 2014. Grøn Gas Erhvervsklynge.

10 Bilag

- 1. Teknologikatalog
- 2. Specifikationer Puregas
- 3. Specifikationer Stirling Cryogenic

Teknologimatrix for forskellige opgraderingsteknologier																													
Med udgangspunkt i det samlede biogasforbrug				8219,18 Nm3-metan/d (				342,5 Nm3-metan/h eller				526,9 Nm3-rå biogas/h)																	
	min. CO2 ppm	max. Metankoncentration %	N2 indhold ppm**	O2 indhold %	Renser CO2	Renser N2	Renser O2	Renser H2O	Renser H2S ***	Metan tap %	Udgangstryk (barG)	Tilgængelighed %	Anlægspris (kkr)	El-forbrug (kWh/kg-metan)	Varmeforbrug (kWh/kg-metan)	Varmegenvinding (kWh/kg-metan)	Temperatur på genvundet varme (°C)	Forbrug timer (vedligehold)	Forbrug olie (kr/år)	Forbrug aktiv kul (kr/år)*	D&V % af invest.	opex (kr/kg-metan)	CAPEX (kr/kg-metan)	Capex+opex (kr/kg-metan)	Opstartstid (min)	Arealforbrug	Værdi varme kr/kg-metan	værdi sparet biogasprod. Kr/kg-metan	
Amin-scrubber	5.000	99,5	?	?	ja	nej	nej	nej	ja	0,1	7	97%	16000	0,28	0,82	0,66	60			0	2,5		0,64	0,552	1,19				
Membranseparering	500	99,9	0	0,3	ja	nej	nej	ja	Nej	0,5	15	95%	19000	0,29	0	0,2	70			520.000	2,5		0,61	0,656	1,26				
Membranseparering -altern	?	?	?	?	ja	nej	ja	nej	ja	2	7	95%	10500	0,37	0	0	0	0				2,5		0,35	0,362	0,71			Kapacitet?
Vand-scrubber	20.000	97-98	2.000	>0,5	ja	nej	nej	nej	ja	2,0	6,5	95%	15500	0,37	0	0	0	0			0	2,5		0,41	0,535	0,94			
PSA polering	50							nej								0	0				2,5		-	-	0,00				
PSA	20.000	98	?	?	ja	nej	nej	nej	ja	2,0	7	95%	16000	0,37	0					0	2,5		0,41	0,552	0,96				
																						-	-	0,00					
*Aktivkul beregnes med forudsætning af 1000 ppm H2S																													
**N2 indhold ved brug af aktiv kulfilter forudsætter tilsætning af ren O2 og ikke atmosfærisk luft hvilket vil medføre en N2 koncentration på over 2% i metangassen																													
*** kulfilter anses for nødvendigt og derfor inkluderet i anlæg ved PSA og membran																													
Nedskrivningstid	20 år																												
Rente	4,00%																												
Eludgift	0,6 kr/kWh																												
Varmepri køb	0,5 kr/kWh																												
Varmeindtægt	0,2 kr/kWh	NB: DETTE BILAG SKAL GIVE ET INDTRYK AF DEN ANVENDTE PROCES I FORBINDELSE MED UDVELGELSE AF UDSTYR. ENKELTE TAL OG DATA BØR IKKE																											
Lønudgift	500 kr/h	TAGES UD AF SAMMENÆNGEN OG BENYTTES TIL ANDRE FORMÅL.																											

Med udgangspunkt i produktion til færgens forbrug										5,078 ton LNG/d													
	Producerer CNG	Producerer LNG	Standardkapacitet pr. enhed (t/d)	Antal enheder	max. CO2 (ppm)	max H2O (ppm)	max. N2/O2 (ppm)	max H2S (ppm)	EL-forbrug (kWh/kg-LNG)	Varmeforbrug (kWh/kWh-LNG)	Varmegenvinding (kWh/kg-LNG)	Temperatur på genvundet varme (°C)	Anlægspris (kkr)	Forbrug timer vedligehold (h/år)	Forbrug olie (kr/år)	Forbrug kølemiddel (kr/år)	Forbrug reservedele (kr/år)	Opex (kr/kg-LNG)	Capex (kr/kg-LNG)	Capex+opex (kr/kg-LNG)	Opstartstid (min)	Arealforbrug	Leveringstid (mdr)
Wärtzila Hamworthy	-	x	10	1	50	1,0		4	0,92									-	-	150-180		10-12	
GE-energy	-	x	16	1	50													-	-				
Cryostar	-	x	20	1	50	0,1-1	NA	4	1,15		-	-	-				0	-	-	300		15	
Galileo	x	x	12	1	50	1,0	20.000	4	0,854	-	0,7	70	23.700	140	6.000	5.000	89.000	0,464	0,927	1,391	30		7-8
Stirling Cryogenics	-	x	1	6	50	5,5	10.000	3	1,24	-	-	20	12.300	60			126.000	0,828	0,481	1,309	10		7-8
Wärtzila Hamworthy	http://www.wartsila.com/en/gas-systems/LNG-handling/LNG-liquefaction																						
GE-energy	http://www.genewscenter.com/Multimedia/Illustration-of-LNG-In-A-Box-with-fuel-tank-and-pump-1613.aspx																						
Cryostar	http://www.cryostar.com/web/small-scale-lng.php																						
Galileo	http://www.galileoar.com/en/lng																						
Stirling Cryogenics	http://www.stirlingcryogenics.com/products/Cryocoolers/2Stage-Cryocoolers/																						
Eludgift	0,6 kr/kWh	Er der døgnvariationer i prisen?																					
Varmeindtægt	0,2 kr/kWh																						
Lønudgift	500 kr/h																						
Nedskrivningstid	20 år																						
Rente	4,00%																						
NB: DETTE BILAG SKAL GIVE ET INDTRYK AF DEN ANVENDTE PROCES I FORBINDELSE MED UDVÆLGELSE AF UDSTYR. ENKELTE TAL OG DATA BØR IKKE TAGES UD AF SAMMENHÆNGEN OG BENYTTES TIL ANDRE FORMÅL.																							

Performance of a Standard CAPure Biogas Upgrading Plant ³⁾				
Standard CAPure		CAPure 900S /900S HC		
Nominal capacity - Volumetric Flow Rate in Nm ³ /h		900		
Parameters	Unit	Value	Value	Value
Loading ratio		Min	Nominal	Max
Volumetric Flow Rate ¹⁾ Raw Biogas	Nm ³ /h	230	900	1250
Volumetric Flow Rate ¹⁾ Vacuum option	Nm ³ /h	230		900
Wobbe index Upper at outlet	MJ/Nm ³		>52	
Pressure at outlet (delivery point)	Barg		4	
Gas temperature at outlet (delivery point)	°C		<40	
Methane Upgrading Efficiency	% of processed CH ₄		>99,9	
Methane (CH ₄) Concentration	Vol.-% in Biomethane		>99	
Carbon Dioxide (CO ₂) Concentration	Vol.-% in Biomethane		<0,5	
H ₂ S Concentration	mg/Nm ³		<5	
Ammonia	mg/Nm ³		<3	
Siloxanes	mg/Nm ³		<0,1	
Dew Point water	°C (at 4 barg)		<-60	
Availability ²⁾				
Annual hours - basis	h/year		8760	
Planned outage (planned maintenance)	h/year		<40	
Uptime guaranty	%		98 ⁵⁾	
Installed Power (Capacity)				
Power	MW		0,165	0,165
Heat	MW		0,8	0,8
Utility consumption				
Energy Electricity	kWh/Nm ³ raw biogas		<0,11	
Electricity vacuum option	kWh/Nm ³ raw biogas		<0,14	
Energy Heat (net consumption)	kWh/Nm ³ raw biogas		<0,10	
Raw water consumption	liter per 1000 Nm ³ raw gas	< 60		
Energy heat balance				
Energy Heat (gross consumption)	kWh/Nm ³ raw biogas		<0,59	
Heat carrier	Water, Steam, Heatoil etc.	Hot water or steam as standard options		
Heat carrier conditions	Feed/return temp, Pressure etc.	130/115 °C or steam >3 barg		
Heat carrier conditions vacuum option	Feed/return temp, Pressure etc.	95/85 °C		
Excess Heat	kWh/Nm ³ raw biogas		>0,49	
Feed/Return Temperature,	°C		60/35	
Feed/Return Temperature, vacuum option	°C		50/35	
Other Consumables				
Chemicals (excl. active carbon)		-	180 kg/y	-
Active Carbon ⁴⁾		-	1540 kg/y	-
Waste				
Waste water /Sewage	liter/1000 Nm ³ raw biogas	<20	<20	<20
Site specific requirements				
Space requirement for plant	m ²	213 m ² footprint	213 m ² footprint	213 m ² footprint
Height requirement for plant	m above site terrain	14 m	14 m	14 m

Note 1): At Normal conditions, defined as 273,15 K and 1013,25 mbar, abs. Raw gas input for performance sheet is specified in the table below.

Note 2): To be based on biogas production 8760 hours/year and following formula: $\frac{th - td}{th}$
th=8760 and td=total down time (unplanned)

Note 3): Based on the raw gas composition below

Note 4): At 50 ppm H₂S and nominal flow

Note 5): Valid if emergency spar part package is available

Note 6): Below detectable levels of 0,05 mg/Nm³

Specifications for raw biogas used at the performance sheet.

Parameter	Raw gas comp. and data	Unit
CH ₄ %	60	% vol.
O ₂	0,1	% vol.
N ₂	0,4	% vol.
NH ₃	50	mg/m ³
H ₂ S ppm	50	ppm
Temperature at delivery point (saturated)	40	°C
Pressure at delivery point	25	mbar(g)

m³ At Normal conditions: 273,15 K and 1013,25 mbar(a)



TECHNICAL SPECIFICATION

StirLNG-4

Stirling Gas Liquefier for Methane



Reference	80 8414_00
Issue Date	September 10, 2014

4. TECHNICAL SPECIFICATIONS

This technical specification below describes the functionality for the StirLNG-4 cryogenerator only. Further system components such as vessels, valves, piping and pumps are to be designed and supplied by the system integrator. These components will have effect on the final net production of LNG of the system since they will have losses consuming a part of the liquefaction capacity available from the StirLNG-4.

4.1 Functional specifications StirLNG-4

Methane liquefaction rate	Depending process conditions, refer to the graph Appendix 2
Power consumption	Depending process conditions, refer to the graph Appendix 2
Maximum gas pressure	20 bar(g)
Electricity supply	3 Ph 400 V (+/- 5%), 50 Hz (+/- 2%), OR 3 Ph 480 V (+/- 5%), 60 Hz (+/- 2%), Others upon request
Ambient operating conditions	Between 5°C and 45°C (40 to 110°F) The cryogenerator can be stored (protected from the elements) between -15°C and 85°C (-4 to 185°F). Below freezing provisions need to be made to prevent freezing of the cooling water.
Ambient humidity	20 – 95%
Required cooling water flow	4.000 L/hr @ 20 °C per StirLNG-4 (1060 gal/hr @ 68 °F)
Explosion proof classification	ATEX, Zone 2
Dimensions	See enclosed drawing (dimensions in mm) Appendix 1
Weight	See enclosed drawing (in kg)

(dimensions and weights are subjected to scope of supply)

4.2 Capacity of the StirLNG-4

The capacity of the StirLNG for conditioning depends on the inlet temperature of the gas or liquid and the pressure. The capacity can be found in the graph attached.

To increase LNG production capacity, several StirLNG 's can be put in parallel. The gasflow will be divided and combined with manifolds. Technically there is no limit to the amount of StirLNG's to be combined.

4.3 Methane feed gas specification

Methane feed gas specifications to the StirLNG-4:

- Main stream CH_4
- C_xH_y (C_2 to C_4) $< 10\%$
- C_xH_y (C_5^+) $< 1 \text{ ppm}$
- CO_2 $< 50 \text{ ppm @ atm. pressure, refer to Note 1}$
- H_2O $< -70^\circ\text{C}$ dew point
- H_2S $< 3,3 \text{ ppm}$
- Oil content $< 0,01 \text{ mg/m}^3$
- Particles $< 0,1 \text{ micron}$
- N_2/O_2 $< 10\%$, refer to Note 2

NOTES:

Note 1:

The 50 ppm CO_2 stated above is not a specific requirement for the StirLNG, but (possibly) for the entire LNG logistic chain:

50 ppm is the maximum solubility of CO_2 in LNG at atmospheric pressure. At higher pressures, the solubility increases and thus more CO_2 can be allowed in the feed-gas to the StirLNG.

However, it must be considered that when, down-stream in the logistic chain, the LNG pressure is decreased, solid CO_2 will deposit. This will collect in vessels and potentially block or damage valves and pumps. Therefore, the lowest pressure in the logistic chain determines the maximum CO_2 content of the feed-gas.

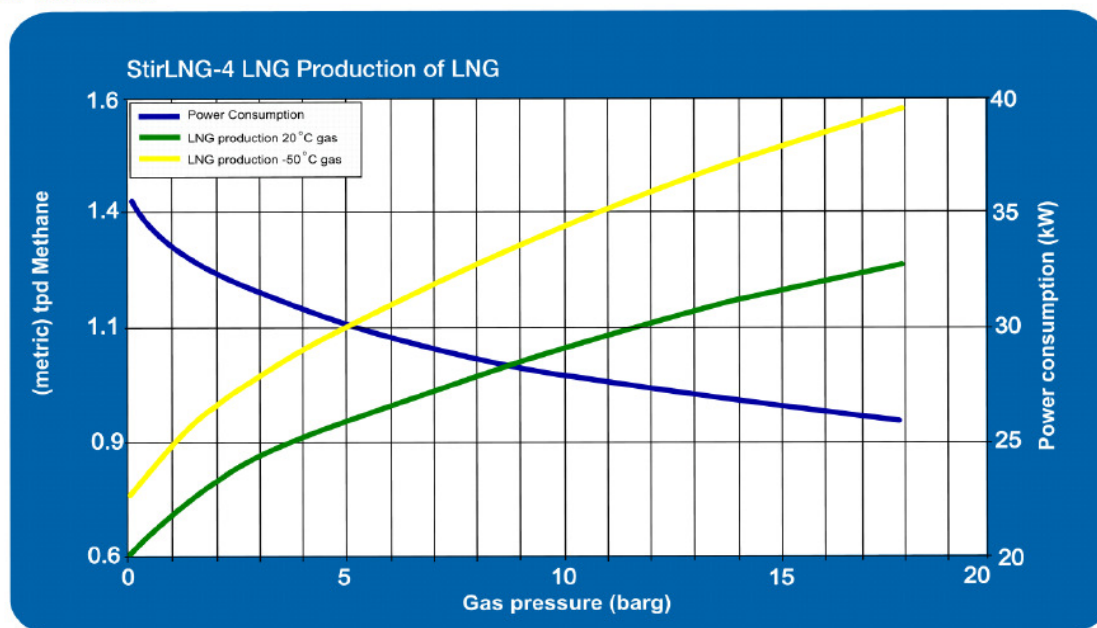
Note 2:

Oxygen and nitrogen will be liquefied only partially in the LNG flow, dependent on their solubility. The remainder needs to be vented from the liquefaction heat-exchanger. This will be a mixture of methane/oxygen/nitrogen gas that needs to be processed. This venting will have minor effect on liquefaction rate, but it will increase the rate of gas consumption against liquid production, depending on the quantity of N_2/O_2 .

Note 3:

In case of re-liquefaction of boiled-off methane gas, or when cooling a liquid flow, the gas the composition will, generally, be correct for use.

APPENDIX 2



Gas Pressure Barg	Cooling Power W	Electrical Input kW	Capacity				
			Nm3/hr	kg/hr	l/hr	T/day	Gal/day
0	6300	35.6	34.4	24.8	58.4	0.61	380
2	6940	32.0	40.1	28.9	70.5	0.69	447
4	7720	30.8	46.7	33.6	85.6	0.81	544
6	8150	29.5	51.0	36.7	96.7	0.88	613
8	8630	28.6	55.5	39.9	108.3	0.96	687
10	8995	27.9	59.3	42.6	118.6	1.02	752
12	9255	27.0	62.4	44.9	127.8	1.08	810

Note: The specified data is based on pure Methane