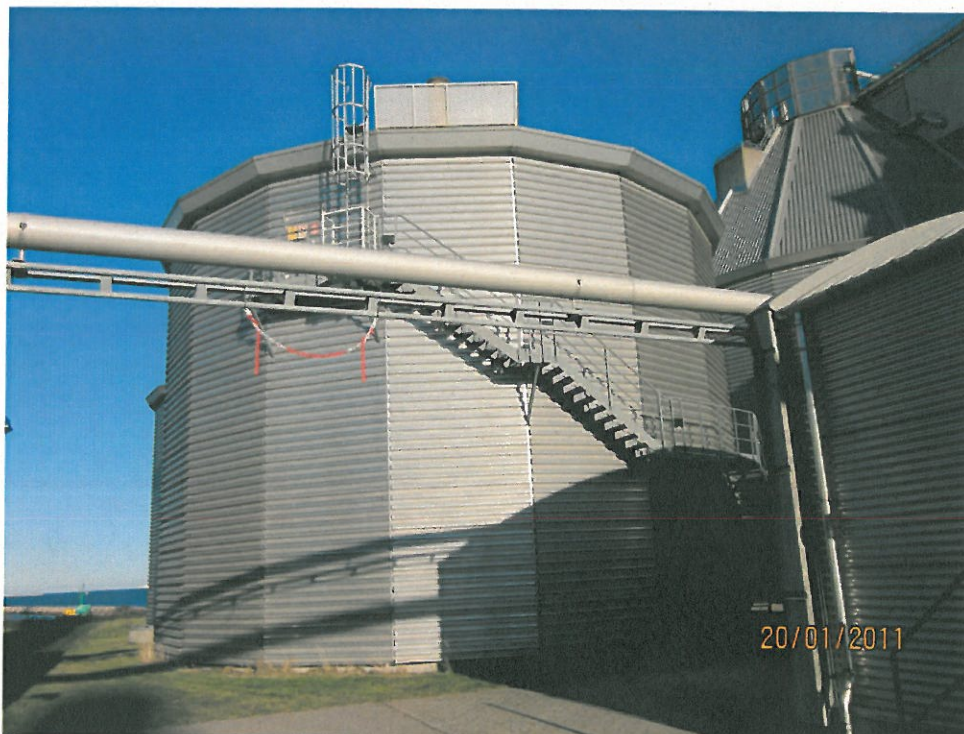


24. november 2011

# PROJEKTFORSLAG FOR

**BRUG AF BIOGAS FRA LYNETTEFÆLLESSKABET I/S I  
DEN KØBENHAVNSKE BYGASFORSYNING**



Revision **14**  
Dato **2011-11-2424**  
Udarbejdet af **PAHA**  
Kontrolleret af **JSJE**  
Godkendt af **MOST**  
Beskrivelse **Projektforslag**

## INDHOLD

<b>1.</b>	<b>Indledning</b>	<b>3</b>
1.1	Formål	3
1.2	Forudsætninger for projektet	3
1.3	Plangrundlag	3
1.4	Organisation	4
1.5	Forundersøgelser	5
1.5.1	Nyt slamforbrændingsanlæg og alternativer	5
1.5.2	Bygaskvalitet	5
1.5.3	Kort	6
1.5.4	Arealafstæelse og servitut	6
1.6	Myndigheder	6
1.6.1	Forhold til anden lovgivning	6
1.6.2	Normer og standarder	6
<b>2.</b>	<b>Anlægsbeskrivelse</b>	<b>7</b>
2.1	Anlæggets hoveddisposition	7
2.1.1	Udstrækning	9
2.1.2	Kapacitet og belastningsforhold	9
2.1.3	Forsyningsikkerhed	9
2.2	Tekniske specifikationer	10
2.2.1	Dimensionering	10
2.2.2	Materialevalg og konstruktionsprincipper	10
2.3	Projektets gennemførelse	10
2.3.1	Tidsplan	10
2.3.2	Anlægsudgifter	10
2.3.3	Finansiering	11
<b>3.</b>	<b>Vurdering af projektet</b>	<b>12</b>
3.1	Driftsforhold	12
3.2	Samfundsøkonomi og miljøvurdering	12
3.2.1	Øvrige miljøforhold	14
3.3	Selskabsøkonomi	14
3.4	Følsomhedsvurdering	15
<b>4.</b>	<b>Brugerforhold</b>	<b>16</b>

## BILAG

### Bilag 1

Oversigtskort

### Bilag 2

oversigt over berørte matrikler til ledningstrace  
versigt over berørte matrikler til ledningstracé

### Bilag 3

Samfunds- og selskabsøkonomiske beregninger (selvstændigt dokument)

### Bilag 4

Principaftale (selvstændigt dokument)

## 1. INDLEDNING

### 1.1 Formål

Københavns Energi, Bygas, anmoder hermed Københavns Kommune om at behandle og godkende dette projektforslag i henhold til bekendtgørelse nr. 1295 af 13. december 2005 om godkendelse af projekter for kollektive varmforsyningsanlæg.

Baggrunden for projektforslaget er, at der på Renseanlæg Lynettens slambehandlingsanlæg bliver relativt store biogasmængder til overs i forbindelse med, at der installeres en mere energieffektiv slamforbrændingsovn. Denne CO<sub>2</sub>-neutrale biogasmængde kan med fordel udnyttes ved produktion af bygas (ved fortrængning af fossil naturgas, som ellers bruges til produktion af bygas).

### 1.2 Forudsætninger for projektet

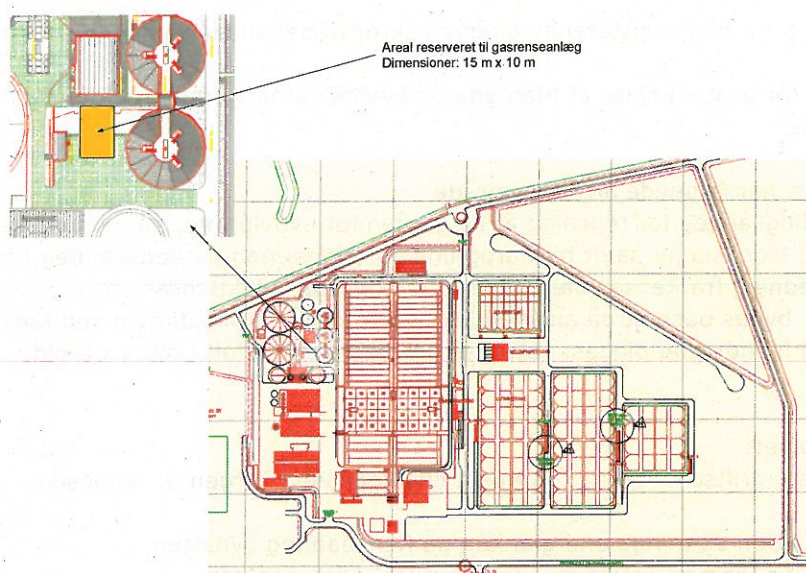
Det er en forudsætning for gennemførelse af projektet at den nye slamforbrændingsovn på Renseanlæg Lynetten godkendes som et projekt for kollektive varmforsyningsanlæg. Projektet er godkendt.

### 1.3 Plangrundlag



Figur 1: Placering af Renseanlæg Lynetten

Renseanlæg Lynetten er placeret på Refshaleøen ved Lynetteløbet. I kommuneplanen er området udlagt til tekniske anlæg, hvor: "Der må udøves virksomhed, hvortil der af hensyn til forebyggelse af forurening stilles særlige beliggenhedskrav".



**Figur 2: Placering af procesanlæg til rensning mv. af biogassen på Renseanlæg Lynetten**

Renseanlæg Lynetten er omfattet af lokalplan 189. Ifølge lokalplanen fastlægges området til "offentlige tekniske anlæg såsom renseanlæg for spildevand med tilhørende administration..."

Placering af anlæg til tørring, rensning, trykforøgning, odorisering mv. af biogas vurderes på denne baggrund at kunne placeres på Renseanlæg Lynettens område. Den planlagte placering af de nye anlæg er vist på kortet.

Det nye produktionsanlæg til bygas foreslås placeret ved siden af det eksisterende anlæg, Kløvermarken Gasværk, Raffinaderivej 2. Dette område er i kommuneplanen udlagt til industriformål. Området er endvidere omfattet af lokalplan 136 "Kløverparken", der fastlægger området til erhvervsformål. Ifølge planen kan kommunen tillade, at der opføres bebyggelse til offentlige formål.

Det indgår i Københavns Kommunes varmeplan og godkendte projekter, at overskudsvarmen fra Renseanlæg Lynettens slamforbrændingsanlæg og biogasanlæg kan udnyttes af CTR.

Nærværende projektforslaget for anvendelse af biogassen til bygasproduktion er omfattet af bekendtgørelsen om godkendelse af projekter for kollektive varmeforsyningsanlæg, som skal sikre, at biogassen anvendes på den mest samfundsøkonomiske måde.

Øvrigt lovgrundlag: Lov om varmeforsyning.

#### 1.4 Organisation

Lynettefællesskabet I/S har i samarbejde med hhv. Københavns Energi og DONG Energy undersøgt mulighederne for at udnytte biogassen fra slambehandlingsanlægget bedst muligt og har besluttet at arbejde videre med at realisere et projekt for at anvende biogassen til produktion af bygas.

På det grundlag er der indgået en principaftale mellem Lynettefællesskabet I/S og Københavns Energi, Bygas, med henblik på at gennemføre projektet. Principaftalen, som indeholder en skitse af grænsefladerne mellem de to organisationer, er vedlagt i bilag 4.

Heraf fremgår, at Københavns Energi får hovedansvar for projektet og, at Lynettefællesskabet I/S stiller areal til rådighed til behandlingsanlæg og evt. yderligere lager.

Lynettefællesskabet I/S har følgende ansvarsområde:

- Fortsat drift af det eksisterende anlæg for behandling af spildevandsslam mv.
- Fortsat drift af biogaskedler og fakkell, der skal kunne afbrænde hele biogasmængden i tilfælde af driftsstop på behandlingsanlægget

- Etablere en stikledning fra den eksisterende biogasreaktor til behandlingsanlægget for rensning af biogassen
- Etablering af måling, for bestemmelse af mængde og kvalitet af biogassen – af hensyn til både afregning og proces.

Københavns Energi, Bygas har følgende ansvarsområde:

- Etablering af behandlingsanlæg for rensning af biogassen for svovlbrinte, ammoniak og siloxaner, evt. yderligere biogaslager samt trykforøgning og odorisering på Renseanlæg Lynetten.
- Etablering af biogasledning fra Renseanlæg Lynetten til bygasproduktionsanlæg.
- Produktionsanlæg for bygas baseret på anvendelse af biogas på Raffinaderivej ved Kløvermarken Gasværk ved blanding af biogas, naturgas og atmosfærisk luft i rette forhold.

Ansvarlig for projektforslaget:

Københavns Energi, Bygas: driftschef Morten Stanley, chefkonsulent Jørgen S. Jeppesen

Ansvarlig for biogasproduktion og øvrige energianlæg på Renseanlæg Lynetten

Lynettefællesskabet I/S: dir. Torben Knudsen, Jens Winther, Alice Saabye

## 1.5 Forundersøgelser

### 1.5.1 Nyt slamforbrændingsanlæg og alternativer

Lynettefællesskabet I/S har analyseret energistrømmene i procesanlægget for behandling af spildevandsslam i projektet for den nye slamforbrændingsovn. Her er man nået frem til, at man i kraft af en mere energieffektiv ovn ikke længere skal bruge alt biogassen fra det eksisterende anlæg til at holde processen i gang. Det er anslået, at der bliver ca. 6,5 mill. m<sup>3</sup> biogas/år til overs, som bør anvendes bedst muligt.

Lynettefællesskabet I/S har i samarbejde med hhv. Københavns Energi, Bygas og Dong Energy undersøgt forskellige alternativer for at udnytte biogassen, herunder:

- en biogasmotor med el og varmeproduktion
- opgradering til naturgas
- afbrænding i den eksisterende kedel og
- anvendelse i produktion af bygas

### 1.5.2 Bygaskvalitet

Den i København distribuerede bygas skal overholde Gasreglementets krav til gaskvalitet. Af hensyn til sikring af korrekte forbrændingsforhold har Københavns Energi, Bygas, i samarbejde med Dansk Gasteknisk Center undersøgt muligheden for at blande en del af biogassen i den producerede bygas ved relevante apparatprøvninger på forskellige gasblandingskvaliteter. Disse undersøgelser viser, at der uden problemer kan blandes en mængde svarende til 25-35 volumenprocent biogas i den færdige bygas. Dette er myndigheden Sikkerhedsstyrelsen informeret om, og man har som udgangspunkt accepteret dette. Med mulighed for en i praksis vurderet evt. forøgelse af denne blandingsprocent senere.

Bygassen skal dog under alle omstændigheder have et wobbetal på 23,6 MJ/m<sup>3</sup> +/- 3 % til sikring af konstante forbrændingsmæssige forhold i apparaterne hos forbrugerne. Med henvisning til samme krav skal der forinden blandingen med biogas ske en rensning af denne for svovlbrinte (H<sub>2</sub>S) og ammoniak (NH<sub>3</sub>), idet disse komponenter ikke må sendes ud med den færdige bygas. Ligeledes skal der ske en rensning for siloxaner (organiske siliciumforbindelser fra spildevandet), idet de kan give uheldige driftsproblemer i forbrugernes apparater pga. afsætninger.

### Opblandingsprocent af biogas i den færdige bygas.

Biogassens indhold af metan kan variere over måned og døgn og er i øvrigt afhængig af flere produktionsmæssige forhold. Igangværende målinger tyder på en metan variation på 60-62 % i biogassen med et gennemsnit tæt på 61 %.

Myndighederne på området, Sikkerhedsstyrelsen, har på baggrund af nævnte forhold accepteret en opblandingsprocent på 33,3 % af biogas i den færdige biogas til en start. Idet enkelte andre eksempler på dette (udenfor DK) viser, at det ikke giver problemer. Og uanset, at forelagte laboratorieforsøg viser, at en opblandingsprocent på op til knap 40 % skulle være mulig. Dette kan dog kun afprøves i praksis på den eksisterende apparatbestand i byen til sin tid. Og kun efter aftale med Sikkerhedsstyrelsen. Og det er allerede aftalt, at en sådan vurdering vil blive accepteret. Det forventede procesanlæg skal derfor ud over at kunne kompensere for variationen af methan i biogassen også kunne opblende op til 40 % biogas i den færdige bygas. Begrænsningen i opblandingsprocent er begrundet i funktionsmæssige forhold for forbrugernes apparater. Herunder ganske specielt flammestabilitet samt tændings- og gennemtændingsproblemer. Det siger dog sig selv, der kan opblendes forholdsmæssigt mere biogas jo lavere methanindholdet er i biogassen. Dog i noget begrænset mængde, fordi biogassen har meget højere densitet end naturgassen, og derfor har forholdsmæssigt større indflydelse på wobbetallet.

Der er derfor umiddelbart ikke grund til at forvente en opblandingsprocent større end 35%, og en forholdsmæssig tilsvarende fortrængning af naturgas. Uanset at den resulterende brændværdi i bygassen vil blive ca. 2,3 % højere end i dag.

### 1.5.3 Kort

Der vedlægges et kort i bilag 1 over området, hvor der er markeret de eksisterende anlæg for produktion af biogas og bygas samt de anlæg og ledninger, der skal etableres iht. projektforslaget.

### 1.5.4 Arealafståelse og servitut

Biogasledningerne placeres i videst muligt omfang på offentlige arealer og kun på private matrikler, når der ikke er andre muligheder. Traceet er valgt ud fra følgende:

- På strækningen fra Prags Boulevard til Vindmøllevej, ca. 2 km., placeres ledningen i et eksisterende trace for to vandledninger til Amagerværket. Den ene ledning ejes af Københavns Energi, Bygas.
- På strækningen fra Vindmøllevej til lystbådehavnen placeres ledningen på ydersiden af en eksisterende varmeledning fra CTR.
- Fra lystbådehavnen til Lynetten følges en eksisterende varmeledning.

Der skal tinglyses en deklaration for alle biogasdistributionsledninger, der er beliggende på private matrikler. Der er igangsat en proces for at kontakte de berørte lodsejere.

I bilag 2 er angivet en liste med adresser og matrikel-nr., der berøres af det planlagte trace for biogasledningen.

## 1.6 Myndigheder

Projektet vil dels være underlagt AT's og Sikkerhedsstyrelsens bestemmelser i relation til udformning af anlæg og krav til den producerede gaskvalitet og dels Miljøstyrelsens og Sundhedsstyrelsens krav til anvendelse af biogas til bygas i relation til evt. målinger for kontrol af bakterier og mikroorganismer i den færdige bygas. Der er p.t. fra Miljøstyrelsens side meldt ud, at man ikke har nogen betænkelighed ved projektet, og at man ikke stiller krav om kontrol med bakterier og mikroorganismer i den færdige bygaskvalitet.

### 1.6.1 Forhold til anden lovgivning

Både biogasbehandlingsanlæg på Renseanlæg Lynetten og procesanlæg på Kløvermarken Gasværk skal godkendes af miljømyndighederne. Der forventes ikke på nogen måde yderligere krav fra politi og brandvæsen i forhold til dagens krav.

### 1.6.2 Normer og standarder

- Sikkerhedsstyrelsens specifikke konkrete krav til anlæg / Gasreglementets krav til bygas
- Bygningsreglementet

## 2. ANLÆGSBESKRIVELSE

### 2.1 Anlæggets hoveddisposition

Biogasproduktionen vil udgøre 750-900 m<sup>3</sup>/time (900 m<sup>3</sup>/time fra 2013).

Anlægget skal indeholde følgende:

- 1) lager
- 2) køling/tørring
- 3) rensning (H<sub>2</sub>S-siloxaner-NH<sub>3</sub>)
- 4) trykforøgning (2-4 bar)
- 5) måling - volumen/kvalitet
- 6) odorisering af den rensede biogas.
- 7) plastledning fra Renseanlæg Lynetten til Raffinaderivej/Kløvermarken Gasværk
- 8) procesanlæg (ved Kløvermarken)

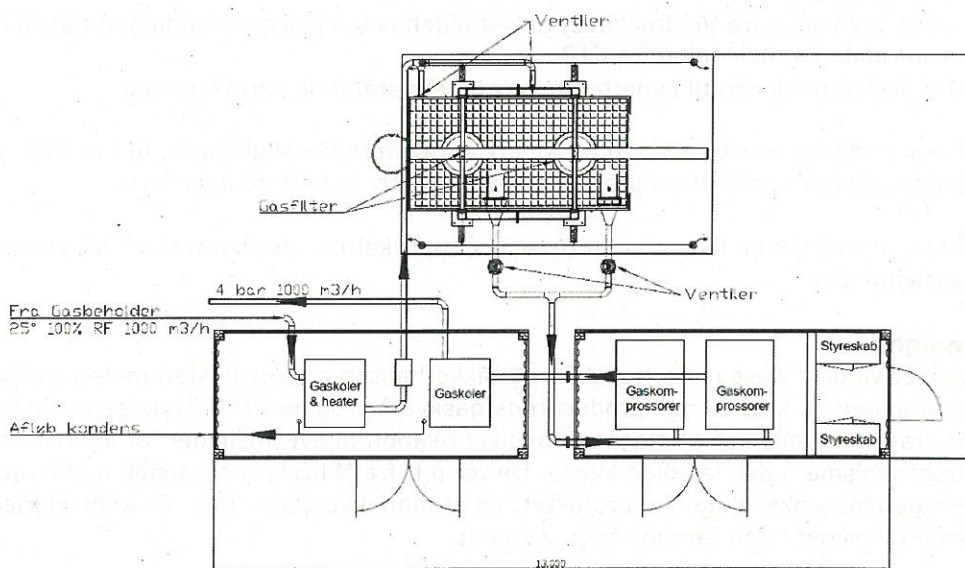
ad 1) lager

Lynettefællesskabet I/S har selv 2 mindre gasbeholdere a 1500 m<sup>3</sup>, hvilket vurderes at være tilstrækkelig til at kompensere for time-/døgnvariationer i relation til muligt biogasforbrug. I øvrigt er der ikke fysisk plads til etablering af yderligere lager til evt. kompensering for variationer over længere perioder.

Ad 2), 3) og 4) rensning, trykforøgning og måling

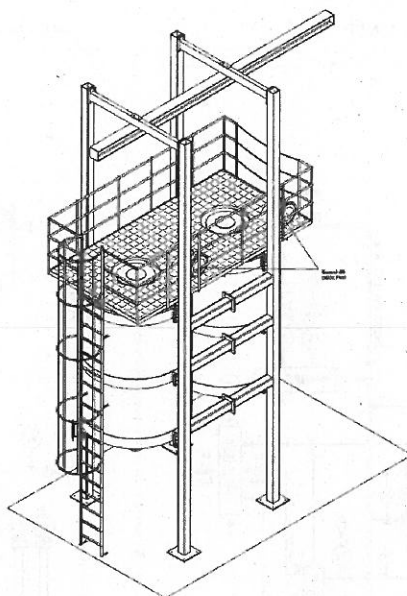
Den egentlige rensproces for biogas påtænkes at ske i modulopbyggede proceselementer. Af hensyn til pladsbesparelse (samt støj og vejrpåvirkning) påtænkes anvendt udstyr placeret i containere i så stor udstrækning som muligt. Hjertet i rensprocessen – kulfiltrene – er det dog pga. størrelsen ikke muligt at placere i en container.

På vedlagte tegninger ses en mulig principløsning:



Figur 3: Procesanlæg til rensning mv. af biogassen





**Figur 4: Gasfiltre**

ad 5) måling

Der bør måles så sent i processen som muligt af hensyn til bla. nøjagtighed. Og helt specielt efter rensning af hensyn til urenheders fysiske og kemiske påvirkning af måleudstyret. Og efter trykforøgning inden tilgang til KE's plastledning mod Kløvermarken Gasværk. Af hensyn til dimension skal der ske en kombineret kvalitets- (metanindhold) og mængdemåling.

Ad 6) odorisering af den rensede gas.

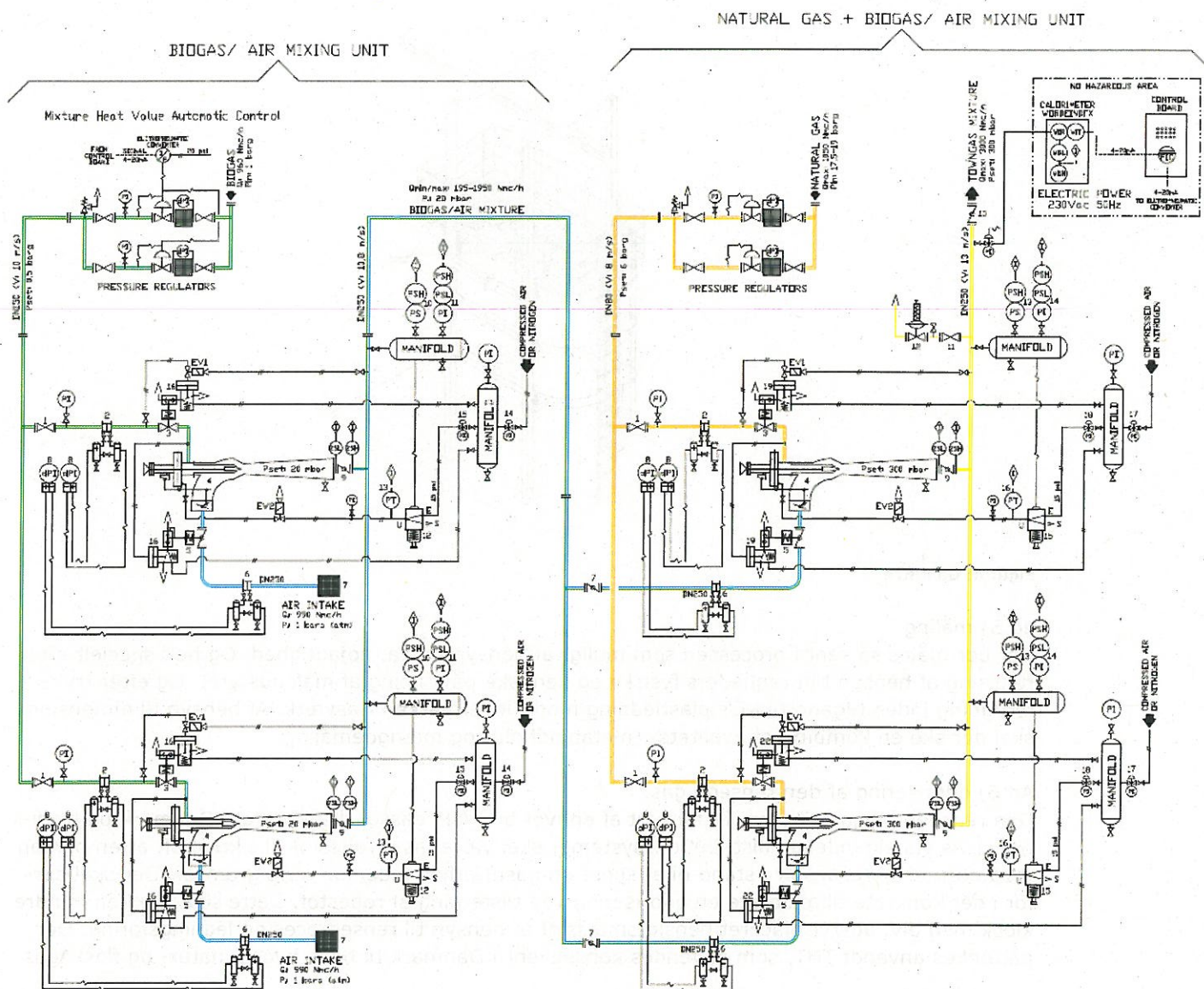
Den rensede biogas vil være fri for lugt af enhver art. Alle gasser distribueret i Danmark på traditionel vis via almindelige distributionssystemer skal være tilsat røbestof til sikring af, at en person med normal lugtesans er i stand til at spore en gasutæthed indenfor visse grænser. Der skal derfor i det konkrete tilfælde ske en odorisering ved tilsætning af røbestof. Dette skal ske i en mindre kiosk med div. udstyr placeret hensigtsmæssigt af hensyn til renseproces og ledningsføring. Der påtænkes anvendt THT, som anvendes konsekvent i Danmark til både bygas, natur- og flaskegas.

ad 7) plastledning fra Renseanlæg Lynetten til Raffinaderivej/Kløvermarken Gasværk

Biogassen påtænkes transporteret til anvendelsesstedet for opblanding i en traditionel 4 bar plastledning for gas. Et muligt ledningstrace er vist i bilag 1.

Ad 8)

Et muligt separat produktionsanlæg kan ligeledes placeres i en mindre bygning/container. Alt afhængig af byggemyndighedernes tilladelse. Et principforslag er vist nedenfor.



Figur 5: Nyt biogasproduktionsanlæg

Der er som normal KE-praksis en linie i drift og og en linie med fuld kapacitet som stand-by.

### 2.1.1 Udstrækning

På kortbilag 1 er vist oversigt over mulig ledningstrace mellem Renseanlæg Lynetten og Kløvermarken Gasværk.

### 2.1.2 Kapacitet og belastningsforhold

Den samlede kapacitet på biogasbehandlingsanlægget på Renseanlæg Lynetten skal være på op til 1.000 m<sup>3</sup>/h. Det vil ved en blandingsprocent på 33 % give en resulterende biogasproduktion på 3.000 m<sup>3</sup>/h på Kløvermarken Gasværk.

### 2.1.3 Forsyningssikkerhed

KE's sikkerhed for biogasforsyning påvirkes ikke, idet der på Kløvermarken Gasværk er 2 separate anlæg med hver 100 % kapacitet i forhold til nødvendig udsendelse. Tilsvarende er der på Strandvænget (fastlandssiden) et anlæg med samme kapacitet.

## 2.2 Tekniske specifikationer

### 2.2.1 Dimensionering

Biogasrensningsanlægget dimensioneres for 1000 m<sup>3</sup>/h.

### 2.2.2 Materialevalg og konstruktionsprincipper

Der påtænkes i udstrakt grad anvendelse af færdige komponenter/produkter til rensning og konditionering af biogassen, idet meget kan købes som færdige elementer. Biogasledningen fra Renseanlæg Lynetten til Kløvermarken Gasværk vil være en traditionel PE-plastledning, som normalt anvendes til både bygas og naturgas.

## 2.3 Projektets gennemførelse

### 2.3.1 Tidsplan

#### Overordnet tidsplan

#### Analysefase - (01.11.2010 - 14.11.2011)

- Fastlæggelse af rammer og beslutningsgrundlag for projektet, herunder
  - udarbejdelse af business case for projektet (samfunds- og selskabsøkonomiske analyser)
  - udarbejdelse af principaftale for samarbejdet LF og KE imellem
- Fastlæggelse af måler-, anlægs- og ledningsplacering (dimensionering og omfang)
- Gennemførelse af nødvendige biogasanalyser til brug for dimensionering og projektering af anlæg
- Opnåelse af nødvendige myndighedsgodkendelser, herunder projektgodkendelse iht. varmforsyningsloven
- Udarbejdelse af Gasleveringsaftale

#### Design- og projekteringsfase (15.11.2011 - 29.02.2012)

- Projektering, udbud og kontrahering af specialleverancer og -ydelser

#### Udførelses- og idriftssættelsesfase (01.03.2012 - 31.08.2012)

- Indhentning af nødvendige godkendelser og tilladelser fra arbejdsmiljø-, miljø-, brand- og byggemyndigheder i forbindelse med udførelse af diverse anlægsarbejder og etablering af anlæg
- Etablering af målerarrangement til måling biogaskvaliteten fra Lynetten
- Etablering af gasbehandlingsanlæg på Lynetten (tørring, rensning og trykforøgning)
- Etablering af ledningsanlæg
- Etablering af nyt produktionsanlæg ved Kløvermarkens Gasværk
- Test og indkøring af nye anlæg
- Godkendelser af miljø- og byggemyndigheder samt Sikkerhedsstyrelsens godkendelse af procesanlæg og gassammensætning (tilsat biogasmængder mv.)

#### Evaluering og afslutningsfase (4. kvartal 2012)

- Formel overdragelse af projektet til drift
- Evaluering af projektførelsen

### 2.3.2 Anlægsudgifter

Anlægsudgifterne er i prisniveau 2010 og ekskl. moms anslået til.

Anlægsomkostninger, der afholdes af Københavns Energi:

	Minimum	Forventet	Maksimalt
Biogasrensningsanlæg:	1.000.000 kr.	1.500.000 kr.	2.000.000 kr.
Trykforøgning	500.000 kr.	1.000.000 kr.	1.500.000 kr.
Odorisering	300.000 kr.	300.000 kr.	500.000 kr.
Plastledning	5.200.000 kr.	5.200.000 kr.	5.500.000 kr.
Procesanlæg	1.000.000 kr.	1.500.000 kr.	2.000.000 kr.
Samlet	8.000.000 kr.	9.500.000 kr.	11.500.000 kr.

I forhold til de anførte anlægsudgifter kan der ske ændringer som følge af uforudsete forhold (ændringer i forventet anlægs- og ledningsplacering, forurening, myndighedskrav, konkrete tilbudspriser mv.). Denne usikkerhed vil dog gælde alle scenarier.

### 2.3.3 Finansiering

Hver part finansierer sine omkostninger.

### 3. VURDERING AF PROJEKTET

#### 3.1 Driftsforhold

Den daglige drift af biogasrensnings- og trykforøgningsudstyr på Renseanlæg Lynetten frem til og med nyt produktionsanlæg ved Kløvermarken Gasværk skal forestås af KE. På lige fod med drift af Kløvermarken Gasværk og Strandvænget Gasværk.

#### 3.2 Samfundsøkonomi og miljøvurdering

Det er den langtgigtede energipolitiske målsætning, at Danmark/Københavns Kommune skal være uafhængig af fossile brændsler på længere sigt og, at omlægningen til et energisystem, som ikke er afhængigt af fossile brændsler, skal ske på den mest samfundsøkonomiske måde.

Dette skal bl.a. sikres ved, at der opstilles alternativer, som passer ind i den langsigtede målsætning og, at disse vurderes i henhold til varmemforsyningslovens bestemmelser.

De samfundsøkonomiske beregninger er således baseret på Energistyrelsens metode for samfundsøkonomisk analyse af projekter indenfor energiområdet og med beregningsforudsætninger af april 2011.

Ved valg af alternativer er der taget hensyn til:

- at bygasnettet skal bevares i mange år og kan være med til at erstatte fossile brændsler samt at mindske udsving i elforbruget, eksempelvis ved at bruge gas til kogebrug
- at biogasprojektet medvirker kraftigt til at mindske bygassens andel af fossile brændsler

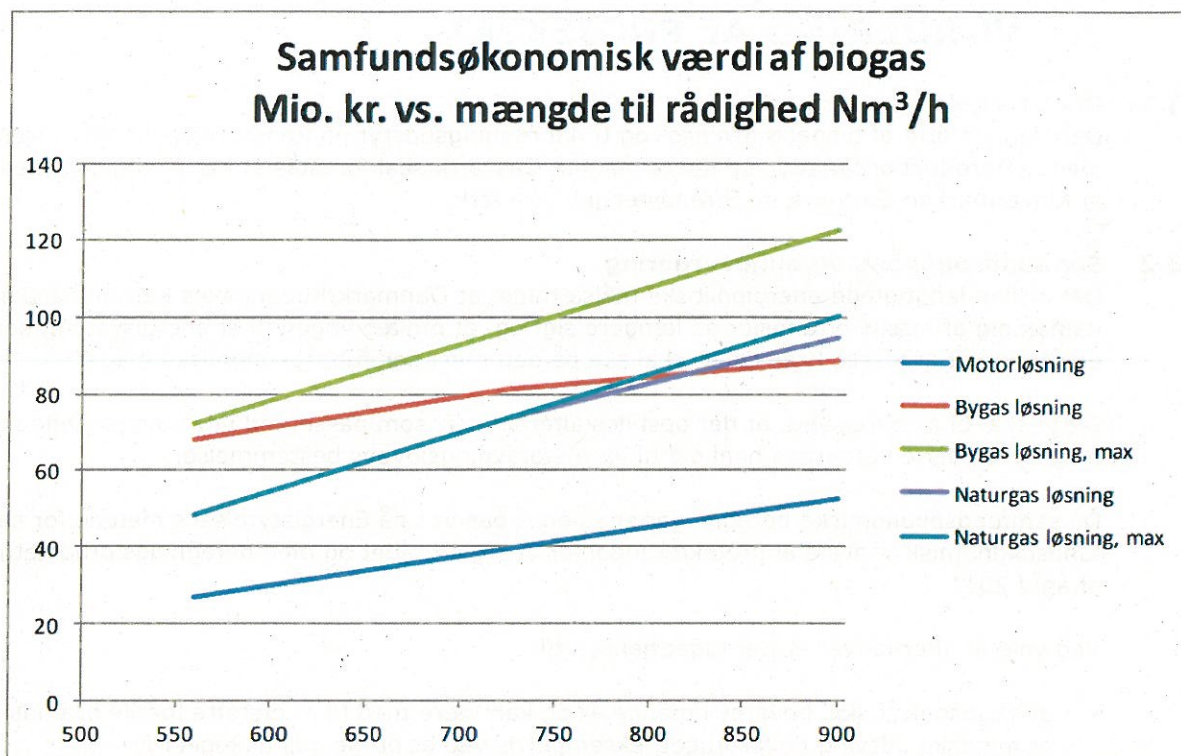
Der er opstillet 3 alternativer for anvendelse af biogassen fra slambehandlingen:

- En ny biogasmoter der producerer el til nettet og varme til CTR
- Levering til DONG Energy til opgradering til naturgas
- Levering til KE Bygas til produktion af bygas

Resultaterne af de samfundsøkonomiske beregninger er gengivet i figuren, hvor den samfundsøkonomiske værdi af biogassen er angivet som funktion af den mængde biogas som er til rådighed. I figuren angiver den grønne kurve "Bygas løsning, max" resultatet hvis KE Bygas kunne aftage hele den mængde som er til rådighed, og den lyseblå kurve "Naturgas løsning, max" resultatet hvis DONG Energy kunne aftage hele den mængde som er til rådighed.

Det fremgår, at bygasløsningen ved lave mængder biogas til rådighed (som det vil være tilfældet i starten) er samfundsøkonomisk mest attraktiv. Når mere biogas bliver til rådighed for udnyttelse mindskes forskellen til naturgas- og motorløsningen. Endvidere ses det, at såfremt KE Bygas finder måder at udnytte den fulde mængde biogas, er denne løsning klart mest attraktiv.

De samfundsøkonomiske beregninger er nærmere beskrevet i bilag 3.



Figur 6: Samfundsøkonomisk værdi af biogassen som funktion af den mængde biogas som er til rådighed

I figuren er forudsat et tørstofindhold større end 21,5% i slammet fra centrifugerne svarende til nye centrifuger. Ved et højere tørstofindhold bliver behovet for støttefyring mindre hvorved der bliver mere biogas til rådighed for de nye anlæg. En øget biogasmængde giver en bedre samfundsøkonomi. Endvidere er forudsat anlægsomkostninger for bygasanlæggene svarende til de forventede omkostninger i afsnit 2.3.2.

### Miljømæssig vurdering af alternativerne

I de samfundsøkonomiske beregninger af de 3 alternativer indgår miljøbelastningerne af de væsentligste emissioner: CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>.

Miljøeffekterne af de opstillede alternativer er indregnet i den samfundsøkonomiske beregning. Det er sket ved, at den samfundsøkonomiske værdi af biogassen i hvert af alternativerne i beregningerne er belastet med omkostninger svarende til den udledning som det pågældende alternativ giver anledning til.

Disse er indregnet med udgangspunkt i brændselsanvendelsen og fordelingen heraf i de 3 alternativer og med anvendelse af de såkaldte emissionskoefficienter, som fremgår af Energistyrelsens forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet. Emissionskoefficienterne angiver udledningen af et givet stof pr. indfyret brændselsmængde.

De økonomiske effekter af CO<sub>2</sub>-emissionerne i de 3 alternativer er indregnet som den samfundsøkonomiske værdi af den ækvivalente CO<sub>2</sub>-emission pr. produceret varmeenhed og biogasmængde. Den ækvivalente CO<sub>2</sub>-emission omfatter foruden CO<sub>2</sub> også emissioner af CH<sub>4</sub> (metan) og N<sub>2</sub>O (lattergas) og er værdisat ud fra CO<sub>2</sub>-prisen i Energistyrelsens beregningsforudsætninger. Ved omregning til CO<sub>2</sub>-ækvivalenter er CH<sub>4</sub>-emissionerne multipliceret med 21 og N<sub>2</sub>O-emissionerne med 310 (kilde DMU).

Skadesomkostningerne for SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> er ligeledes værdisat på grundlag af de faktoromkostninger der er opgivet i Energistyrelsens beregningsforudsætninger.

Værdi og omkostninger af disse miljøfaktorer indgår ved beregningerne af nuværdigevinsten ved biogassen. Størrelsen af emissioner er fremkommet ved at multiplicere brændselsforbruget, som

det er fordelt i hvert enkelt alternativ med de relevante emissionskoefficienter. Derpå er beregnet den samfundsøkonomiske værdi og skadesomkostningerne ved at multiplicere omfanget af emissionerne og enhedsværdierne for hver enkelt af de emissioner, der indgår.

Da værdien af emissioner er indregnet i samfundsøkonomien, skal emissioner således ikke tillægges nogen særskilt vægt i beslutningsgrundlaget.

#### **CO<sub>2</sub>-besparelse**

Ved at erstatte ca. 30% af naturgassen i bygassen med biogas reduceres bygassens miljøbelastning væsentligt idet biogassen forudsættes at være CO<sub>2</sub>-neutral. CO<sub>2</sub>-besparelsen er opgjort til ca. 6.000 t pr. år. Bygassen bliver derved ca. 30% CO<sub>2</sub>-neutral hvis 100% naturgasanvendelse defineres som 0% CO<sub>2</sub>-neutralitet. KE forventer at de ca. 30% kan øges til mindst 50% frem til 2025 bl.a. ved at udnytte mulighederne i at der fremover forventes tilsat biogas til naturgasnettet.

#### **3.2.1 Øvrige miljøforhold**

Forudsættes afhandlet i henhold til Renseanlæg Lynettens kap. 5 miljøgodkendelse.

Væsentlige miljøforhold for bygas-procesanlægget er beskrevet i det følgende.

#### **Visuelle forhold**

Anlæggets højde udgør maksimalt 8-9 m. Anlægget placeres indenfor den eksisterende lokalplan i tilknytning til rådnetanke og gasbeholdere, som har en højde på 10-12 m. Det vurderes derfor, at lokalplanen for området kan overholdes.

#### **Støjforhold**

Procesanlægget omfatter bl.a. gaskompressor, der placeres i container for at begrænse støj- og påvirkningerne mest muligt.

En lastbil vil én gang hver anden måned levere aktivt kul i beholdere og samtidig borttransportere det anvendte kul. Kultransporterne fortages af en godkendt transportør og det anvendte kul bortskaffes til et godkendt modtageanlæg.

Samlet vurderes, at støjpåvirkningerne i skel fra procesanlæg og tilknyttede transportere vil være neglige.

#### **Forbrug af el og varme mv.**

Der vil være tale om små forbrug af el, varme og eventuelt gas. Derudover vil der være anvendelse af en lille intern spildevandsstrøm til køling af biogassen.

Kondensat fra køling af biogas ledes til afløb.

Biogassen tilsættes odorant (THT) inden den føres i ledning til bygasproduktionsanlægget Kløvermarken Gasværk.

#### **Øvrige forhold.**

Der er ingen øvrige udledninger af stoffer, materialer og emissioner, herunder metan-udslip fra anlægget.

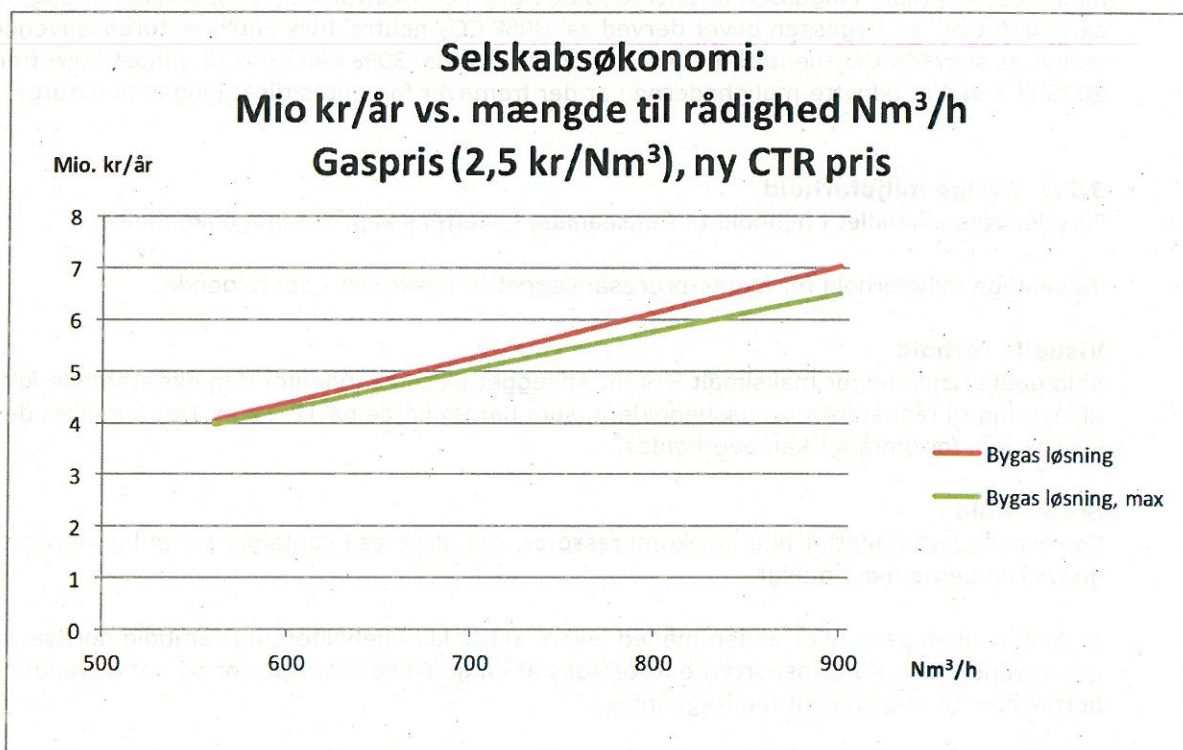
### **3.3 Selskabsøkonomi**

For KE Bygas vil der være en økonomisk gevinst afhængig af det forventede statstilskud pr. m<sup>3</sup> biogas. Derudover er CO<sub>2</sub>-neutraliteten et væsentligt element.

Det forventes endvidere, at biogassen vil være med til at fremme markedsføringen af bygas i fremtiden, så der kan blive flere kunder til at udnytte de fælles investeringer. Derved kan der, alt andet lige, være mulighed for at sænke bygasprisen.

For Lynettefællesskabet I/S vil der tilsvarende være en økonomisk gevinst afhængig af det forventede statstilskud pr. m<sup>3</sup> biogas og en øvrig forskel svarende til forskellen mellem CTR's varmepris og salgsprisen på biogas.

I figuren er vist salgsindtægten i det første driftsår for Lynettefællesskabet I/S ved en naturgaspris på 2,50 kr/m<sup>3</sup> og en genforhandlet varmepris til CTR. Salgsindtægten er angivet som funktion af den mængde biogas, der er til rådighed. Indtægten fra biogas kan således for Lynettefællesskabet I/S komme op i nærheden af 7 mio. kr. om året. Forudsættes en naturgaspris på 3,00 kr/m<sup>3</sup> bliver indtægten endnu højere.



Figur 7: Salgsindtægt for Lynettefællesskabet I/S som funktion af den mængde biogas som er til rådighed

De selskabsøkonomiske beregninger er nærmere beskrevet i bilag 3.

### 3.4 Følsomhedsvurdering

Der er foretaget følsomhedsberegninger for ændringer i naturgasprisen og investeringen i bygasanlæg. I tabellen er den samfundsøkonomiske værdi af biogassen beregnet ved en biogasproduktion på 700 m<sup>3</sup>/h med en variation i naturgasprisen på +/- 10% og ved anvendelse af de maksimale skøn for investeringer i bygasanlæggene.

I reference-scenariet (centralt skøn) er forudsat et tørstofindhold større end 21,5% i slammet fra centrifugerne svarende til nye centrifuger. Endvidere er forudsat anlægsomkostninger for bygasanlæggene svarende til de forventede omkostninger i afsnit 2.3.2.

Mio. kr.	Reference	NG-pris +10%	NG-pris -10%	Max-invest. bygas
Motorløsning	38	+0	0	0
Bygasløsning	80	+11	-12	-3
Bygasløsning, max	93	+13	-13	-2
Naturgasløsning	70	+13	-14	-1
Naturgasløsning, max	70	+13	-14	-1

Figur 8: Samfundsøkonomisk værdi af biogassen ved 700 m<sup>3</sup> biogas/h, tørstofindhold større end 21,5%



Det fremgår, at bygasløsning, max giver den højeste samfundsøkonomiske værdi af biogassen i alle beregningerne.

Samfundsøkonomien bliver bedre ved en øget biogasproduktion. I tabellen nedenfor er anvendt 900 m<sup>3</sup> biogas/h.

Mio. kr.	Reference	NG-pris +10%	NG-pris -10%	Max-invest. bygas
Motorløsning	53	0	0	0
Bygasløsning	89	+11	-12	-3
Bygasløsning, max	123	+17	-17	-2
Naturgasløsning	95	+16	-17	0
Naturgasløsning, max	100	+17	-17	0

**Figur 9: Samfundsøkonomisk værdi af biogassen ved 900 m<sup>3</sup> biogas/h, tørstofindhold større end 21,5%**

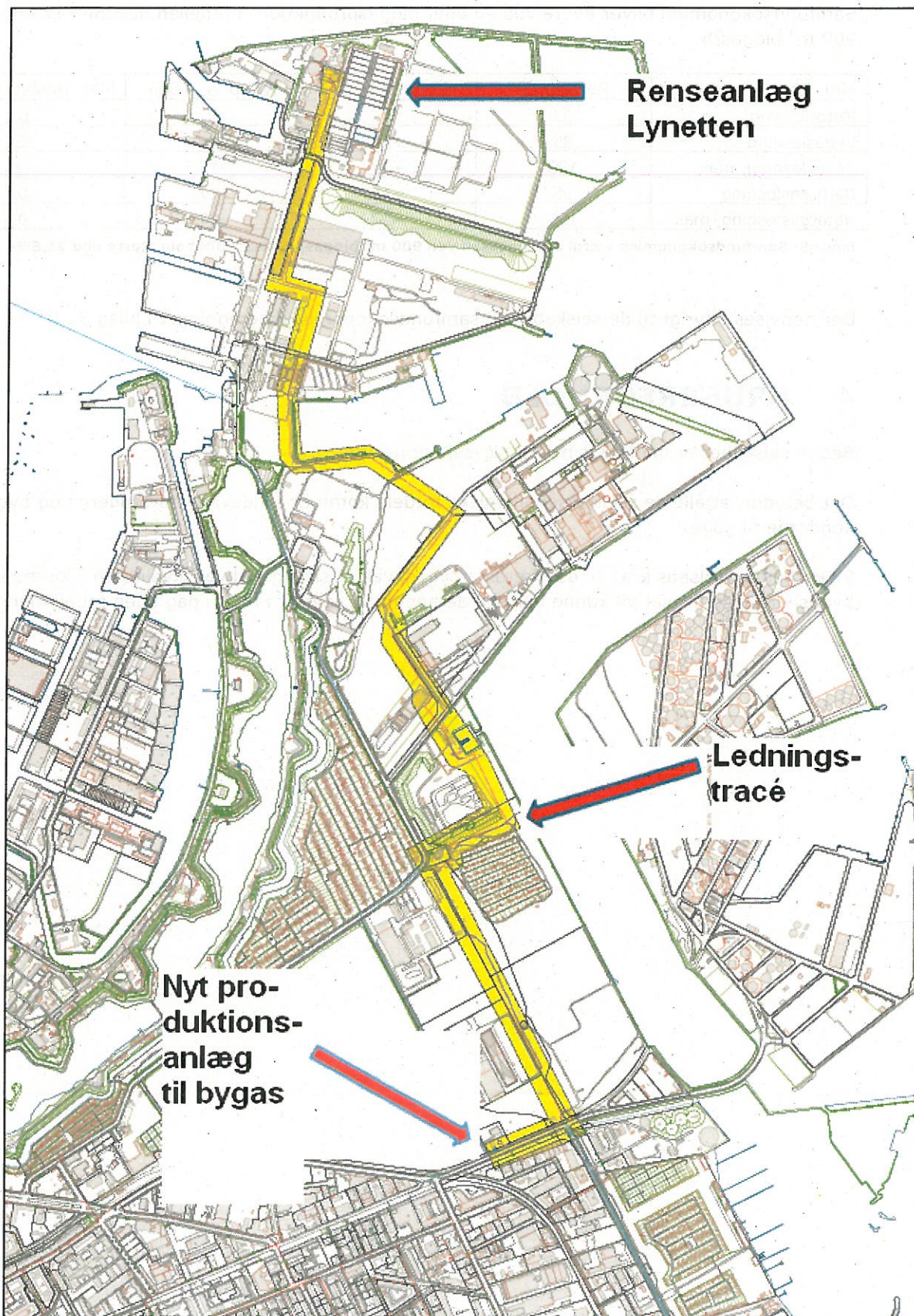
Der henvises i øvrigt til de selskabs- og samfundsøkonomiske beregninger i bilag 3.

## 4. BRUGERFORHOLD

Begge selskaber er underlagt hvile-i-sig-selv princippet.

Det betyder, at alle de selskabsøkonomiske fordele kommer spildevandsforbrugerne og bygas-kunderne til gode.

Sikkerhedsstyrelsens krav til den færdige bygaskvalitet sikrer, at bygaskvaliteten ikke ændres, så bygaskunderne fortsat vil kunne benytte de apparater, der er i brug i dag uden problemer.

**BILAG 1  
OVERSIGTSKORT**

**BILAG 2  
OVERSICHT OVER BERØRTE MATRIKLER TIL LEDNINGSTRACE**

Matr. 577	Christianshavns kvarter	Lynettefællesskabet I/S
Matr. 416	Christianshavns kvarter	REDA A/S
Matr. 650	Christianshavns kvarter	Sjælsø Margretheholm A/S
Matr. 536	Amagerbros kvarter	Københavns Kommune I/S Amager Forbrænding
Matr. 543	Amagerbros kvarter	Københavns Motorbådsklub Københavns Kommune
Matr. 467	Amagerbros kvarter	Skanska Bolig A/S
Matr. 471	Amagerbros kvarter	Skanska Bolig A/S
Matr. 470	Amagerbros kvarter	Skanska Bolig A/S
Matr. 468	Amagerbros kvarter	Skanska Bolig A/S
Matr. 533	Amagerbros kvarter	HF. Prøvestenen

(i relation til matr.nr. 416 og 650 er der 2 mulige alternativer, som vist i bilag 1)

# NOTAT

## SAMFUNDSØKONOMISKE BEREGNINGER

Projekt **Udnyttelse af biogas fra Lynetten**  
 Kunde **Lynettefællesskabet I/S (LF)**  
 Dato **2011-10-10**  
 Fra **Gert Schultz /Martin Hostrup**

### 1. Baggrund

I forbindelse med, at der er etableret en ny og mere energieffektiv slamforbrændingsovn på Lynetten, er der nu et overskud af biogas da den støttefyring som foregik i den gamle forbrændingsovn, ikke længere er nødvendig i samme omfang, eller slet ikke. Ydermere forventer LF at kunne øge biogas produktionen pga. procesændringer omkring udrådningen.

I udgangspunktet var det intentionen at der skulle etableres biogasmotorer, hvor der af biogassen kan produceres el og varme, således som det også gøres på Renseanlæg Damhusåen. Imidlertid kontaktede først DONG Energy, og siden Københavns Energi, Bygas (KE-bygas) i efteråret 2009, Lynettefællesskabet (LF) med henblik på at aftage biogassen. Baggrunden for at dette bliver interessant for DONG og KE-bygas er dels at biogas fra Lynetten er en ikke-fossil kilde til gas og dels en ændring i tilskudsordningen for biogas som ventes vedtaget i 2012.

Formålet med dette notat er at belyse de samfundsøkonomiske forhold ved forskellige, mulige anvendelser af biogassen fra Lynetten.

Der er foretaget beregning på følgende alternativer for udnyttelse af biogassen:

- En ny biogasmotor, der producerer el til nettet og varme til Centralkommunernes Transmissionsselskab I/S (CTR)
- Levering til KE-bygas, til bygasproduktion
- Levering til DONG Energy til opgradering til naturgas

Der er foretaget beregninger af den samfundsøkonomiske genvist for de 3 alternativer således at det kan sikres at alternativet med den bedste samfundsøkonomi gennemføres.

Dato 2011-10-10

Rambøll  
 Hannemanns Allé 53  
 2300 København S

T +45 5161 1000  
 F +45 5161 1001  
 www.ramboll.dk

Ref. 570-9459701

Foruden de 3 alternativer, har det endvidere været overvejet at udnytte hele biogasmængden til varmereproduktion på en kedel, men denne løsning har vist sig hverken at være samfundsøkonomisk eller selskabsøkonomisk attraktiv.

## 2. Biogasmængde til rådighed

Den mængde biogas som er til rådighed for udnyttelse vil ikke være konstant over de kommende 5 år pga. især to procesændringer som skal gennemføres på Lynetten:

1. Al slam skal føres på rådnetanke
2. Forbedret afvanding af for-tørret slam

Det er i dette notat antaget, at Lynettens behov for biogas (til varmereproduktion og/eller støttefyring) altid dækkes først. Konsekvenserne for biogasmængden er som følger:

1. Når al slam føres på rådnetanke forventes det at biogasproduktionen kan øges fra ca. 700 Nm<sup>3</sup>/h til 850-900 Nm<sup>3</sup>/h, med et metan-indhold på 60%.
2. Med den nuværende slamafvanding er tørstofindholdet (TS%) i slammet fra centrifugerne 20-21%. En energibalace for ovn, kedel og for-tørret viser at der er behov for støttefyring hvis TS% er under ca. 21,5%. Således vil der eksempelvis ved TS% på 20,5% være behov for 140 Nm<sup>3</sup>/h biogas til støttefyring. Ved en forbedret afvandingsproces med nye centrifuger forventes det, at der kan opnås en TS% på ca. 25%.

Da det endnu ikke er fastlagt hvornår ovennævnte procesændringer bliver gennemført er der i dette notat analyseret 4 scenarier:

- Scenario 1: Nuværende udrådning (700 m<sup>3</sup>/h), nuværende afvanding (20,5 %TS)
- Scenario 2: Forbedret udrådning (900 m<sup>3</sup>/h), nuværende afvanding (20,5 %TS)
- Scenario 3: Nuværende udrådning (700 m<sup>3</sup>/h), forbedret afvanding (>21,5 %TS)
- Scenario 4: Forbedret udrådning (900 m<sup>3</sup>/h), forbedret afvanding (>21,5 %TS)

## 3. Generelle forudsætninger

Det forventes at der i 2012 vedtages en ændring af tilskudsordningen for biogas. Energistyrelsen har fået i opdrag at fremlægge en model for udformning af tilskud og afgifter der sikrer, at det tilskud, der i dag gives til biogassen i form af tilskud til elproduktionen, kan gives direkte til biogassen. Herved vil tilskuddets størrelse blive økonomisk lige uanset om man ønsker at producere el eller eksempelvis opgradere til naturgas. **Bemærk:** Beregningerne foretaget her, er udført på baggrund af de gældende regler hvor der gives tilskud til elproduktion på biogasmotor men ikke til udnyttelse af biogas til bygas eller naturgas substitution.

Hverken DONG eller KE-bygas kan hele året rundt aftage hele den mængde biogas der vil være til rådighed. Et forhold, der behandles yderligere i afsnit 5. Dette forhold betyder, at den del af biogassen, som ikke kan udnyttes af aftager, skal afbrændes på de nuværende gas/olie kedler og derved i sidste ende anvendes til produktion af fjernvarme.

Endvidere vil det for alle 3 alternativer være nødvendigt at have en nødløsning på plads, for hvad man gør med den fulde mængde biogas, såfremt man rammes af uforudsete driftsstop på det valgte alternativ. De nødvendige nødløsningstiltag vil ikke blive behandlet yderligere i

dette notat og er således heller ikke medregnet økonomisk, idet de betragtes som værende ens for de 3 alternativer.

#### 4. **Beskrivelse af de 3 alternativer**

##### 4.1 **Gasmotorløsningen**

Denne løsning indebærer at LF selv etablerer og driver et biogasmotoranlæg. Det er almindeligt for sådanne anlæg at service kan håndteres ved servicekontrakt med leverandøren.

Etableringsomkostningerne til et anlæg hvor hele den overskydende biogasmængde kan udnyttes på motorerne er beregnet til 13,5 mio.kr.

En biogasmotor producerer ca. 40% el af den indfyrede energimængde, resten af energien bliver til varme. Heraf kan 45-50% af den indfyrede energimængde udnyttes til eksempelvis fjernvarme.

Elproduktionen leveres konstant til nettet og sælges til en fast tilskudsgaranteret pris på 76 øre/kWh (vil blive indeksreguleret).

Varmen indgår i den samlede leverance til KE-varmes fjernvarmenet. Varmen købes af CTR, som sælger varmen videre til KE-varme til puljepriisen.

##### 4.2 **Bygasløsningen**

I dette alternativ aftager KE-bygas biogassen og anvender den til produktion af bygas.

Det indebærer at biogassen skal renses, men det er ikke nødvendigt at raffinere biogassen i samme grad som man ellers kræver for opgraderet biogas til naturgasnettet.

Man kan således acceptere et vist indhold af CO<sub>2</sub> i biogassen og dermed lavere brændværdi, da bygas har en lavere brændværdi end eksempelvis naturgas på nettet.

Alt afhængig af blandingsforhold og CO<sub>2</sub> indhold i biogassen kan man helt undgå at fjerne CO<sub>2</sub> fra biogassen og således blot nøjes med at udrense svovlbrinte (H<sub>2</sub>S), siloxaner og evt. ammoniak. Derved bliver investerings- og driftsomkostningerne til opgradering (rensning) lavere end tilsvarende opgradering af biogas til naturgasnettet.

KE-bygas har beregnet at etableringsudgifterne til de nødvendige anlæg til behandling af biogassen som udgangspunkt vil beløbe sig til i alt 9,5 mio. kr.

##### 4.3 **Naturgasløsningen**

DONG Energy har tilbudt at aftage biogassen og ønsker at opgradere den til naturgas.

Biogas består af hovedkomponenterne metan og kuldioxid (CO<sub>2</sub>) og derudover vanddamp, svovlbrinte, ammoniak samt små mængder af andre gasser. Metan indholdet i biogassen på Lynetten er ca. 60 vol%.

Ved opgradering af biogas forstås en proces hvor CO<sub>2</sub> samt øvrige gasser fraskilles således at metan indholdet i den opgraderede gas kommer op på >97 %. Herved øges brændværdien betragteligt og gassen kan bruges i samme applikationer som naturgas.

DONG har i deres tilbud forudsat at opgraderingsanlæg kan placeres på Lynettens område. DONG vil stå for etablering og drift af opgraderingsanlægget. Endvidere skal der, som for bygasløsningen, anlægges en gasledning til samme destination.

Det er formentlig ikke nødvendigt at anlægge et større gaslager i denne løsningsmodel.

#### 4.4 Bindingsperiode

Når man vælger et af de 3 alternativer vil man være bundet af valget i en vis periode, idet man er nødt til at tillade en bindingsperiode som sikrer en fornuftig og rentabel afskrivning af etableringsomkostningerne. Det er for alle de tre alternativer vurderet at 15 år vil være en rimelig afskrivningsperiode.

### 5. Afsat mængde biogas

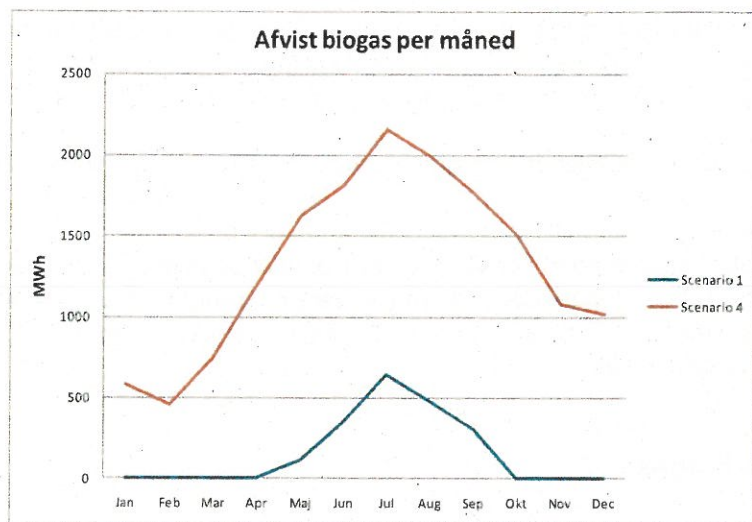
#### 5.1 Gasmotorløsningen

Hvis gasmotorløsningen vælges, bør man naturligvis dimensionere anlægget således at den samlede mængde overskydende biogas kan afbrændes.

Det vurderes at etableringstiden for et biogasmotoranlæg er 1,5 – 2 år. Ovnanlægget er imidlertid klart nu, hvorfor den overskydende biogasmængde må anvendes på eksempelvis gas/oliekedler, indtil motoranlægget er klart. Der vil således være et indtægtstab i ca. 1 år længere ved at vælge dette alternativ sammenlignet med alternativet med den korteste etableringstid. I beregningerne for dette notat er dette indtægtstab medregnet som etableringsomkostninger.

#### 5.2 Bygasløsningen

KE-bygas forventer, at der minimum kan tilsættes ca. 27% biogas i bygasproduktionen, hvorved biogasaftaget vil variere fra ca. 0,57 mio. Nm<sup>3</sup>/måned om vinteren til ca. 0,31 mio. Nm<sup>3</sup>/måned om sommeren. Som beskrevet under afsnit 2 vil biogasmængden til rådighed være stigende over næste år og kan således ligge i området 0,40 – 0,66 mio. Nm<sup>3</sup>/måned. Der vil således, særligt om sommeren, være en mængde biogas som KE-bygas ikke kan af-tage. Der er i beregningerne taget højde for dette ved i stedet at antage at denne mængde biogas omdannes og sælges til fjernvarme via gas/olie kedler. Figur 1 viser den afviste biogasmængde, (som energimængde) for hhv. scenarie 1 og 4. KE-bygas har oplyst at det er en målsætning at øge det mulige biogasaftag over de kommende år (både via øget bygas-salg til eksempelvis erhvervskunder, højere koncentration af biogas i bygas samt ved at undersøge alternative brugsformål som f.eks. transport).



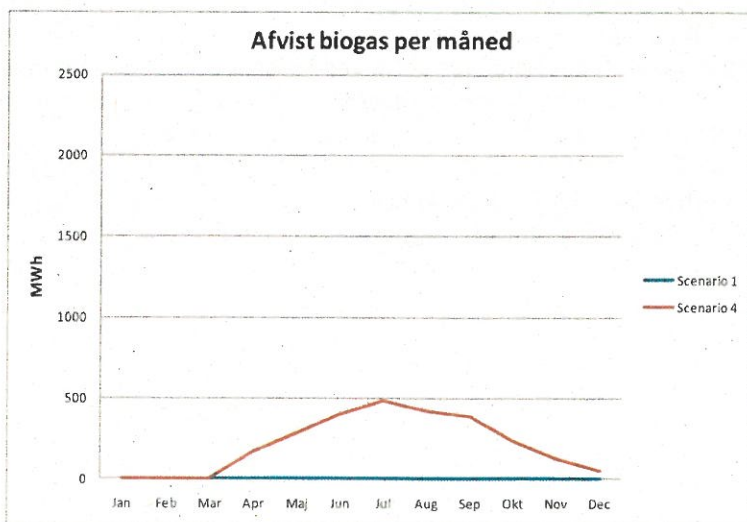
Figur 1: Afvist energimængde (biogas) ved bygasløsningen

Det er af KE-bygas vurderet at etableringstiden for biogas rensningsanlæg og rørledning er under 1 år. KE-bygas har endvidere oplyst at projekteringen kan starte så snart der er indgået aftale med LF. Ovnanlægget er imidlertid klart nu, hvorfor den overskydende biogasmængde må anvendes på eksempelvis gas/oliekedler. Der vil således være et indtægtstab ved at vælge dette alternativ det første 1 år.

### 5.3

#### Naturgasløsningen

DONG har oplyst at man må afvise en vis mængde biogas såfremt den mængde, som er til rådighed overstiger et bestemt niveau. Således må man, hvis 900 Nm<sup>3</sup>/h biogas er til rådighed, i en periode over ca. 1600 timer afvise 430.000 Nm<sup>3</sup>/h. Som for bygasløsningen tages der i beregningerne højde for dette ved i stedet at antage at denne mængde biogas omdannes og sælges til fjernvarme via gas/olie kedler. Figur 2 viser den afviste biogasmængde (som energimængde) for hhv. scenario 1 og 4.



Figur 2: Afvist energimængde (biogas) ved naturgasløsningen



DONG har oplyst at de ikke ønsker at starte projektering m.v. før den ændrede tilskudsordning er endeligt vedtaget. Det kan således gå ½-1 år før projekteringen startes. Endvidere har DONG vurderet at etableringstiden for et biogas opgraderingsanlæg er godt 1 år. Ovenanlægget er imidlertid klart nu, hvorfor den overskydende biogasmængde må anvendes på eksempelvis gas/oliekedler. Der vil således være et indtægtstab i ca. 1 år længere sammenlignet med alternativet med den korteste etableringstid. I beregningerne for dette notat er dette indtægtstab medregnet som etableringsomkostninger.

## 6. Samfundsøkonomi

Der er gennemført en samfundsøkonomisk analyse af de 3 alternativer baseret på Energistyrelsens forudsætninger for samfundsøkonomisk vurdering af projekter indenfor energiområdet, udsendt i april 2011<sup>1</sup>. I sådanne samfundsøkonomiske vurderinger indgår også miljøhensyn. Der tages således højde for emission af CO<sub>2</sub>, metan, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> og N<sub>2</sub>O. Resultatet gives i nutidsværdi indenfor en tidshorisont på 15 år og med 5% i diskonteringsrente.

Værdien af varmen, der leveres til CTR, er beregnet ud fra en skønnet marginal lastfordeling, hvor der er relativt højere andel af oliefyret spidslast og mellemlast fra de dampproducerende anlæg. Elproduktionen prissættes til den vægtede Nordpool pris.

Der regnes således med følgende samfundsøkonomiske værdi i beregningspriser af energien fra Lynetten, inkl. værdien af fortrængt CO<sub>2</sub> og andre skadelige stoffer mv.:

Til CTR i middel	157 kr/MWh
Til CTR sommer	67 kr/MWh
Naturgas	354 kr/MWh

Den samfundsøkonomiske værdi af biogassen beregnes derefter ud fra:

Samfundsøkonomisk værdi = beregningspriser af energien - omkostninger til anlægsinvesteringer og drift

Der tages højde for hvorvidt den fulde mængde gas til rådighed kan afsættes til eksempelvis bygas og om det relevante anlæg kan være klart når gassen er til rådighed.

### 6.1 Resultater

Der er foretaget beregning af økonomien for hver enkelt af de 3 løsningsalternativer under varierende forudsætninger, som opstillet i de 4 forskellige scenarier vist i tabel 1.

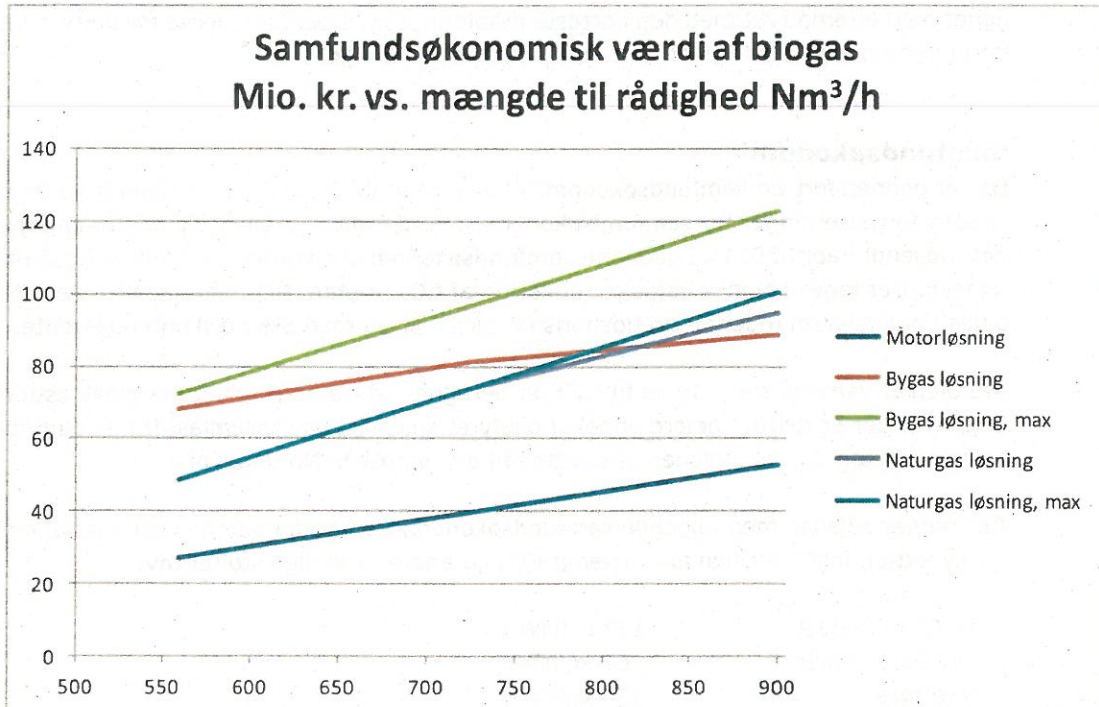
Løsningsalternativer	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Motor	700 m <sup>3</sup> /h	900 m <sup>3</sup> /h	700 m <sup>3</sup> /h	900 m <sup>3</sup> /h
Bygas	20,5% TS	20,5% TS	21,5% TS	21,5% TS
Naturgas				

Tabel 1: Beregninger af alternativer og scenarier

Resultatet i form af beregningsark for de 4 scenarier er vedlagt. Resultatet er ligeledes gengivet i Figur 3, hvor den samfundsøkonomiske værdi af biogassen er angivet som funktion af

<sup>1</sup> "Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, april 2011"

den mængde biogas som er til rådighed. I Figur 3 angiver den grønne kurve 'Bygas løsning, max' resultatet hvis KE-bygas kunne aftage hele den mængde som er til rådighed, og den lyseblå kurve 'Naturgas løsning, max' resultatet hvis DONG kunne aftage hele den mængde som er til rådighed.



**Figur 3: Samfundsøkonomisk værdi af biogassen som funktion af den mængde biogas som er til rådighed**

Det ses at bygasløsningen ved lave mængder biogas til rådighed (som det vil være tilfældet i starten) er samfundsøkonomisk mest attraktiv. Når mere biogas bliver til rådighed for udnyttelse mindskes forskellen til naturgas- og motorløsningen. Endvidere ses det, at såfremt KE-bygas finder måder at udnytte den fulde mængde biogas, er denne løsning klart mest attraktiv.

Af resultaterne ses det, at mængden af biogas som er til rådighed har stor indflydelse på samfundsøkonomien for de undersøgte alternativer for biogasudnyttelse. Bygasløsningen som i scenariet med lav biogasmængde til rådighed klart er mest attraktiv, bliver således straffet for ikke at kunne aftage den fulde mængde når der er meget biogas til rådighed.

KE-bygas har oplyst at det er en målsætning at øge det mulige biogasaftag over de kommende år. Det kan ske via øget bygassalg til eksempelvis erhvervs-kunder, højere koncentration af biogas i bygas samt ved at undersøge alternative brugsformål som f.eks. transport.

Såfremt det bliver muligt for KE-bygas at aftage den fulde mængde biogas som er til rådighed bliver bygasløsningen afgjort mest attraktiv uafhængigt af den mængde som er til rådighed.

## Bilag: Samfundsøkonomi for de 4 scenerier

Centralt skøn

Scenario 1: Nuværende udrådning (700 m<sup>3</sup>/h), nuværende afvanding (20,5 %TS)

### Samfundsøkonomisk beregning

2011 Forudsætninger markeret blå

#### Motorløsning

Total virkningsgrad		86%
CM værdi		0,89
Elproduktion	MWh	11.936
Varmeproduktion til CTR	MWh	13.411
Anlægsinvestering i motor	mio.kr	13,9
<b>Beregningspriser</b>		
Værdi af fortrængt varme i CTR middel	kr/MWh	157
Netto omk. varme ved biogaspris nul	kr/MWh	-270
<b>Nuværdigeinst ved gasmotor</b>		
Motor	mio.kr	-15,8
Driftsudgifter	mio.kr	-5,4
Mistet salg under etabl. (1 år):	mio.kr	-11,2
Netto værdi af energiproduktion	mio.kr	59,4
<b>Nuværdigeinst ved biogassen</b>	<b>mio.kr</b>	<b>27</b>
<i>Samfundsøk. værdi af biogassen</i>	<i>kr/MWh</i>	<i>88</i>
<b>Faktorpriser</b>		
<b>Værdi for samfundet af biogassen</b>	<b>kr/MWh</b>	<b>76</b>

Methanindhold i biogas:	60%
Mængde produceret	700 Nm <sup>3</sup> /h
Forbrug G/O kedler	140 Nm <sup>3</sup> /h
Mængde biogas til salg	560 Nm <sup>3</sup> /h

Forventet tilskud til biogas	øre/m <sup>3</sup> NGækv.	0
Naturgas pris	øre/m <sup>3</sup> NGækv.	250

<b>Biogas</b>	<b>mio. m<sup>3</sup></b>	<b>4.906</b>
Methanindhold	%	60%
Brændværdi	MJ/m <sup>3</sup>	21,53
Brændværdi	MWh/1000m <sup>3</sup>	5,98
Biogasproduktion	MWh/år	29.337
Samfundsøkonomisk forrentning		5%
Samfundsøkonomisk annuitet		10,38
Nettoafgiftsfaktor		1,17
For selskabsøkonomi:		
Afskrivningsperiode	år	15
Nominel rente	%	6%
<b>Faktor på gaspris til fjernvarme i 'Lyns'</b>		<b>1,0</b>

Bygasløsning med kedel om sommeren		Forventet	Max
Til bygas produktion	mio. m <sup>3</sup>	4,59	4,91
Til bygas produktion	MWh/år	27.446	29.337
Til kedeldrift	MWh/år	1.891	0
Virkningsgrad kedel	%	85%	
Varmeproduktion til CTR	MWh/år	1.607	
Biogaslager (udgår)	mio.kr		
Ledningsanlæg Lynetten-Raffinaderivej 2	mio.kr	5,2	5,2
Ombygning af produktionsanlæg	mio.kr	1,5	1,5
Rensningsfaciliteter	mio.kr	1,5	1,5
Boostersanlæg	mio.kr	1,0	1,0
Odorisering	mio.kr	0,3	0,3
Invest i ledning, rens og blanding	mio.kr	9,5	9,5
Driftsudgifter til rensning af biogas	kr/m <sup>3</sup> biogas	0,41	0,41
Driftsudgifter til rensning af biogas	kr/MWh	69	69
<b>Beregningspriser</b>			
Værdi af fortrængt naturgas	kr/MWh	354	354
Værdi af fortrængt varme i CTR sommer	kr/MWh	67	67
<b>Nuværdigeinst ved bygasproduktion</b>			
Biogaslager (udgår)	mio.kr	0,0	0,0
Invest i ledning, rens og blanding	mio.kr	-11,1	-11,1
Driftsudgifter til rensning af biogas	mio.kr	-22,9	-24,4
Værdi af fortrængt naturgas	mio.kr	100,8	107,8
<b>Nuværdigeinst ved bygasproduktion</b>	<b>mio.kr</b>	<b>67</b>	<b>72</b>
<i>Samfundsøkonomisk værdi af biogassen</i>	<i>kr/MWh</i>	<i>235</i>	<i>235</i>
<b>Nuværdigeinst ved kedeldrift</b>			
<i>Samfundsøkonomisk værdi af biogassen</i>	<i>mio.kr</i>	<i>1</i>	<i>1</i>
<b>Nuværdigeinst ved biogassen i alt</b>	<b>mio.kr</b>	<b>68</b>	<b>72</b>
<i>Samfundsøkonomisk værdi af biogassen</i>	<i>kr/MWh</i>	<i>224</i>	<i>237</i>
<b>Faktorpriser</b>			
<b>Værdi for samfundet af biogassen</b>	<b>kr/MWh</b>	<b>191</b>	<b>203</b>

Opgradering af biogas til naturgas til DONG		Forventet	Max
Biogas til opgradering	mio. m <sup>3</sup>	4,91	4,91
Biogas til opgradering	MWh	29.337	29.337
Til kedeldrift	MWh/år	0	0
Virkningsgrad kedel	%	0,85	
Varmeproduktion til CTR	MWh/år	0	
Gasledning+trykforøgning+odorisering	mio.kr	10,5	10,5
Opgradering inkl kapitalomkostninger	kr/m <sup>3</sup> methan	0,84	0,84
Opgradering inkl kapitalomkostninger	kr/m <sup>3</sup> biogas	0,50	0,50
Mistet biogassalg under etabl.(1 år):	kr/m <sup>3</sup> biogas	0,05	0,05
<b>Beregningspriser</b>			
Værdi af fortrængt naturgas	kr/MWh	354	354
Værdi af fortrængt varme i CTR sommer	kr/MWh	67	67
<b>Nuværdigeinst ved opgradering</b>			
Drift og inv. i trykforøgning, ledning m.m.	mio.kr	-15,6	-15,6
Drift og investering til opgradering	mio.kr	-43,6	-43,6
Værdi af fortrængt naturgas	mio.kr	107,8	107,8
<b>Nuværdigeinst ved naturgasproduktion</b>	<b>mio.kr</b>	<b>49</b>	<b>49</b>
<b>Nuværdigeinst ved kedeldrift</b>			
<i>Samfundsøkonomisk værdi af biogassen</i>	<i>mio.kr</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<b>Nuværdigeinst ved biogassen i alt</b>	<b>mio.kr</b>	<b>49</b>	<b>49</b>
<i>Samfundsøkonomisk værdi af biogassen</i>	<i>kr/MWh</i>	<i>160</i>	<i>160</i>
<b>Faktorpriser</b>			
<b>Værdi for samfundet af biogassen</b>	<b>kr/MWh</b>	<b>136</b>	<b>136</b>

Oplyst af DONG og i DGC-notat:  
Heraf CAPEX 45%

CAPEX fuld skala anlæg mDKK: 24,13

## Centralt skøn

Scenario 2: Forbedret udrådning (900 m<sup>3</sup>/h), nuværende afvanding (20,5 %TS)

## Samfundsøkonomisk beregning

2011 Forudsætninger markeret blå

## Motorløsning

Total virkningsgrad		85%
CM værdi		0,89
Elproduktion	MWh	16.198
Varmeproduktion til CTR	MWh	18.200
Anlægsinvestering i motor	mio.kr	13,5
<b>Beregningspriser</b>		
Værdi af fortrængt varme i CTR, middel	kr/MWh	157
Netto omk. varme ved biogaspris nul	kr/MWh	-270
<b>Nuværdigevindt ved gasmotor</b>		
Motor	mio.kr	-15,8
Driftsudgifter	mio.kr	-7,4
Mistet salg under etabl. (1 år):	mio.kr	-15,3
Netto værdi af energiproduktion	mio.kr	80,6
<b>Nuværdigevindt ved biogassen</b>	<b>mio.kr</b>	<b>42</b>
Samfundsøk. værdi af biogassen	kr/MWh	102
<b>Faktorpriser</b>		
Værdi for samfundet af biogassen	kr/MWh	87

Methanindhold i biogas:	60%
Mængde produceret	900 Nm <sup>3</sup> /h
Forbrug G/O kedler	140 Nm <sup>3</sup> /h
Mængde biogas til salg	760 Nm <sup>3</sup> /h

Forventet tilskud til biogas	øre/m <sup>3</sup> NGækv.	0
Naturgas pris	øre/m <sup>3</sup> NGækv.	250

<b>Biogas</b>	<b>mio. m<sup>3</sup></b>	<b>6.658</b>
Methanindhold	%	60%
Brændværdi	MJ/m <sup>3</sup>	21,53
Brændværdi	MWh/1000m <sup>3</sup>	5,98
<b>Biogasproduktion</b>	<b>MWh/år</b>	<b>39.812</b>
Samfundsøkonomisk forrentning		5%
Samfundsøkonomisk annuitet		10,38
Nettoafgiftsfaktor		1,17
For selskabsøkonomi:		
Afskrivningsperiode	år	15
Nominel rente	%	6%
Faktor på gaspris til fjernvarme i 'Lyns'		1,0

## Bygasløsning med kedel om sommeren

Forventet Max

Til bygas produktion	mio. m <sup>3</sup>	5,19	6,66
Til bygas produktion	MWh/år	31.055	39.812
Til kedeldrift	MWh/år	8.757	0
Virkningsgrad kedel	%	85%	
Varmeproduktion til CTR	MWh/år	7.444	
Biogaslager (udgår)	mio.kr		
Ledningsanlæg Lynetten-Raffinadervej 2	mio.kr	5,2	5,2
Ombygning af produktionsanlæg	mio.kr	1,5	1,5
Rensningsfaciliteter	mio.kr	1,5	1,5
Boostersanlæg	mio.kr	1,0	1,0
Odorisering	mio.kr	0,3	0,3
Invest i ledning, rens og blanding	mio.kr	9,5	9,5
Driftsudgifter til rensning af biogas	kr/m <sup>3</sup> biogas	0,41	0,41
Driftsudgifter til rensning af biogas	kr/MWh	69	69
<b>Beregningspriser</b>			
Værdi af fortrængt naturgas	kr/MWh	354	354
Værdi af fortrængt varme i CTR sommer	kr/MWh	67	67
<b>Nuværdigevindt ved bygasproduktion</b>			
Biogaslager (udgår)	mio.kr	0,0	0,0
Invest i ledning, rens og blanding	mio.kr	-11,1	-11,1
Driftsudgifter til rensning af biogas	mio.kr	-25,9	-33,1
Værdi af fortrængt naturgas	mio.kr	114,1	146,3
<b>Nuværdigevindt ved bygasproduktion</b>	<b>mio.kr</b>	<b>77</b>	<b>102</b>
Samfundsøkonomisk værdi af biogassen	kr/MWh	239	239
<b>Nuværdigevindt ved kedeldrift</b>			
Samfundsøkonomisk værdi af biogassen	mio.kr	6	
	kr/MWh	67	
<b>Nuværdigevindt ved biogassen i alt</b>	<b>mio.kr</b>	<b>83</b>	<b>102</b>
Samfundsøkonomisk værdi af biogassen	kr/MWh	201	247
<b>Faktorpriser</b>			
Værdi for samfundet af biogassen	kr/MWh	172	211

## Opgradering af biogas til naturgas til DONG

Forventet Max

Biogas til opgradering	mio. m <sup>3</sup>	6,66	6,66
Biogas til opgradering	MWh	39.812	39.812
Til kedeldrift	MWh/år	0	0
Virkningsgrad kedel	%	0,85	
Varmeproduktion til CTR	MWh/år	0	
Gasledning + trykforøgning + odorisering	mio.kr	10,5	10,5
Opgradering inkl kapitalomkostninger	kr/m <sup>3</sup> methan	0,84	0,84
Opgradering inkl kapitalomkostninger	kr/m <sup>3</sup> biogas	0,50	0,50
Mistet biogassalg under etabl. (1 år):	kr/m <sup>3</sup> biogas	0,05	0,05
<b>Beregningspriser</b>			
Værdi af fortrængt naturgas	kr/MWh	354	354
Værdi af fortrængt varme i CTR sommer	kr/MWh	67	67
<b>Nuværdigevindt ved opgradering</b>			
Drift og inv. i trykforøgning, ledning m.m.	mio.kr	-16,7	-16,7
Drift og investering til opgradering	mio.kr	-50,6	-50,6
Værdi af fortrængt naturgas	mio.kr	146,3	146,3
<b>Nuværdigevindt ved naturgasproduktion</b>	<b>mio.kr</b>	<b>79</b>	<b>79</b>
<b>Nuværdigevindt ved kedeldrift</b>			
Samfundsøkonomisk værdi af biogassen	mio.kr	0	0
	kr/MWh	0	0
<b>Nuværdigevindt ved biogassen i alt</b>	<b>mio.kr</b>	<b>79</b>	<b>79</b>
Samfundsøkonomisk værdi af biogassen	kr/MWh	191	191
<b>Faktorpriser</b>			
Værdi for samfundet af biogassen	kr/MWh	163	163

Oplyst af DONG og i DGC-notat:  
Heraf CAPEX: 0,84  
45%

CAPEX fuld skala anlæg mDKK: 24,13

## Centralt skøn

## Scenario 3: Nuværende udrådning (700 m3/h), forbedret afvanding (&gt;21,5 %TS)

## Samfundsøkonomisk beregning

2011 Forudsætninger markeret blå

## Motorløsning

Total virkningsgrad		86%
CM værdi		0,89
Elproduktion	MWh	14.919
Varmeproduktion til CTR	MWh	16.763
Anlægsinvestering i motor	mio.kr	13,5
<b>Beregningspriser</b>		
Værdi af fortrængt varme i CTR, middel	kr/MWh	157
Netto omk. varme ved biogaspris nul	kr/MWh	-270
<b>Nuværdigevindt ved gasmotor</b>		
Motor	mio.kr	-15,8
Driftsudgifter	mio.kr	-6,8
Mistet salg under etabl. (1 år):	mio.kr	-14,1
Netto værdi af energiproduktion	mio.kr	74,3
<b>Nuværdigevindt ved biogassen</b>	<b>mio.kr</b>	<b>38</b>
<i>Samfundsøk. værdi af biogassen</i>	<i>kr/MWh</i>	<i>99</i>
<b>Faktorpriser</b>		
<b>Værdi for samfundet af biogassen</b>	<b>kr/MWh</b>	<b>85</b>

Methanindhold i biogas:	60%
Mængde produceret	700 Nm3/h
Forbrug G/O kedler	0 Nm3/h
Mængde biogas til salg	700 Nm3/h

Forventet tilskud til biogas	øre/m3NGækv.	0
Naturgas pris	øre/m3NGækv.	250

<b>Biogas</b>	<b>mio. m3</b>	<b>6,132</b>
Methanindhold	%	60%
Brændværdi	MJ/m3	21,53
Brændværdi	MWh/1000m3	5,98
Biogasproduktion	MWh/år	36.669
Samfundsøkonomisk forrentning		5%
Samfundsøkonomisk annuitet		10,38
Nettoafgiftsfaktor		1,17
For selskabsøkonomi:		
Afskrivningsperiode	år	15
Nominel rente	%	6%
<b>Faktor på gaspris til fjernvarme i 'Lyns'</b>		<b>1,0</b>

## Bygasløsning med kedel om sommeren

Forventet

Max

Til bygas produktion	mio. m3	5,08	6,13
Til bygas produktion	MWh/år	30.401	36.669
Til kedeldrift	MWh/år	6.269	0
Virkningsgrad kedel	%	85%	
Varmeproduktion til CTR	MWh/år	5.328	
Biogaslager (udgår)	mio.kr		
Ledningsanlæg Lynetten-Raffinadervej 2	mio.kr	5,2	5,2
Ombygning af produktionsanlæg	mio.kr	1,5	1,5
Rensningsfaciliteter	mio.kr	1,5	1,5
Boostersanlæg	mio.kr	1,0	1,0
Odoisering	mio.kr	0,3	0,3
Invest i ledning, rens og blanding	mio.kr	9,5	-9,5
Driftsudgifter til rensning af biogas	kr/m3 biogas	0,41	0,41
Driftsudgifter til rensning af biogas	kr/MWh	69	69
<b>Beregningspriser</b>			
Værdi af fortrængt naturgas	kr/MWh	354	354
Værdi af fortrængt varme i CTR sommer	kr/MWh	67	67
<b>Nuværdigevindt ved bygasproduktion</b>			
Biogaslager (udgår)	mio.kr	0,0	0,0
Invest i ledning, rens og blanding	mio.kr	-11,1	-11,1
Driftsudgifter til rensning af biogas	mio.kr	-25,3	-30,5
Værdi af fortrængt naturgas	mio.kr	111,7	134,7
<b>Nuværdigevindt ved bygasproduktion</b>	<b>mio.kr</b>	<b>75</b>	<b>93</b>
<i>Samfundsøkonomisk værdi af biogassen</i>	<i>kr/MWh</i>	<i>239</i>	<i>239</i>
<b>Nuværdigevindt ved kedeldrift</b>			
	mio.kr	4	
<i>Samfundsøkonomisk værdi af biogassen</i>	<i>kr/MWh</i>	<i>67</i>	
<b>Nuværdigevindt ved biogassen i alt</b>	<b>mio.kr</b>	<b>80</b>	<b>93</b>
<i>Samfundsøkonomisk værdi af biogassen</i>	<i>kr/MWh</i>	<i>209</i>	<i>245</i>
<b>Faktorpriser</b>			
<b>Værdi for samfundet af biogassen</b>	<b>kr/MWh</b>	<b>179</b>	<b>209</b>

## Opgradering af biogas til naturgas til DONG

Forventet

Max

Biogas til opgradering	mio. m3	6,13	6,13
Biogas til opgradering	MWh	36.669	36.669
Til kedeldrift	MWh/år	0	0
Virkningsgrad kedel	%	0,85	
Varmeproduktion til CTR	MWh/år	0	
Gasledning+trykføregning+odorisering	mio.kr	10,5	10,5
Opgradering inkl kapitalomkostninger	kr/m3 methan	0,84	0,84
Opgradering inkl kapitalomkostninger	kr/m3 biogas	0,50	0,50
Mistet biogassalg under etabl.(1 år):	kr/m3 biogas	0,05	0,05
<b>Beregningspriser</b>			
Værdi af fortrængt naturgas	kr/MWh	354	354
Værdi af fortrængt varme i CTR sommer	kr/MWh	67	67
<b>Nuværdigevindt ved opgradering</b>			
Drift og inv. i trykføregning, ledning m.m.	mio.kr	-16,4	-16,4
Drift og investering til opgradering	mio.kr	-48,5	-48,5
Værdi af fortrængt naturgas	mio.kr	134,7	134,7
<b>Nuværdigevindt ved naturgasproduktion</b>	<b>mio.kr</b>	<b>70</b>	<b>70</b>
<b>Nuværdigevindt ved kedeldrift</b>			
	mio.kr	0	0
<i>Samfundsøkonomisk værdi af biogassen</i>	<i>kr/MWh</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<b>Nuværdigevindt ved biogassen i alt</b>	<b>mio.kr</b>	<b>70</b>	<b>70</b>
<i>Samfundsøkonomisk værdi af biogassen</i>	<i>kr/MWh</i>	<i>183</i>	<i>183</i>
<b>Faktorpriser</b>			
<b>Værdi for samfundet af biogassen</b>	<b>kr/MWh</b>	<b>157</b>	<b>157</b>

Oplyst af DONG og i DGC-notat:  
Heraf CAPEX 0,84  
45%

CAPEX fuld skala anlæg mDKK: 24,13

## Centralt skøn

## Scenario 4: Forbedret udrådning (900 m3/h), forbedret afvanding (&gt;21,5 %TS)

## Samfundsøkonomisk beregning

2011 Forudsætninger markeret blå

## Motorløsning

Total virkningsgrad		86%
CM værdi		0,89
Elproduktion	MWh	19.182
Varmeproduktion til CTR	MWh	21.553
Anlægsinvestering i motor	mio.kr	13,5
<b>Beregningspriser</b>		
Værdi af fortrængt varme i CTR, middel	kr/MWh	157
Netto omk. varme ved biogaspris nul	kr/MWh	-270
<b>Nuværdigevindt ved gasmotor</b>		
Motor	mio.kr	-15,8
Driftsudgifter	mio.kr	-8,7
Mistet salg under etabl. (1 år):	mio.kr	-18,1
Netto værdi af energiproduktion	mio.kr	95,5
<b>Nuværdigevindt ved biogassen</b>	<b>mio.kr</b>	<b>53</b>
<i>Samfundsøk. værdi af biogassen</i>	<i>kr/MWh</i>	<i>108</i>
<b>Faktorpriser</b>		
<b>Værdi for samfundet af biogassen</b>	<b>kr/MWh</b>	<b>92</b>

Methanindhold i biogas:	60%
Mængde produceret	900 Nm3/h
Forbrug G/O kedler	0 Nm3/h
Mængde biogas til salg	900 Nm3/h

Forventet tilskud til biogas	øre/m3NGækv.	0
Naturgas pris	øre/m3NGækv.	250

<b>Biogas</b>	<b>mio. m3</b>	<b>7.884</b>
Methanindhold	%	60%
Brændværdi	MJ/m3	21,53
Brændværdi	MWh/1000m3	5,98
Biogasproduktion	MWh/år	47.146
Samfundsøkonomisk forrentning		5%
Samfundsøkonomisk annuitet		10,38
Nettoafløfts faktor		1,17
For selskabsøkonomi:		
Afskrivningsperiode	år	15
Nominal rente	%	6%
<b>Faktor på gaspris til fjernvarme i 'Lyns'</b>		<b>1,0</b>

## Bygasløsning med kedel om sommeren

Forventet

Max

Til bygas produktion	mio. m3	5,22	7,88
Til bygas produktion	MWh/år	31.203	47.146
Til kedeldrift	MWh/år	15.943	0
Virkningsgrad kedel	%	85%	
Varmeproduktion til CTR	MWh/år	13.552	
Biogaslager (udg år)	mio.kr		
Ledningsanlæg Lynetten-Raffinaderivej 2	mio.kr	5,2	5,2
Ombygning af produktionsanlæg	mio.kr	1,5	1,5
Rensningsfaciliteter	mio.kr	1,5	1,5
Boostersanlæg	mio.kr	1,0	1,0
Odorisering	mio.kr	0,3	0,3
Invest i ledning, rens og blanding	mio.kr	9,5	9,5
Driftsudgifter til rensning af biogas	kr/m3 biogas	0,41	0,41
Driftsudgifter til rensning af biogas	kr/MWh	69	69
<b>Beregningspriser</b>			
Værdi af fortrængt naturgas	kr/MWh	354	354
Værdi af fortrængt varme i CTR sommer	kr/MWh	67	67
<b>Nuværdigevindt ved bygasproduktion</b>			
Biogaslager (udg år)	mio.kr	0,0	0,0
Invest i ledning, rens og blanding	mio.kr	-11,1	-11,1
Driftsudgifter til rensning af biogas	mio.kr	-26,0	-39,3
Værdi af fortrængt naturgas	mio.kr	114,7	173,2
<b>Nuværdigevindt ved bygasproduktion</b>	<b>mio.kr</b>	<b>78</b>	<b>123</b>
<i>Samfundsøkonomisk værdi af biogassen</i>	<i>kr/MWh</i>	<i>239</i>	<i>239</i>
<b>Nuværdigevindt ved kedeldrift</b>			
Samfundsøkonomisk værdi af biogassen	mio.kr	11	
	kr/MWh	67	
<b>Nuværdigevindt ved biogassen i alt</b>	<b>mio.kr</b>	<b>89</b>	<b>123</b>
<i>Samfundsøkonomisk værdi af biogassen</i>	<i>kr/MWh</i>	<i>181</i>	<i>251</i>
<b>Faktorpriser</b>			
<b>Værdi for samfundet af biogassen</b>	<b>kr/MWh</b>	<b>155</b>	<b>215</b>

## Opgradering af biogas til naturgas til DONG

Forventet

Max

Biogas til opgradering	mio. m3	7,45	7,88
Biogas til opgradering	MWh	44.575	47.146
Til kedeldrift	MWh/år	2.571	0
Virkningsgrad kedel	%	0,85	
Varmeproduktion til CTR	MWh/år	2.186	
Gasledning+trykforøgning+odorisering	mio.kr	10,5	10,5
Opgradering inkl kapitalomkostninger	kr/m3 methan	0,84	0,84
Opgradering inkl kapitalomkostninger	kr/m3 biogas	0,50	0,50
Mistet biogassalg under etabl.(1 år):	kr/m3 biogas	0,05	0,05
<b>Beregningspriser</b>			
Værdi af fortrængt naturgas	kr/MWh	354	354
Værdi af fortrængt varme i CTR sommer	kr/MWh	67	67
<b>Nuværdigevindt ved opgradering</b>			
Drift og inv. i trykforøgning, ledning m.m.	mio.kr	-17,3	-17,6
Drift og investering til opgradering	mio.kr	-53,8	-55,5
Værdi af fortrængt naturgas	mio.kr	163,8	173,2
<b>Nuværdigevindt ved naturgasproduktion</b>	<b>mio.kr</b>	<b>93</b>	<b>100</b>
<b>Nuværdigevindt ved kedeldrift</b>			
Samfundsøkonomisk værdi af biogassen	mio.kr	2	0
	kr/MWh	67	0
<b>Nuværdigevindt ved biogassen i alt</b>	<b>mio.kr</b>	<b>95</b>	<b>100</b>
<i>Samfundsøkonomisk værdi af biogassen</i>	<i>kr/MWh</i>	<i>193</i>	<i>205</i>
<b>Faktorpriser</b>			
<b>Værdi for samfundet af biogassen</b>	<b>kr/MWh</b>	<b>165</b>	<b>175</b>

Oplyst af DONG og i DGC-notat:  
Heraf CAPEX 45%

CAPEX fuld skala anlæg mDKK: 24,13

# NOTAT

## SELSKABSØKONOMISK BEREGNING

Projekt **Udnyttelse af biogas fra Lynetten**  
 Kunde **Lynettefællesskabet I/S (LF)**  
 Dato **2011-10-10**  
 Fra **Gert Schultz / Martin Hostrup**

### 1. Baggrund

Formålet med dette notat er at belyse de selskabsøkonomiske forhold ved anvendelse af biogas fra Lynetten til produktion af bygas.

Antagelserne om mængder af biogas til rådighed samt generelle forudsætninger og forudsætninger med hensyn til teknisk indretning af anlæg, afsætning af biogas m.v. er de samme som beskrevet i bilaget om de samfundsøkonomiske beregninger.

Dato 2011-10-10

Rambøll  
 Hannemanns Allé 53  
 2300 København S

T +45 5161 1000  
 F +45 5161 1001  
 www.ramboll.dk

### 2. Selskabsøkonomi

Den selskabsøkonomiske analyse af bygasløsningen er gennemført under følgende forudsætninger:

Ref. 570-9459701

#### 2.1 Indtægter

##### *Salg af varme:*

Det er relevant at sælge varme i et eller andet omfang. Efter møde med Centrakommunernes Transmissionsselskab I/S (CTR) og Københavns Energi A/S Varme (KE-varme) omkring aftag af varmen fra Lynetten er det foreløbig sandsynliggjort, at kunderne mellem Lynetten og Amagerværket vil kunne nøjes med en fremløbstemperatur på maksimalt 80 grader fra Lynetten, hvorved det ikke bliver nødvendigt at opblende vandet fra røggaskondenseringen med varmere vand fra en gasmotor eller en kedel.

Varme til CTR sælges i dag til en pris på 40 kr/MWh i henhold til den oprindelige kontrakt. Det antages, at varmen, som kommer direkte fra biogassen i form af varme fra kedlen eller varme fra gasmotoren ikke belægges med afgift og, at den i lighed med varmen fra andre biogasmotorer kan erstatte varme fra afgiftsbelagte brændsler. Det er anslået at varmen, der leveres til CTR, har en værdi på mellem 200 og 240 kr/MWh for CTR. Om sommeren er det højst 200 kr/MWh, om vinteren formentlig noget mere end 240 kr/MWh.

Der er her foretaget beregninger for en varmepris på hhv. 40 og 200 kr/MWh (i resultatark kaldet hhv. 'Nuværende CTR pris' og 'Ny middel CTR pris').

Baggrunden for den store forskel i varmeafregningsprisen mellem den gamle aftale og hvad der forventes i en ny aftale (hhv. 40 og 200 kr/MWh) er at den gamle aftale rummer mulighed for både varmesalg og -køb til samme afregningspris. Det vurderes at det ikke vil være nødvendigt at have mulighed for varmekøb fremover.

*Naturgaspris:*

Prisen på naturgas indgår i salgsprisen for biogas.

Tilbuddet fra Københavns Energi A/S Bygas (KE-bygas) er bygget op på følgende måde:

LF salgspris = Naturgas pris + Biogastilskud – omkostninger (eks. rensning og ledning)

Alternativt kan man lade naturgasprisen følge markedet.

DONGs erhvervspris for naturgas var i juni måned 2010 ca. 2,75 kr/Nm<sup>3</sup> naturgasækvivalent og lå i august måned 2010 på 2,90 kr/Nm<sup>3</sup> naturgasækvivalent.

Der er her foretaget beregninger for en naturgaspris på hhv. 2,50 og 3,00 kr/Nm<sup>3</sup> naturgasækvivalent.

*Biogaspris:*

Salgspris for biogas til bygas beregnes ud fra ovennævnte formel og vil bl.a. afhænge af tilskuddet for biogas, som i beregningen er sat til 2,78 kr/Nm<sup>3</sup> naturgasækvivalent. Prisen på biogas forventes at kunne blive mellem 4,6 – 5,1 kr /Nm<sup>3</sup> naturgasækvivalent alt efter hvilken naturgaspris som benyttes.

## 2.2 Udgifter

Udgifter til etablering og drift er indregnet baseret på de oplysninger og estimater som har været tilgængelige. For etableringsomkostningerne er der regnet med en afskrivningstid på 15 år og en nominal rente på 6%.

## 2.3 Resultater

Der er foretaget beregning af økonomien af bygasløsningen under de varierende forudsætninger, som opstillet i de 4 forskellige scenarier vist i tabel 1.

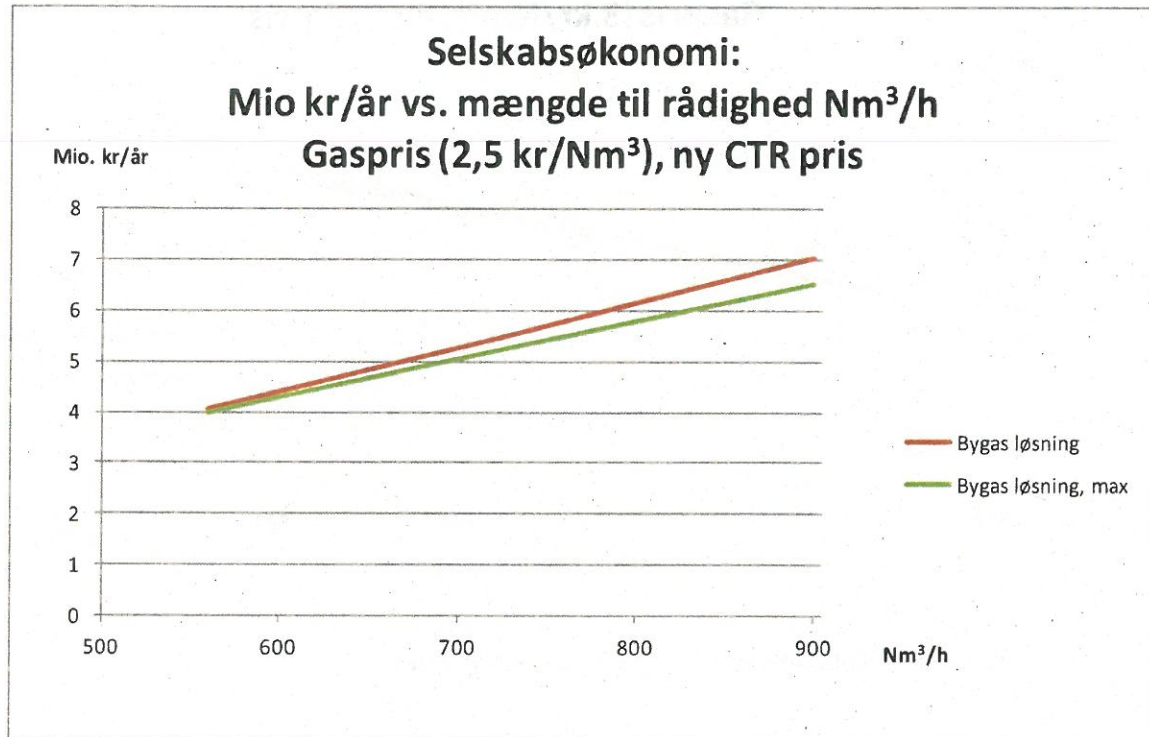
Løsningsalternativ	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Bygas	700 m <sup>3</sup> /h 20,5% TS	900 m <sup>3</sup> /h 20,5% TS	700 m <sup>3</sup> /h 21,5% TS	900 m <sup>3</sup> /h 21,5% TS

**Tabel 1: Beregninger af alternativer og scenarier**

Resultatet i form af beregningsark for de 4 scenarier er vedlagt.

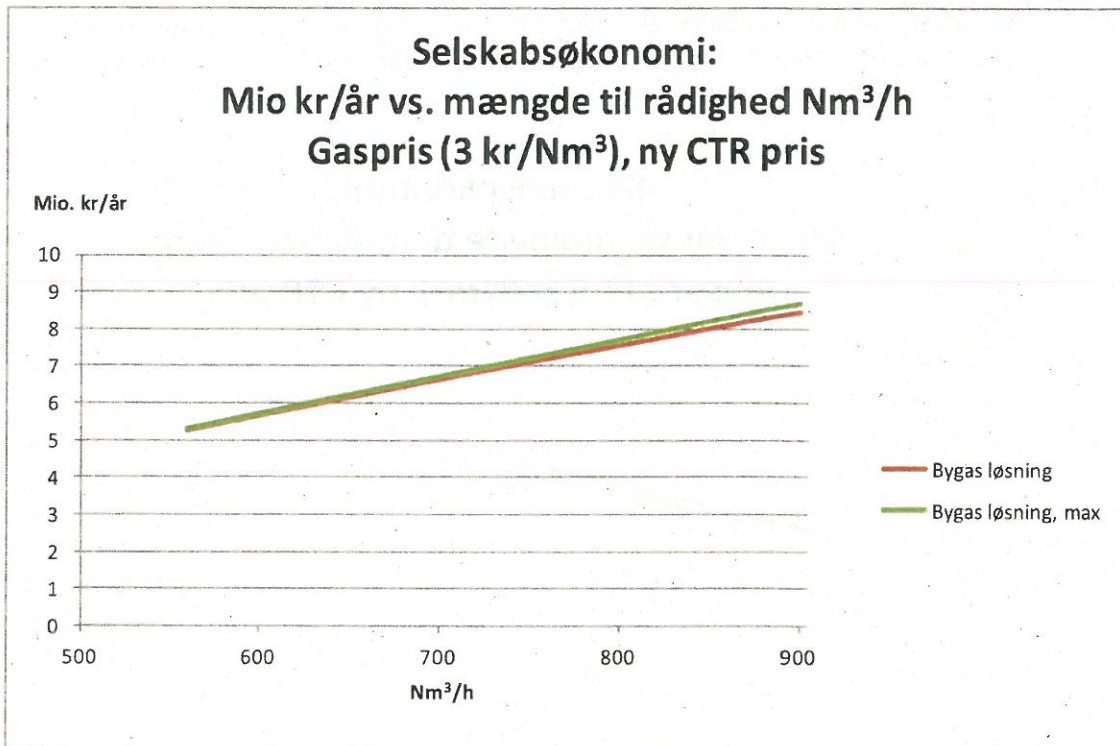


Resultatet er ligeledes gengivet i Figur 1 (for naturgaspris = 2,50 kr/Nm<sup>3</sup>) og Figur 2 (for naturgaspris = 3,00 kr/Nm<sup>3</sup>), hvor salgsindtægten for første driftsår er angivet som funktion af den mængde som er til rådighed.



**Figur 1: Selskabsøkonomi, gaspris = 2,5 kr/Nm<sup>3</sup>**

Indtægten fra biogas kan således for Lynettefællesskabet I/S (LF) komme tæt på 9 mio. kr. om året alt afhængig af den benyttede naturgaspris (grøn graf på Figur 2).



**Figur 2: Selskabsøkonomi, gaspris = 3 kr/Nm<sup>3</sup>**

## Bilag: Selskabsøkonomi for de 4 scenarier

### Centralt skøn

#### Scenario 1: Nuværende udrådning (700 m<sup>3</sup>/h), nuværende afvanding (20,5 %TS)

Bygasløsning med kedel om sommeren	CTR-pris		Nuværende CTR pris		Ny middel CTR pris		Max	
	Aftag af biogas		Forventet		Forventet			
	Øre/m <sup>3</sup> NGækv.		250	300	250	300	250	300
<b>Naturgas pris</b>								
Til bygas produktion	mio. m <sup>3</sup>		4,590	4,590	4,590	4,590	4,906	4,906
Ækvivalent naturgasmængde	mio.m <sup>3</sup> Ngækv		2,495	2,495	2,495	2,495	2,667	2,667
Til bygas produktion	MWh/år		27.446	27.446	27.446	27.446	29.337	29.337
Til kedeldrift	MWh/år		1.891	1.891	1.891	1.891		
Virkningsgrad kedel	%		85%	85%	85%	85%		
Varmeproduktion til CTR	MWh/år		1.607	1.607	1.607	1.607		
Salgspris CTR, subst. pris inkl afgift	kr/MWh		40	40	200	200		
Opgradering/rens	kr/m <sup>3</sup> biogas		0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Kostbaseret biogas pris iht. KE	kr/m <sup>3</sup> NGækv.		1,49	1,99	1,49	1,99	1,49	1,99
Forventet tilskud til biogas iht. KE	kr/m <sup>3</sup> NGækv.		0	0	0	0	0	0
Afregningspris i alt ab Lynetten	kr/m <sup>3</sup> NGækv.		1,49	1,99	1,49	1,99	1,49	1,99
Salg biogas til KE	1000 kr/år		3.717	4.965	3.717	4.965	3.974	5.307
Tilskud biogas fra salg til KE	1000 kr/år		0	0	0	0	0	0
Salg til CTR	1000 kr/år		64	64	321	321	0	0
<b>Værdi af biogassen</b>	<b>1000 kr/år</b>		<b>3.782</b>	<b>5.029</b>	<b>4.039</b>	<b>5.286</b>	<b>3.974</b>	<b>5.307</b>
Værdi af biogassen	kr/MWh		129	171	138	180	135	181
Værdi af biogassen	kr/m <sup>3</sup> biogas		0,8	1,0	0,8	1,1	0,8	1,1

### Centralt skøn

#### Scenario 2: Forbedret udrådning (900 m<sup>3</sup>/h), nuværende afvanding (20,5 %TS)

Bygasløsning med kedel om sommeren	CTR-pris		Nuværende CTR pris		Ny middel CTR pris		Max	
	Aftag af biogas		Forventet		Forventet			
	Øre/m <sup>3</sup> NGækv.		250	300	250	300	250	300
<b>Naturgas pris</b>								
Til bygas produktion	mio. m <sup>3</sup>		5,193	5,193	5,193	5,193	6,658	6,658
Ækvivalent naturgasmængde	mio.m <sup>3</sup> Ngækv		2,823	2,823	2,823	2,823	3,619	3,619
Til bygas produktion	MWh/år		31.055	31.055	31.055	31.055	39.812	39.812
Til kedeldrift	MWh/år		8.757	8.757	8.757	8.757		
Virkningsgrad kedel	%		85%	85%	85%	85%		
Varmeproduktion til CTR	MWh/år		7.444	7.444	7.444	7.444		
Salgspris CTR, subst. pris inkl afgift	kr/MWh		40	40	200	200		
Opgradering/rens	kr/m <sup>3</sup> biogas		0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Kostbaseret biogas pris iht. KE	kr/m <sup>3</sup> NGækv.		1,52	2,02	1,52	2,02	1,52	2,02
Forventet tilskud til biogas iht. KE	kr/m <sup>3</sup> NGækv.		0	0	0	0	0	0
Afregningspris i alt ab Lynetten	kr/m <sup>3</sup> NGækv.		1,52	2,02	1,52	2,02	1,52	2,02
Salg biogas til KE	1000 kr/år		4.290	5.702	4.290	5.702	5.500	7.310
Tilskud biogas fra salg til KE	1000 kr/år		0	0	0	0	0	0
Salg til CTR	1000 kr/år		298	298	1.489	1.489	0	0
<b>Værdi af biogassen</b>	<b>1000 kr/år</b>		<b>4.588</b>	<b>6.000</b>	<b>5.779</b>	<b>7.191</b>	<b>5.500</b>	<b>7.310</b>
Værdi af biogassen	kr/MWh		115	151	145	181	138	184
Værdi af biogassen	kr/m <sup>3</sup> biogas		0,7	0,9	0,9	1,1	0,8	1,1

## Centralt skøn

Scenario 3: Nuværende udrådning (700 m<sup>3</sup>/h), forbedret afvanding (>21,5 %TS)

Bygasløsning med kedel om sommeren	CTR-pris	Nuværende CTR pris		Ny middel CTR pris		Max	
		Forventet		Forventet			
	Aftag af biogas Øre/m <sup>3</sup> NGækv.	250	300	250	300	250	300
<b>Naturgas pris</b>							
Til bygas produktion	mio. m <sup>3</sup>	5,084	5,084	5,084	5,084	6,132	6,132
Ækvivalent naturgasmængde	mio.m <sup>3</sup> NGækv	2,764	2,764	2,764	2,764	3,334	3,334
Til bygas produktion	MWh/år	30.401	30.401	30.401	30.401	36.669	36.669
Til kedeldrift	MWh/år	6.269	6.269	6.269	6.269		
Virkningsgrad kedel	%	85%	85%	85%	85%		
Varmeproduktion til CTR	MWh/år	5.328	5.328	5.328	5.328		
Salgspris CTR, subst. pris inkl afgift	kr/MWh	40	40	200	200		
Opgradering/rens	kr/m <sup>3</sup> biogas	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
Kostbaseret biogas pris iht. KE	kr/m <sup>3</sup> NGækv.	1,51	2,01	1,51	2,01	1,51	2,01
Forventet tilskud til biogas iht. KE	kr/m <sup>3</sup> NGækv.	0	0	0	0	0	0
Afregningspris i alt ab Lynetten	kr/m <sup>3</sup> NGækv.	1,51	2,01	1,51	2,01	1,51	2,01
Salg biogas til KE	1000 kr/år	4.186	5.568	4.186	5.568	5.050	6.716
Tilskud biogas fra salg til KE	1000 kr/år	0	0	0	0	0	0
Salg til CTR	1000 kr/år	213	213	1.066	1.066	0	0
<b>Værdi af biogassen</b>	<b>1000 kr/år</b>	<b>4.399</b>	<b>5.781</b>	<b>5.252</b>	<b>6.634</b>	<b>5.050</b>	<b>6.716</b>
Værdi af biogassen	kr/MWh	120	158	143	181	138	183
Værdi af biogassen	kr/m <sup>3</sup> biogas	0,7	0,9	0,9	1,1	0,8	1,1

## Centralt skøn

Scenario 4: Forbedret udrådning (900 m<sup>3</sup>/h), forbedret afvanding (>21,5 %TS)

Bygasløsning med kedel om sommeren	CTR-pris	Nuværende CTR pris		Ny middel CTR pris		Max	
		Forventet		Forventet			
	Aftag af biogas Øre/m <sup>3</sup> NGækv.	250	300	250	300	250	300
<b>Naturgas pris</b>							
Til bygas produktion	mio. m <sup>3</sup>	5,218	5,218	5,218	5,218	7,884	7,884
Ækvivalent naturgasmængde	mio.m <sup>3</sup> NGækv	2,837	2,837	2,837	2,837	4,286	4,286
Til bygas produktion	MWh/år	31.203	31.203	31.203	31.203	47.146	47.146
Til kedeldrift	MWh/år	15.943	15.943	15.943	15.943		
Virkningsgrad kedel	%	85%	85%	85%	85%		
Varmeproduktion til CTR	MWh/år	13.552	13.552	13.552	13.552		
Salgspris CTR, subst. pris inkl afgift	kr/MWh	40	40	200	200		
Opgradering/rens	kr/m <sup>3</sup> biogas	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Kostbaseret biogas pris iht. KE	kr/m <sup>3</sup> NGækv.	1,52	2,02	1,52	2,02	1,52	2,02
Forventet tilskud til biogas iht. KE	kr/m <sup>3</sup> NGækv.	0	0	0	0	0	0
Afregningspris i alt ab Lynetten	kr/m <sup>3</sup> NGækv.	1,52	2,02	1,52	2,02	1,52	2,02
Salg biogas til KE	1000 kr/år	4.314	5.732	4.314	5.732	6.518	8.661
Tilskud biogas fra salg til KE	1000 kr/år	0	0	0	0	0	0
Salg til CTR	1000 kr/år	542	542	2.710	2.710	0	0
<b>Værdi af biogassen</b>	<b>1000 kr/år</b>	<b>4.856</b>	<b>6.274</b>	<b>7.024</b>	<b>8.442</b>	<b>6.518</b>	<b>8.661</b>
Værdi af biogassen	kr/MWh	103	133	149	179	138	184
Værdi af biogassen	kr/m <sup>3</sup> biogas	0,6	0,8	0,9	1,1	0,8	1,1

MODT. RL

14 FEB. 2011

RAMBØLL

**Principaftale: Levering af biogas fra Lynetten til KE**

Mellem parterne:

Lynettefællesskabet I/S (herefter kaldet LF)  
 Refshalevej 250  
 1432 København K.  
 CVR: 16656240

og

KE Bygas A/S (herefter kaldet KE)  
 c/o Københavns Energi,  
 Ørestads Boulevard 35  
 2450 København S.  
 CVR: 26085799

15.33.05			Sagsbeh.: TK
TK	AS X	KR	SJ X
BS	HJO	CT	HH
JKG	BA	LV	MAB
AD	TP	PC	JW
ML	TV	TL	

er der dags dato indgået følgende principaftale for samarbejdet.

**§1. Baggrund**

I forbindelse med idriftsættelse af LF's nye ovnanlæg på Lynetten vil der fra medio 2011 være et overskud af biogas, som ikke længere skal benyttes som støttebrændsel for slamforbrænding.

KE er interesseret i aftage overskydende biogas fra LF, idet man ønsker at benytte dette som et ikke fossilt alternativ til naturgas i forbindelse med produktion af bygas.

Parterne bekræfter hermed, at man er blevet enige om at indgå en aftale for levering og afregning af biogas fra LF til KE (herefter betegnet Gasleveringsaftalen). I Gasleveringsaftalen aftales blandt andet nærmere om aftaleperiode og opsigelighed, model for prisberegning og betalingsbetingelser, mængde, kvalitet, tryk, dagsprofiler, måling, leveringsgarantier og leveringssted. Gasleveringsaftalens indgåelse er betinget af, at de nødvendige myndighedsgodkendelser kan opnås, herunder godkendelse af projektforslag efter varmforsyningsloven.

Parterne er enige om, at principaftalen skal suppleres af indgåelse af Gasleveringsaftalen, lejekontrakt for areal til brug for anlæg og ledninger, aftale om ret og pligt vedrørende nødvendige anlæg i henhold til projektforslag, og at denne principaftale er betinget af samtlige af disse aftalers indgåelse, herunder af at de nødvendige myndighedsgodkendelser for aftalerne opnås.

Parterne er enige om, at der ikke påbegyndes anlægsarbejder af hverken biogasanlæg eller ledningsføring, førend ovennævnte aftaler er indgået.

Nærværende principaftale er gældende indtil datoen for Gasleveringsaftalens ikrafttræden, hvorefter den bortfalder uden at parterne i den anledning kan gøre krav gældende mod hinanden.

## **RAMBOLL**

### **§2. Omfang**

Denne principaftale omfatter placering, projektering, installation og drift af alle nødvendige anlæg, rør og tekniske installationer, som det vil være påkrævet at etablere for, at KE kan foretage den nødvendige oplagring, rensning og behandling af den biogas, som leveres fra LF's renseanlæg på Lynetten.

### **§ 3. Belliggenhed af anlæg til gasrensning og ledninger**

Til rensning, oplagring og behandling af biogas opføres og installeres en række nødvendige anlæg, rør og tekniske installationer. Disse vil være beliggende på LF's grund, og deres placering fastlægges i fællesskab af parterne.

Arealets størrelse skal give plads til et anlæg af en hensigtsmæssig driftsstørrelse. Størrelsen af arealet fastsættes ved opmåling foretaget af landinspektør ved påbegyndelse af anlæggets etablering.

Til sikring af KE's rettigheder tinglyses en deklaration herfor på matr. nr. 577 Christianshavns Kvarter, København.

KE betaler LF leje for benyttelse af det areal hvorpå anlægget til behandling af biogas er placeret. Retningslinjer og betingelser herfor fastlægges i lejeaftalen.

### **§ 4. Leveringsforhold og biogasmængder**

LF leverer biogas fra Renseanlæg Lynetten i mængder og af en kvalitet som fastsat i Gasleveringsaftalen. Parterne giver med nærværende principaftale tilsagn om at ville arbejde konstruktivt mod at sikre, at Gasleveringsaftalen vil blive udfærdiget således, at den foreligger underskrevet af parterne senest 1. maj 2011.

### **§5. Grænseflader**

LF opsætter en afregningsmåler efter kravspecifikation opstillet af KE, og med en placering som fastlægges i fællesskab af parterne. Nærmere vilkår om måler og måling aftales i Gasleveringsaftalen.

KE projekterer, opstiller og driver alle nødvendige anlæg efter leveringsgrænsen.

Hver part overvåger løbende og til enhver tid driften af egne anlæg.

### **§6. Afregningsprincip**

Prisen ansættes til det KE sparer ved mindre indkøb af naturgas.

Formlen som benyttes ved afregning af biogas skal være:

LF salgspris = Naturgaspris - produktionsomkostninger.

LF salgspris er prisen for biogas omregnet til naturgasækvivalenter.

**RAMBOLL**

Naturgaspris er KE's månedlige indkøbspris pr. m<sup>3</sup> for naturgas til bygasproduktion inklusive betaling for transport af gassen, herunder betaling for lager og nødforsyning.

Produktionsomkostninger inkluderer driftsomkostninger til rensning af biogassen, forrentning og afskrivning af investeringer i anlæg og ledninger, leje af grund, samt øvrige etablerings- og driftsudgifter, der er nødvendiggjort af biogasleverancen.

Tilskud til biogas tilfalder LF og indgår ikke i formlen.

Detaljerede prisvilkår, herunder forrentningsprocent og afskrivningsvilkår, aftales nærmere i Gasleveringsaftalen med angivelse af regneeksempel.

#### **§7. Force majeure og tvistebehandling**

Vilkår om force majeure og tvistebehandling aftales i de efterfølgende aftaler. Parterne er enige om, at der er omstændigheder, der skal betegnes som force majeure. Parterne er enige om, at udgangspunktet for enhver tvisteløsning er en direkte dialog.

#### **§8. Forpligtelser, samarbejdsformer og overordnet tidsplan**

Gennemførelse af nærværende principaftale sker efter de aftaler og den forståelse mellem parterne der fremgår af referat af mødet den 2. november 2010, jf. bilag 1.

Parterne er enige om, at samarbejdet sker med udgangspunkt i vedlagte overordnede tidsplan, jf. bilag 2, der samtidig anvendes i projektansøgningen.

Samarbejdet og gennemførelsen af projektet koordineres på styregruppe- og projektmøder med deltagelse af relevante medarbejdere og repræsentanter for parterne. Hyppigheden af styregruppe- og projektmøderne fastsættes af parterne.

Der udarbejdes referat af møderne, hvoraf det fremgår, hvilke beslutninger og aftaler der er indgået samt hvem der er ansvarlig for udførelse af arbejdsopgaver i forbindelse med projektets gennemførelse.

Disse referater af møderne er bindende for parterne.

#### **§9. Principaftalens ophør**

Principaftalen er gældende indtil datoen for Gasleveringsaftalens ikrafttræden, hvorefter den bortfalder. Har parterne ikke aftalt Gasleveringsaftalens ikrafttræden senest 31.12.2012 bortfalder principaftalen. Parterne kan indtil tidspunktet for indgåelse af Gasleveringsaftalen opsiges principaftalen med 6 måneders varsel.

Parterne kan ikke gøre krav gældende mod hinanden i anledning af principaftalens ophør, hvis ophørsgrunden er en af ovenstående.

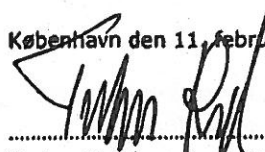
**RAMBØLL**

**§ 10. KE's omkostninger til udarbejdelse af projektet i projektfasen**

KE registrerer løbende de eksterne omkostninger til udarbejdelse af projektet. Regnskab over de eksterne omkostninger forelægges løbende på styregruppe- og projektmøderne. KE's interne omkostninger til udarbejdelse af projektet afholdes som en investering i egen udbygning af know how om biogas, og som led i opfyldelse af målsætningen om en CO<sub>2</sub>-neutral bygasforsyning.

Såfremt der ikke bliver indgået en Gasleveringsaftale, bærer hver part alle egne omkostninger i forbindelse med forarbejderne til projektet og indtil tidspunktet for ophør af samarbejdet mellem parterne.

København den 11. februar 2011

  
.....  
Torben Knudsen, Lynettefællesskabet I/S

  
.....  
Astrid Birnbaum, KE Bygas A/S

**Bitag 1** Referat af 2. november 2010

**Bitag 2** Overordnet tidsplan