



Omkostning ved tilslutning af biometan til naturgasnettet

Kunderapport
December 2013

RAPPORT

Omkostning ved tilslutning af biometan til naturgasnettet

Torben Kvist

Titel : Tilslutning af biometan til naturgasnettet

Rapport kategori : Kunderapport

Forfatter : Torben Kvist

Dato for udgivelse : 01.12.13

Copyright : Dansk Gasteknisk Center a/s

Sagsnummer : 739-46; \\filsv\projekt\739\46 Tilslutning af biogas til gasnettet\Rapportering\Nettilslutning_final.docx

Sagsnavn : Tilslutning af biometan til gasnettet

Indholdsfortegnelse	Side
1 Indledning	2
2 Baggrund.....	3
2.1 Opgradering og gaskvalitet.....	3
2.2 Tilslutning af opgraderet biogas til naturgasnettet	3
2.2.1 Kontrol og måling	3
2.2.2 Odorisering.....	4
2.2.3 Trykregulering.....	4
2.2.4 Afsætning	4
2.2.5 Afregning	4
2.3 Afsætning af biometan.....	4
3 Afregning af gaskunder.....	6
3.1 Metoder til sikring af korrekt afregning	7
3.1.1 Brændværdijustering	7
3.1.2 Injektion af biometan ved M/R-station	7
3.1.3 Sektionering af gasnet	8
3.1.4 Beregn brændværdi vha. ”Quality tracker”	8
3.2 Hvor i gassystemet tilsluttes biometan?.....	9
4 Ansvarsforhold.....	10
5 Økonomiske konsekvenser af regelændring	12
5.1 Afgrænsning.....	12
5.2 Beregning af tilslutningsomkostningernes størrelse.....	12
5.3 Betydning for gasforbrugerne	17
5.4 Nettilslutnings- og opgraderingsomkostninger.....	18
5.5 Afholdelse af netselskabernes omkostninger.....	20
5.6 Beregningsgrundlag for ”henførbare omkostninger”	21
6 Referencer	23

Bilag

Bilag A	Afregning af gaskunder
Bilag B	Illustration af tilstedeværelse af gasfronter i gasnet

1 Indledning

Nærværende rapport belyser forskellige forhold i relation til tilslutning af opgraderet biogas til naturgasnettet. Det drejer sig om såvel tekniske og økonomiske forhold som de rammebetingelser, området er underlagt.

Opgaven er løst for Energistyrelsens Biogastaskforce af Dansk Gasteknisk Center a/s på baggrund af bl.a. informationer fra gasselskaberne, HMN Natargas, Natargas Fyn og DONG Gas Distribution og E.ON Danmark.

2 Baggrund

Flere aktører mener, at biogasproducenterne skal betale en for stor del af omkostningerne ved at tilslutte biogassen til naturgasnettet, da de med det nuværende regelsæt skal betale de ”direkte henførbare omkostninger” ved nettilslutningen. I stedet foreslås, at reglerne ændres, så der indføres regler for indpasning af vedvarende gasser i gassystemet, som er parallelle med de gældende regler i elsystemet. Biogasproducenten bør således afholde omkostningerne frem til tilslutningspunkt på nærmeste 4 bar net, svarende til elproducenters tilslutning på 10 kV nettet, hvorefter det samlede energisystem foretager de eventuelt nødvendige systemtilpasninger.

Formålet med denne rapport er at belyse fordele, ulemper og konsekvenser af, at der for tilslutning af biogas til naturgasnettet udarbejdes en parallel regel til reglen for nettilslutning af kraftvarmeværker

2.1 Opgradering og gaskvalitet

Biogas kan afsættes via naturgasnettet. Det kræver, at gassen opgraderes og renses, sådan at den har en kvalitet, der lever op til de krav, der er til gas i naturgasnettet. Det indebærer at gassens indhold af CO₂, O₂, H₂S (svovlbrinte), fugt m.v. reduceres til et givet niveau. Disse krav til gaskvaliteten er beskrevet i Gasreglementets afsnit C12.

Alle gasforbrugende apparater, der forsynes fra naturgasnettet, skal kunne fungere sikkert, med enhver gas, der lever op Gasreglementets krav. Det betyder, at alle apparater også skal kunne fungere tilfredsstillende og sikkert på vilkårlige blandinger af opgraderet biogas og naturgas – herunder 100 % opgraderet biogas.

2.2 Tilslutning af opgraderet biogas til naturgasnettet

Efter biogassen er opgraderet, kan den tilsluttes naturgasnettet. Nettilslutningen omfatter mere end blot at koble den opgraderede biogas til naturgasnettet. Nettilslutning inkluderer følgende forhold:

2.2.1 Kontrol og måling

Dette indebærer kontinuerte og periodiske målinger af den opgraderede biogas' sammensætning med henblik på at kunne dokumentere, at gassen lever op til de krav, der stilles til gassen som beskrevet i Gasreglementets afsnit

C12. Desuden skal den injicerede energimængde bestemmes, hvilket inkluderer flow- og brændværdibestemmelse.

2.2.2 Odorisering

Den opgraderede biogas tilsættes odorant – dvs. et lugtstof – inden den injiceres. Det gøres for at kunne detektere en eventuel lækage i gassystemet eller i det gasforbrugende apparat.

2.2.3 Trykregulering

Trykket i den opgraderede biogas er ofte højere end de 4 bar, der normalt er det maksimale driftstryk gasdistributionsnettet. Af hensyn til nettets integritet skal det beskyttes mod overtryk.

2.2.4 Afsætning

Ofte vil et lokalt distributionsnet ikke kunne aftage hele biogasproduktionen. Det kan bl.a. skyldes, at gasforbruget er lavt i sommerperioden. Når gasforbruget i en periode er lavere end produktionen, vil det være nødvendigt at afsætte den overskydende del af den opgraderede biogas via et andet gasnet. Det vil ofte indebære kompression til et højere trykniveau.

2.2.5 Afregning

Gaskunderne har krav på, at de afregnes med en tilfredsstillende nøjagtighed. Det er én af gasdistributionssekskabernes forpligtelser at sikre dette.

2.3 Afsætning af biometan

4 bar nettene har som nævnt en begrænset kapacitet. Det betyder, at i sommerperioderne vil de fleste af disse net ikke kunne aftage en gasmængde svarende til produktionen af biometan. Det vil i disse situationer være nødvendigt at komprimere en del af gassen til fx 40 bar og afsætte den overskydende gas til fordelingsnettet. Hvis der ikke er et egnet 4 bar net i nærheden af opgraderingsanlægget, kan man vælge at afsætte hele produktionen af biometan via fordelingsnettet og i visse tilfælde også transmissionsnettet, der kan have et tryk på op til 80 bar.

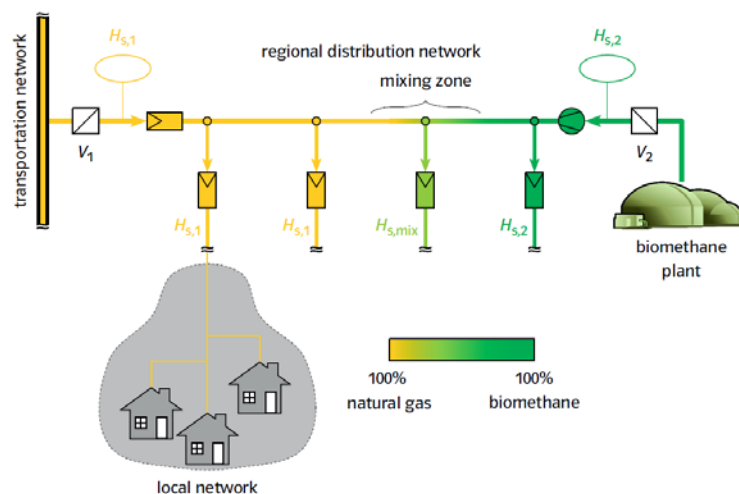
En kompressor til komprimering af $1000 \text{ m}^3/\text{h}$ biometan fra 4 til 40 bar koster omkring 4 mio. kr. Driftsomkostninger i form af el beløber sig til ca. 8 øre/ m^3 , og drifts- og vedligeholdelseskostninger er ca. 150.000 kr./år /1/.

De samlede omkostninger til kompression af $650 \text{ m}^3/\text{h}$ biometan, svarende til omkring $1000 \text{ m}^3/\text{h}$ biogas, bliver 0,2 kr./ $\text{m}^3 \text{ CH}_4$. Hvis der i stedet er tale om den dobbelte gasmængde, reduceres den specifikke omkostning til 0,15 kr./ $\text{m}^3 \text{ CH}_4$. Ca. halvdelen af omkostninger er fasteomkostninger og ca. halvdelen driftsomkostninger, der afhænger af den komprimerede gasmængde /1/.

3 Afregning af gaskunder

Gasdistributionsselskaberne er forpligtet til at sikre, at de danske gaskunders gasforbrug afregnes med tilfredsstillende nøjagtighed.

Det kan være en udfordring, eftersom brændværdien af en opgraderet biogas, der lige netop lever op til gasreglementets krav, har en brændværdi, der er mere end 10 % lavere end brændværdien af typisk dansk naturgas fra Nordsøen. Afregningsproblematikken er illustreret i Figur 1. Illustrationen viser et gasdistributionsnet, der forsynes med naturgas fra venstre side og med opgraderet biogas fra højre side. Det betyder, at de gaskunder, der ligger nærmest naturgasnettet, primært vil blive forsynet med naturgas, og at kunderne nærmest det sted, hvor biogassen injiceres, primært vil blive forsynet med opgraderet biogas med en lavere brændværdi end naturgas.



Figur 1 Illustration af afregningsproblematikken, når et gasnet forsynes forskellige steder med gas, der ikke har samme brændværdi. Fra [2].

I et gasnet som det, der er illustreret i Figur 1, hvor der injiceres fx opgraderet biogas et sted og naturgas et andet sted i nettet, vil der være en forholdsvis veldefineret skilleflade, hvor der er naturgas på den ene side og opgraderet biogas på den anden. For yderligere information henvises til Bilag 2.

Energiforbruget hos den enkelte kunde beregnes med udgangspunkt i det målte forbrug og en afregningsbrændværdi for området. Afregningsbrændværdien er den brændværdi, der anvendes af distributionsselskaberne til omregning af den leverede gasmængde (målt volumen og angivet som m^3_n) til energi (angivet som kWh_θ - øvre brændværdi).

Den maksimalt tilladelige fejl på allokering af afregningsbrændværdien er +2 % på årsbasis. Dette krav gælder for kunder med et *normalt gasforbrug*¹. Kravet er fastlagt af distributionsselskaberne i samarbejde med DGC på baggrund af en vurdering af, hvad der er teknisk muligt og økonomisk hensigtsmæssigt ved realistiske scenarier for gaskvalitet.

3.1 Metoder til sikring af korrekt afregning

I det følgende beskrives forskellige måder, hvorpå man kan sikre, at gaskunderne afregnes tilfredsstillende.

3.1.1 Brændværdijustering

I lande som Sverige og Tyskland tilsættes propan til biometan, inden den injiceres, sådan at den har en brændværdi svarende til den naturgas, der er i gasnettet.

Fordele

- Enkel og effektiv.
- Lave investeringsomkostninger.

Ulemper

- Høje driftsomkostninger i form af propan.
- Der skal anvendes en propanmængde svarende til ca. 20 % af energien i biometan/propanblandingen. Det betyder, at et lokalt distributionsnet kan aftage op til 20 % mindre biometan uden at skulle komprimere gassen og afsætte den via et fordelingsnet.
- Propan er ikke ”grøn”.

3.1.2 Injektion af biometan ved M/R-station

Hvis biometan injiceres i et gasnet ved en M/R-station, der også forsyner gasnettet med naturgas, sikres, at ingen gaskunder systematisk modtager en gas med en anden brændværdi end andre gaskunder. Gaskvaliteten vil variere, afhængigt af forholdet mellem opgraderet biogas og naturgas, men metoden vil sikre, at kravene til korrekt afregning vil være overholdt. Metoden virker dog kun i de tilfælde, hvor der ikke injiceres anden gas nedstrøms i

¹ ”Normalt gasforbrug” er her defineret som: $\frac{\text{maksimalt timeforbrug}}{\text{årsforbrug}} > 200$

forhold omtalte M/R-station. Omkostninger forbundet med denne løsning vil bestå af omkostning til etablering af ledning fra opgraderingsanlægget til M/R-stationen.

Fordele:

- Ingen omkostning til propan

Ulemper:

- Afhængigt af hvor langt der er til nærmeste M/R-station, kan løsningen indebære en betydelig omkostning til etablering af ledning til nærmeste M/R-station
- Løsningen eliminerer kun afregningsproblematikken, i de tilfælde alt opgraderet biogas kan afsættes via et distributionsnet.

3.1.3 Sektionering af gasnet

Det kan være en mulighed at opdele gasnettet i flere delnet og bestemme brændværdien vha. af måling i de enkelte delnet. Gaskunderne afregnes ud fra en brændværdi, der er gældende for den del af gasnettet, som de forsynes fra.

Fordele

- Sparer driftsomkostning i form af propan eller en investeringsomkostning i form af etablering af gasledning til M/R-station.

Ulemper

- Metoden indebærer omkostning til investering og drift af gaskromatograf(er) til bestemmelse af brændværdien i de enkelte sektioner af gasnettet.

3.1.4 Beregn brændværdi vha. "Quality tracker"

Allerede i dag beregner Energinet.dk brændværdi af den gas, der forsyner de enkelte fordelingsnet.

Der findes et produkt på markedet til bestemmelse af lokale brændværdier i distributionsnet. DGC har analyseret metodens egnethed i danske distributionsnet /5/, og gasselskabernes Fagudvalg for Gasmåling har iværksat et projekt, hvor metoden testes.

For yderligere information om håndtering af afregningsforhold for gassystemer, der forsynes med gasser med forskellig brændværdi, henvises til Bilag 1.

3.2 Hvor i gassystemet tilsluttes biometan?

Som det fremgår af ovenstående, er der forskellige metoder til håndtering af den udfordring, der ligger i at forsyne et gasnet med gasser, der har forskellig brændværdi.

Det er ikke muligt at udpege ét tilslutningspunkt som værende stedet for tilslutning af biometan til naturgassystemet. Det vil afhænge af en række lokale forhold som:

- Mængden af biometan
- Gasforbruget i det nærmeste net
- Afstand fra opgraderingsanlæg til M/R-station.

Oftest vil det dog være fordelagtigt at tilslutte biometan ved nærmeste 40/4 bar eller 19/4 bar M/R-station. Dette tilslutningskoncept bevirker, at afregningsproblematikken er elimineret for den del af biometanen, der afsættes via 4 bar nettet. Parallelt med M/R-stationen vil der blive installeret en kompressor, der komprimerer overskydende biometan og afsætter den via fordelingsnettet.

4 Ansvarsforhold

I henhold til VE-loven er netejer i områder forsynet med naturgas forpligtet til at tilslutte anlæg til opgradering af biogas til naturgaskvalitet /6/.

Loven anfører desuden, at ”Ejeren af opgraderingsanlægget skal afholde de direkte henførbare omkostninger forbundet med tilslutningen ...”.

Netejer skal gennemføre måling af gaskvaliteten som foreskrevet i ”*Kontrolmanual for måling af bionaturgas til distributionsnettet*”. På baggrund af disse målinger kan netejer afvise den opgraderede biogas /4/.

I henhold til naturgasforsyningsloven /11/ har opgraderingsejer ansvaret for, at den opgraderede biogas, som tilføres gasnettet, opfylder kravene i Gasreglementet og eventuelle supplerende krav stillet af netejer. Dette er videreført i Regler for Bionaturgas med den konsekvens, at hvis opgraderingsejer leverer opgraderet naturgas til netejer, som ikke overholder kvalitetskravene (herunder gasreglementet), skal opgraderingsejer holde netejer skadesløs for

- Netejers fulde direkte tab
- Netejers indirekte tab i form af krav, som forbrugere eller tredjemand kan rejse over for netejer
- Netejers øvrige indirekte tab, hvis opgraderingsejer har handlet forsætligt eller groft uagtsomt.

Dette gælder dog ikke, hvis

- Tabet ikke er blevet *behørigt begrænset* ved at afbryde modtagelsen gassen pga. noget, netejer har gjort eller undladt at gøre
- Netejer inden levering er blevet underrettet om den manglende opfyldelse af kravene
- Den manglende overholdelse af kvalitetskravene skyldes forhold, som netejer er ansvarlig for.

Netejer skal udføre kontinuerte bestemmelser af bl.a. wobbetal, fugt, H₂S og periodiske målinger af stoffer som ammoniak og siloxaner /8/. Det må med rimelighed forventes, at netejer afbryder for injektion af den opgraderede biogas, hvis målingerne viser, at gassen ikke lever op til specifikationer.

Netejerens har ikke mulighed for at forhindre, at stoffer, der ikke måles for, injiceres i gasnettet. Hvis fx et sådant stof er til stede i gassen, og det forårsager skade, vil netejer ikke kunne have forhindret skaden. I det tilfælde vil ejeren af opgraderingsanlægget være erstatningspligtig.

Om biogasproducenten risikerer at blive stillet over for erstatningskrav, afhænger helt af den måde, biogasproducent og opgraderingsejer har organiseret sig på. Hvis biogasproducent og opgraderingsejer er en og samme juridiske person, vil et erstatningskrav selvsagt også ramme biogasproducenten. Hvis biogasproducent og opgraderingsejer ikke er samme juridiske person, vil netejerens erstatningskrav blive rettet mod opgraderingsejer.

Systemet med, at alle henførbare omkostninger skal afholdes af opgraderingsejeren, har nogle konsekvenser. Det betyder blandt andet, at

- Prisen for nettilslutningen vil være meget afhængig af lokale forhold såsom forbrug i det nærmeste 4 bar net.
- Hvis der allerede er et anlæg, der afsætter via det lokale net, kan det blive betydeligt dyrere for et evt. kommende anlæg at afsætte via samme net. Tilsvarende kan det blive billigere for anlæg nummer to, hvis det kan udnytte investeringer, der allerede er afholdt af det første anlæg, der blev koblet på nettet.

Til sammenligning skal et biogasyret kraftvarmeværk afholde omkostninger til tilslutning på nærmeste 10 eller 20 kV elnet uanset om elnetselskabet vælger af tilslutte anlægget ved andet net eller ved et andet spændingsniveau.

5 Økonomiske konsekvenser af regelændring

Som tidligere nævnt er et af målene med denne opgave at belyse konsekvenserne af, at der udarbejdes en regel for tilslutning af biometan, som er parallel med reglen for tilslutning af et kraftvarmevarmeværk til elnettet. For gassystemet vil det svare til, at en anlægsejer betaler en omkostning svarende til tilslutning til det nærmeste 4 bar net.

5.1 Afgrænsning

I det følgende er der regnet på de økonomiske konsekvenser af en sådan evt. regelændring. I forbindelse med beregningerne er det antaget, at tilslutning til nærmeste 4 bar net inkluderer følgende

- Opgradering af gassen, så den lever op til kravene beskrevet i Gasreglementets afsnit C12
- Fremføring til nærmeste 4 bar net
- Måling og kontrol af gaskvalitet og gasmængde
- Trykregulering og odorisering
- Evt. tryksætning til 4 bar.

Der er regnet med, at omkostninger hertil afholdes af ejeren af opgraderingsanlægget.

Den efterfølgende håndtering af den opgraderede biogas påhviler gasdistributionsselskaberne. Dette inkluderer at sikre følgende

- Korrekt afregning af gaskunder
- Den fysiske afsætning af biometan vha. kompressoranlæg. Alternativt kan afsætning i visse tilfælde sikres via netforstærkning i form af sammenkobling af fx to distributionsnet.

I en ramme, hvor anlægsejer leverer opgraderet biogas ved nærmeste 4 bar net, er det antaget, at omkostninger til ovenstående afholdes af distributionselskaberne.

5.2 Beregning af tilslutningsomkostningernes størrelse

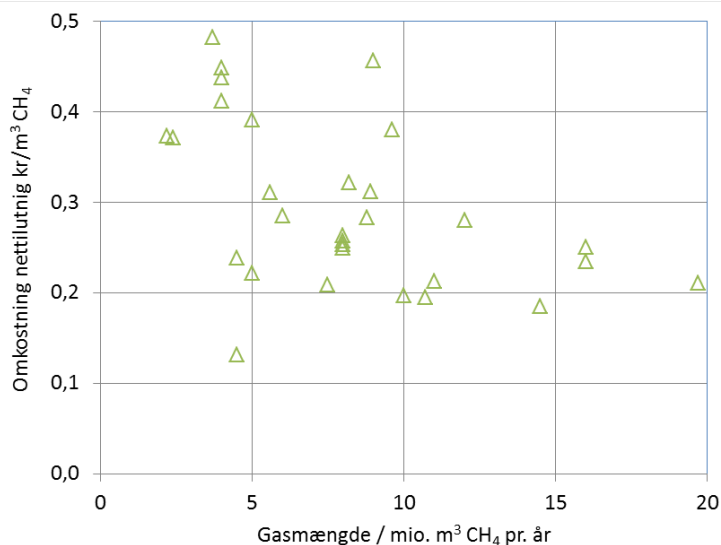
Til belysning af omkostninger til nettilslutning med de gældende regler og hvor stor en del af disse, der kan flyttes fra opgraderingsejeren og over på netejeren, er der bl.a. taget udgangspunkt i konkrete budgettal for 19 for-

skellige projekter i HMN's forsyningsområde, 8 i DONG Gas Distributions forsyningsområde og 5 i Naturgas Fyns forsyningsområde. For et af de fynske projekter er der regnet på tre forskellige gasmængder, hvilket resulterer i tre forskellige tilslutninger.

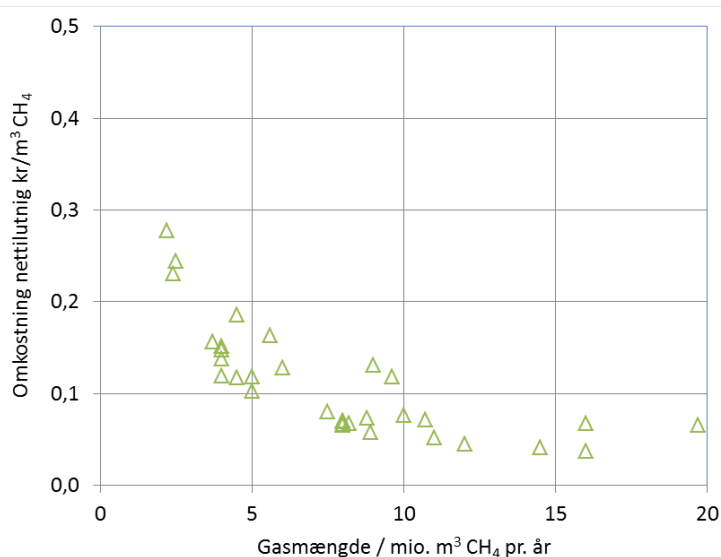
På baggrund af budgetdata for ovennævnte projekter er den samlede specifikke omkostning (pris pr. kubikmeter metan) for nettilslutningen blevet beregnet for hvert af de enkelte anlæg. Desuden er det beregnet, hvor stor en del af denne omkostning, der er betinget af netejerens forpligtelse til at aftage hele gasproduktionen og til at sikre en korrekt afregning af gaskunderne. Herudfra er det beregnet, hvad omkostningen vil være, hvis ejeren af opgraderingsanlægget alene skal afholde omkostninger svarende til tilslutning til nærmeste 4 bar net.

Resultat af disse beregninger er vist i Figur 2 og Figur 3. Af Figur 2 ses, at tilslutningsomkostningerne afhænger af anlægsstørrelse, men også at der er ganske store forskelle på de samlede tilslutningsomkostninger for anlæg af samme størrelse. Figur 3 viser den samlede specifikke omkostning til nettilslutning, hvis ejeren af opgraderingsanlægget alene skal afholde omkostninger svarende til tilslutning til nærmeste 4 bar net. Heraf ses at forskellen i de medtagne tilslutningsomkostninger primært afhænger af anlægsstørrelsen, og at forskellen i tilslutningsomkostninger for anlæg af samme størrelse er beskeden.

Beregningen viser, at omkostninger til sikring af korrekt afregning og afsætning af gassen oftest udgør den største del af de samlede tilslutningsomkostninger. I gennemsnit udgør omkostninger til tilslutning til nærmeste 4 bar net kun omkring 27 % af de samlede tilslutningsomkostninger.



Figur 2 Den samlede specifikke omkostning til nettilslutning



Figur 3 Den samlede specifikke omkostning til nettilslutning, hvis ejeren af opgraderingsanlægget alene skal afholde omkostninger svarende til tilslutning til nærmeste 4 bar net

I gennemsnit (energivægtet) for alle anlæg svarer de samlede tilslutningsomkostninger vist i Figur 2 til 0,25 kr./m³ CH₄, hvilket er det samme som 7,0 kr./GJ. Hvis opgraderingsejer alene skal afholde omkostninger svarende til at gassen injiceres i nærmeste 4 bar net, svarer det til 0,07 kr./m³ CH₄, hvilket er det samme som 1,9 kr./GJ. Denne omkostning dækker omkostninger til tilslutningsenheden, dvs.

- Måling af gaskvalitet
- Måling af gasmængde
- Odorisering
- Trykregulering
- Anlægsarbejde i form af etablering af tilslutningsenhed og ledning til nærmeste 4 bar net.

Måling af gaskvalitet skal sikre, at gassen, der injiceres, lever op til de formelle krav. Desuden anvendes målingen sammen med mængdemåling til afregning af leverandøren af biometan.

Denne situation svarer til afbildningen vist i Figur 3. Ovenstående betyder, at 5,1 kr./GJ vil blive flyttet fra ejeren af opgraderingsanlægget og over på netejeren, og dermed ultimativt gaskunderne, ved den foreslåede regelændring.

Af de samlede nettilslutningsomkostninger på 0,25 kr./m³ CH₄ udgør omkostningen til kompression ca. 0,14 kr./m³ CH₄ og omkostninger, der direkte kan henføres til afregning af gaskunder, udgør 0,02 kr./m³ CH₄. Fordelingen mellem kapitalomkostninger (capex) og driftsomkostninger (opex) fremgår af Tabel 1.

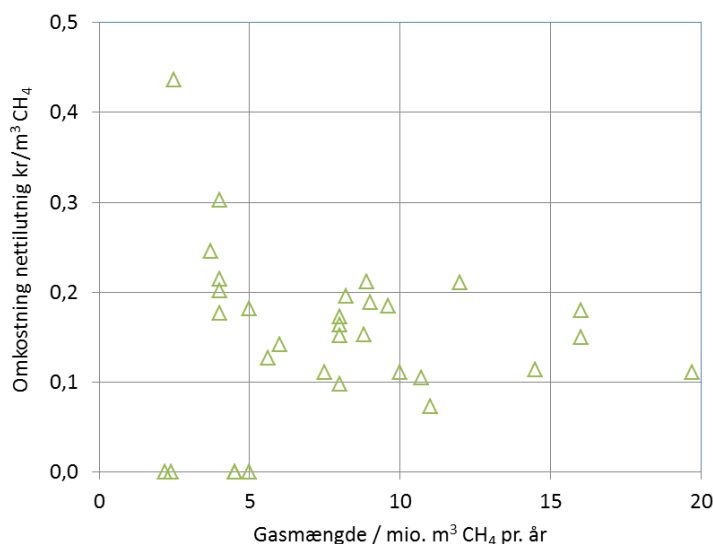
Af de samlede tilslutningsomkostninger udgør omkostninger til kompression til et højere trykniveau, når det lokale distributionsnet ikke kan aftage gassen, i gennemsnit 57 %. Tilsvarende udgør omkostninger til sikring af korrekt afregning af kunder 9 % af de samlede tilslutningsomkostninger.

Forskellen med alle tilslutningsomkostninger og omkostninger ved tilslutning til nærmeste 4 bar net er større end de viste omkostninger, der direkte kan henføres til afregning og til kompression. Der er en ”manko” på 0,02 kr./m³ CH₄. De 0,02 kr./m³ CH₄ dækker over sparede omkostninger til ledninger, hvis opgraderingsejer ikke skal dække alle omkostninger til gasledning fra opgraderingsanlæg til injektionspunktet, men kun til nærmeste 4 bar net.

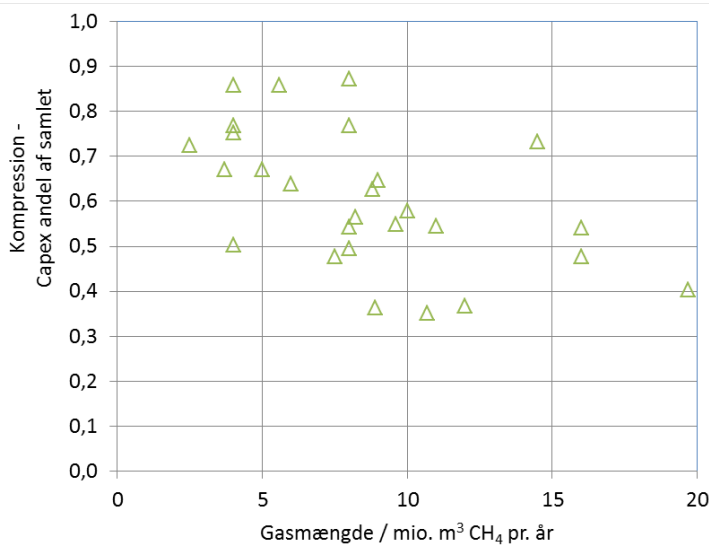
Tabel 1 Energivægtede gennemsnitlige tilslutningsomkostninger for opgraderingsejer, hvis vedkommende hhv. skal afholde alle tilslutningsomkostninger eller alene omkostninger ved tilslutning til nærmeste 4 bar net. Desuden er omkostninger til hhv. kompression og håndtering af gaskunder vist.

kr./m ³ CH ₄	Capex	Opex	Samlet
Samlet	0,17	0,09	0,25
Nærmeste 4 bar net	0,06	0,01	0,07
Kompression	0,07	0,07	0,14
Afregning af gaskunder	0,017	0,006	0,023

Som vist ovenfor udgør kompressionsomkostningerne som gennemsnit mere end halvdelen af de samlede tilslutningsomkostninger. Det er den primære grund til den store variation, der er illustreret i Figur 2. For at illustrere dette er kompressionsomkostninger vist i Figur 4 for alle projekterne, som dette arbejde bygger på. Som det fremgår af Figur 5, varierer andelen af de samlede omkostninger, der udgøres af kapitalomkostninger, mellem 35 og 90 %. Det store spænd er bl.a. udtryk for variationen af, hvor stor en andel af biometanen der komprimeres, og hvor stor en andel der kan afsættes direkte via 4 bar nettet. En faktor er graden af redundans. Visse ejere af opgraderingsanlæggene har ønsket parallelle kompressorsystemer for at sikre, at de altid kan afsætte gassen. Andre har valgt et ikke-redundant system med kun én kompressor.



Figur 4 De samlede kompressionsomkostninger for de undersøgte projekter



Figur 5 Andel af kompressionsomkostninger, der udgøres af kapitalomkostninger

5.3 Betydning for gasforbrugerne

Hvis der flyttes 5,1 kr./GJ af tilslutningsomkostningerne fra ejeren af opgraderingsanlæg og over på netejeren, er det ultimativt gaskunderne, som kommer til at bære omkostningen. Betydningen for gaskunderne vil naturligvis afhænge af, hvor stor en del den opgraderede biogas vil udgøre af det samlede gasforbrug i fremtiden. I Tabel 2 er ekstraomkostning for gaskunder angivet, hvis ejeren af opgraderingsanlægget alene skal afholde omkostninger svarende til tilslutning til nærmeste 4 bar net for forskellige andele af biometan i den samlede danske gasforsyning samt omkostning til produktionsstøtte. Til sammenligning er omkostningen til produktionsstøtten også angivet, da denne også finansieres af gaskunderne i form af en gas-PSO-ordning. Inden for en overskuelig fremtid kan det forventes, at der kan blive injiceret en biometan mængde på op til 5 % af det nuværende gasforbrug, hvilket er 132 PJ/år². Det vil svare til 7 PJ biometan pr. år. Det svarer til knap det dobbelte af den nuværende danske biogasproduktion. Med et gasforbrug som det nuværende og en biometanproduktion på 7 PJ svarer de 5,1 kr./GJ til en ekstraomkostning for gaskunderne på ca. 1 øre/m³, der forbruges. Til sammenligning bliver omkostninger til finansiering af

² Bruttoforbruget fratrukket det, der bruges i forbindelse med produktion. Energistatistik 2011.

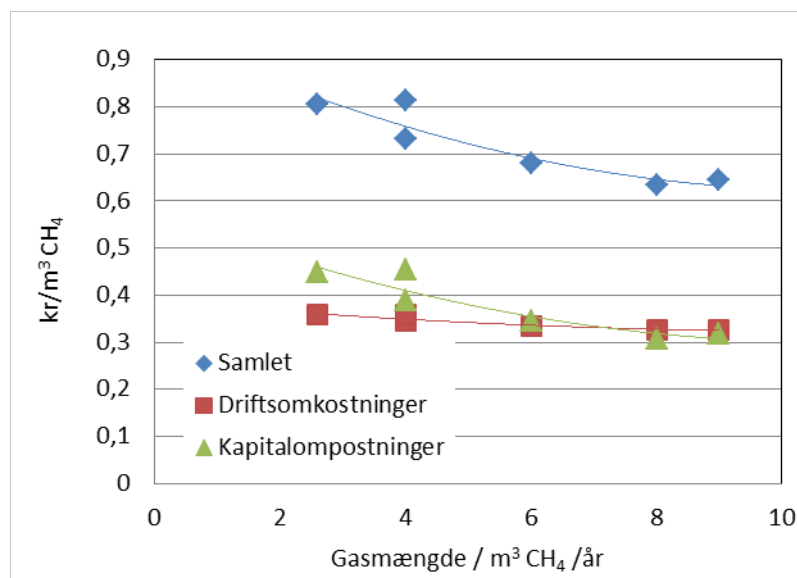
pristillægget (støtten) 23 øre/m³. Det er det scenarie, der er markeret med **fed** i tabellen.

Tabel 2 Ekstraomkostning for gaskunder, hvis ejeren af opgraderingsanlægget alene skal afholde omkostninger svarende til tilslutning til nærmeste 4 bar net for forskellige andele af biometan i den samlede danske gasforsyning samt omkostning til produktionsstøtte. Der er regnet med en afregningsbrændværdi på 39,6 MJ/m³.

Andel af biometan i gasnettet	Ekstra omkostning - nettilslutning (5,1 kr./GJ)	Eksisterende støtte (115 kr./GJ)
m ³ biometan / m ³ gas	kr./m ³ gas	kr./m ³ gas
0,0	0,00	0,00
0,05	0,010	0,23
0,1	0,020	0,46
0,2	0,04	0,91
0,4	0,08	1,82
0,6	0,12	2,73
0,8	0,16	3,64
1,0	0,20	4,55

5.4 Nettilslutnings- og opgraderingsomkostninger

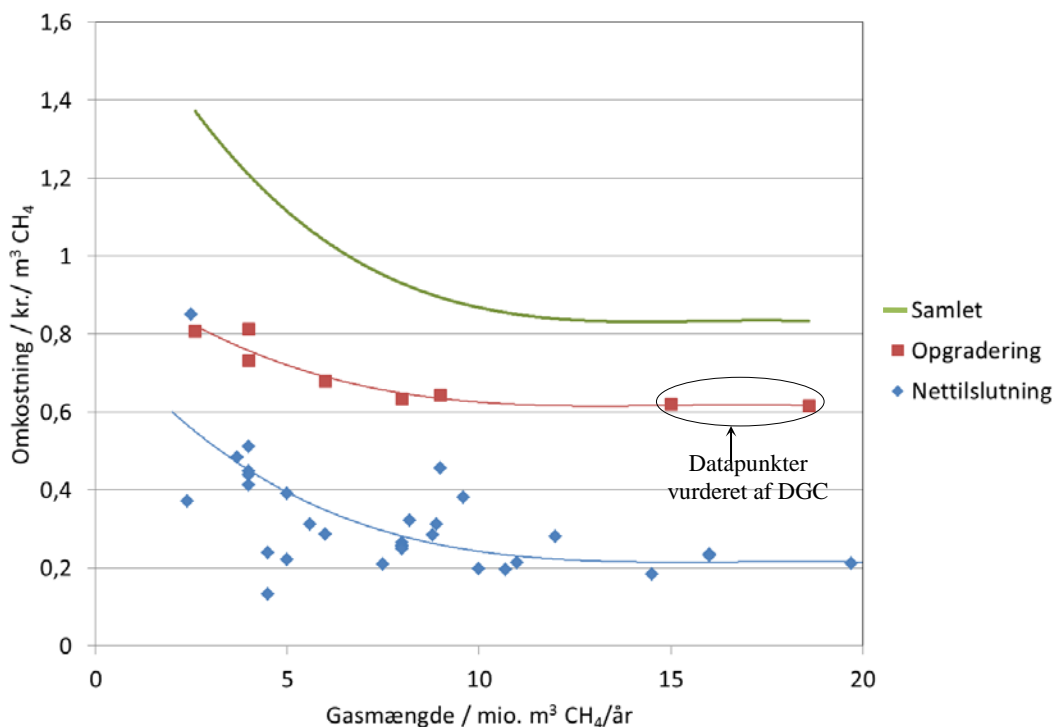
I det følgende sammenlignes nettilslutningsomkostningerne med opgraderingsomkostninger. Data for opgraderingsomkostninger er baseret på oplysninger for konkrete projekter, som HMN Gashandel er eller har været involveret i.



Figur 6 Opgraderingsomkostninger for seks forskellige projekter. Omkostninger er vist som de samlede specifikke omkostninger, driftsomkostninger og kapitalomkostninger. Kapitalomkostninger er beregnet ud fra en afskrivningsperiode på 10 år og en rente på 5 %. Data er stillet til rådighed af HMN Gashandel.

De samlede opgraderingsomkostninger er afbildet i Figur 7 sammen med de samlede omkostninger til nettilslutning, som også er afbildet i Figur 2. Da DGC ikke har fået oplyst opgraderingsomkostninger for anlæg med en kapacitet større end 10 mio. m³ CH₄ pr. år, er disse vurderet af DGC ud fra ekstrapolation af kendte data.

Da data for tilslutnings- og opgraderingsomkostninger ikke hidrører fra konkrete anlæg, er det ikke muligt at addere data. Derfor er det valgt at angive en tendenslinje for de to datasæt og addere to tendenslinjer for at beregne summen af opgraderings- og nettilslutningsomkostninger. Denne sum er vist som "Samlet" i Figur 7. Heraf fremgår det, at de gennemsnitlige samlede omkostninger til opgradering og nettilslutning typisk vil ligge mellem 0,8 og 1,2 kr. m³ CH₄, afhængigt af anlægsstørrelsen. I dette interval er de individuelle forskelle, der er betinget af lokale forhold, ikke inkluderet.



Figur 7 Hhv. samlede tilslutningsomkostninger og opgraderingsomkostninger for forskellige projekter. Desuden er angivet en tendenslinje for summen af de to.

5.5 Afholdelse af netselskabernes omkostninger

Med den gældende lov skal alle direkte henførbare omkostninger til nettilslutning som nævnt afholdes af ejeren af opgraderingsanlægget. Det betyder, at der ikke vil være omkostninger i forbindelse med nettilslutning, der påhviler netselskaberne - og dermed gaskunderne - ud over pristillægget (støtten) til anlægsejeren for den energimængde, der leveres til gasnettet.

Hvis reglerne laves om, sådan at anlægsejer kun skal betale for nettilslutningen ved nærmeste 4 bar net, betyder det, at en økonomisk byrde flyttes fra ejeren af opgraderingsanlægget og over på netselskaberne og dermed gasforbrugerne.

I VE-loven § 35a, stk. 2 er det anført, at netejer fastlægger tilslutningspunkt ud fra en økonomisk vurdering af de samlede omkostninger for tilslutningen og de løbende driftsomkostninger ved tilførslen af gassen.

I bekendtgørelsen til naturgasloven³ er det beskrevet, at det er klima-, energi- og bygningsministeren, der fastsætter reglerne for rammerne, for hvad gasselskaberne må opkræve fra gaskunderne. På baggrund af disse regler fastsætter Energitilsynet årlige indtægtsrammer for gasselskaberne. Rammerne fastsættes sådan, at gasselskaberne vil kunne dække omkostninger ved effektiv drift af de opgaver, de er pålagt.

Disse ”mekanismer” vil også sikre, at den ekstra regning, som gaskunder vil blive pålagt som følge af en evt. lovændring som den, der er beskrevet i afsnit 5.1, holdes på et minimum. Det vil også gælde eventuelle omkostninger til sikring af afsætning af opgraderet biogas og korrekt afregning af gaskunder.

5.6 Beregningsgrundlag for ”henførbare omkostninger”

Gasselskaberne har i dag personale til drift af deres gasnet, målere mv. Det er i et vist omfang det samme personale, der har til opgave at projektere og etablere anlæg, der tilslutter biometan til naturgasnettet, og som vil stå for driften, når anlæggene er etableret.

Omkostning til dette personale i forbindelse tilslutning af biometan kan værdisættes på forskellig måde. Fx kan man vælge, at det kun er de marginale omkostninger, der skyldes selve tilslutningen, der kategoriseres som en ”henførbare omkostning”. Det indebærer, at allerede ansat personale, der er påkrævet af hensyn til beredskab og servicering af det eksisterende gassystem, under denne betragtning ikke udgør en marginal ekstraomkostning. Når disse personer arbejder med tilslutning af biometan, kan deres indsats derfor betragtes som en fast omkostning og dermed en omkostning, der ikke henføres til tilslutning af biometan.

En anden tilgang er at kategorisere al den medgåede tid til forhold, der vedrører tilslutning af biometan, som en ”henførbare omkostning”.

Endelig kan man i gasselskaberne opgøre timepriser på forskellig vis. Man kan vælge at viderefakturere omkostninger baseret på egentlige lønomkostninger eller baseret på lønomkostninger, inklusive et overhead til dækning

³ LBK nr. 996 af 13/11/2011.

af kontorfaciliteter, sekretærfunktion mv. Et sådant overhead til typisk være af samme størrelse som den direkte lønomkostning.

Tilsvarende kan der være forskellige tilgange til, hvordan netejers investeringsomkostninger opkræves af ejeren af opgraderingsanlægget. Netejer kan vælge, at ejeren af opgraderingsanlægget skal afholde investeringsomkostningerne direkte. Det indebærer, at alle fakturaer viderefaktureres direkte. Alternativt kan netejer vælge at afholde investeringen og lade ejeren af opgraderingsanlægget afholde omkostningerne, efterhånden som investeringerne afskrives.

Den valgte model vil ikke påvirke prisen, med mindre der er en renteforskel på den interne forrentning, selskaberne kræver. Det vil dog påvirke likviditeten hos ejeren af opgraderingsanlægget væsentligt.

Ovenstående forhold bevirker, at prisen, en opgraderingsejer skal betale for tilslutning til gasnettet, ikke alene afhænger af fysiske forhold, men potentielt også vil kunne afhænge af den interne forretningsmodel, som det pågældende selskab benytter. En sådan prisforskel vil blive reduceret med den foreslåede regelændring, idet en større del af omkostninger vil skulle bæres af netejeren.

6 Referencer

- /1/ Nøgletal for indpasning af biogas. Kunderapport. Juni 2013. Kan udleveres ved henvendelse til DGC.
- /2/ Schenk, Joachim et al. *A new method for gas quality tracking in distribution grids*. Gas for energy 3/2012.
- /3/ Naturgasselskabernes kontrolmanual for allokering af brændværdi i distributionsnettet. 2. udgave Maj 2012.
- /4/ Regler for tilførsel af opgraderet Biogas (Bionaturgas) til Det Danske Gassystem. (Regler for Bionaturgas). Version 1.0.
- /5/ Quality tracker til distributionsnet. DGC-rapport R1208. 2012.
- /6/ Lov nr. 576 af 18/06/2012.
- /7/ Lbk. nr. 996 af 13/10/2011.
- /8/ Naturgasselskabernes Kontrolmanual til måling af bionaturgas. 2. udgave juni 2012.
- /9/ LBK nr 279 af 21/03/2012.
- /10/ Quality tracker til distributionsnet - egnethed af eksisterende model til danske distributionsnet”. DGC-rapport, december 2012.
- /11/ Schley, Peter et al. *Gas Quality tracking in Distribution Grids*. Proceedings of the 2008 International Gas Research Conference, Seoul, 2011.

Bilag A Afregning af gaskunder

Dette bilag er et lettere bearbejdet uddrag fra rapporten ”Nøgletal for indpasning af biogas”. DGC-kunderapport, juni 2013 /1/.

Brændværdijustering

I Sverige og Tyskland f.eks. løser man udfordringen med den forskellige brændværdi ved at tilsætte propan til den opgraderede biogas, så brændværdien bliver den samme som for den naturgas, der er i nettet.

Det er dog en dyr løsning. Med de nuværende priser for hhv. naturgas og propan er nettoomkostningen til brændværdijustering med propan ca. 40 øre/m³ metan, der afsættes via nettet.

I stedet for at opjustere brændværdien af biogassen, så den matcher brændværdien af naturgas, er det muligt at nedjustere brændværdien af naturgassen, så den matcher brændværdien af den opgraderede biogas. Det kan f.eks. gøres med luft eller kvælstof.

Biogas, der er opgraderet til 97,3 % CH₄, ligger netop indenfor Gasreglementets krav til wobbetal. Hvis man tilsætter luft til en naturgas med en forholdsvis høj brændværdi, sådan at den har samme brændværdi som den opgraderede bionaturgas, vil afregningsproblematikken være elimineret, men det vil resultere i et wobbetal på 47,3 MJ/m³(n), hvilket ligger langt udenfor Gasreglementets krav. Ved at tilsætte luft til naturgas så naturgasluftblandingen får et wobbetal svarende til det lavest tilladelige, bliver brændværdien 37,2 MJ/m³(n).

Det betyder, at brændværdien i et gasnet vil kunne svinge fra omkring 35,2 (opgraderet biogas) til 37,2 MJ/m³(n) (nedgraderet naturgas) mod 39,5 MJ/m³(n) ved anvendelse af ikke-nedgraderet naturgas. Afregningsproblematikken er dermed kun reduceret til omkring halvdelen, men ikke elimineret. Dette er ikke tilfredsstillende og betyder derfor, at denne mulighed ikke er en reel løsning på afregningsproblematikken.

Injicer biometan samme sted som naturgassen

Beregninger har vist, det er muligt at afregne gaskunder med et ”normalt gasforbrug” med acceptabel nøjagtighed, hvis biometanen tilføres gasnettet samme sted som naturgassen. Det skyldes, at ingen kunder systematisk modtager en gas med lavere brændværdi end andre kunder i nettet. De forskelle, der opstår pga. den tidlige relation, der er mellem andelen af biogasmetan, der i nettet, og forbruget hos den enkelte kunde, udligner sig i løbet af et år, som er den periode, den tilladelige fejl på 2 % skal opgøres over.

De ekstraomkostninger, der er forbundet med at injicere biometanen samme sted som naturgassen, udgøres primært af de kapitalomkostninger, der er forbundet med at etablere gasledningen.

Omkostninger til etablering af en ledning til transport af biometan fra en opgraderingsenhed til en M/R-station afhænger naturligvis helt af lokale forhold. Det er primært afstanden mellem opgraderingsanlæg og M/R-stationen, der er afgørende. Det er dog også af betydning, hvor stor en del af ledningen, der kan lægges i ubefæstet terræn, og i hvilken grad man er nødt til at krydse større veje, jernbane, åer eller lignende.

For at vurdere størrelsen af de omkostninger, der er forbundet med etablering af en ledning, er der foretaget en beregning af et tænkt eksempel.

- Længde af gasledning: 10 km.
- Gasmængde: Biometan svarende til 1000 m³(n)/h biogas.

Ved kun at acceptere et beskedent trykfald vil det være muligt at undgå at skulle re-komprimere gassen inden netinjektion. Det gælder naturligvis kun for den del af gassen, der kan afsættes via 4 bar nettet.

Der tages i det følgende udgangspunkt i en Ø125 ledning, der er godkendt til 7 bar: Ledningen har en indvendig diameter på 110 mm.

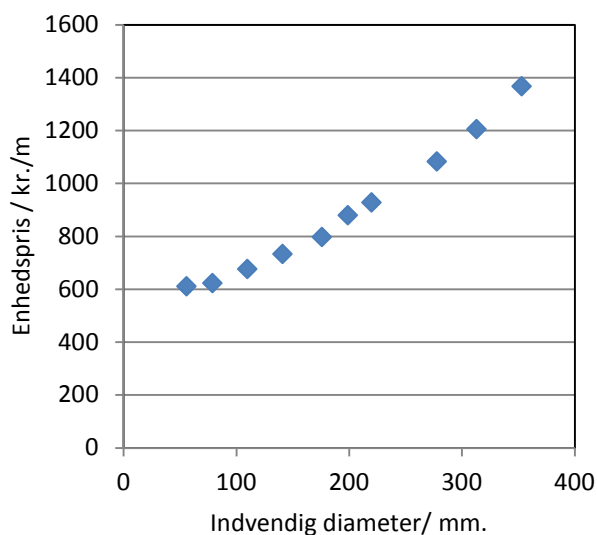
Med flow af biometan svarende til 1000 m³/h biogas, der skal transporteres 10 km, og med et starttryk på 6 bar(o) bliver det resulterende trykfald 277 mbar⁴. Hvis det er den dobbelte gasmængde, der skal transporteres, bliver

⁴ Regnet i hht. Gasreglementets afsnit B4.

trykfaldet 986 mbar. Dvs. trykket vil stadig være højere end de 4 bar, der er i distributionsnettet.

Hvis gassen i stedet skal transporteres 30 km, bliver trykfaldene 830 og 2950 mbar for biometan, svarende til hhv. 1000 og 2000 m³/h. Det betyder, at man ved en afstand på 30 km er nødt til at gå én rørdimension op. Dvs. til Ø160. For biometan svarende til 2000 m³/h (biogas) vil trykfaldet blive 880 mbar.

I 2010 angav det daværende Naturgas Midt-Nord enhedspriser for nedlægning af PE-gasledninger for forskellige dimensioner. Enhedsprisen for PE-gasrør lagt i ubefæstet terræn er vist i figur A1.



Figur A1 Enhedspris for etablering af PE-gasledning i ubefæstet terræn

De samlede omkostninger til en 10 km Ø125 ledning bliver ca. 6,8 mio. kr. Hvis der er tale om en Ø160 ledning i stedet, bliver omkostningen 7,3 mio. kr. Selvom en Ø160 ledning kan transportere næsten den dobbelte gasmængde ved samme trykfald, er kun godt 7 % større end en Ø125 ledning.

Den specifikke omkostning til transport af den opgraderede biogas, dvs. omkostningen pr. kubikmeter metan, der transporteres, er meget afhængig af den valgte afskrivningsperiode. Levetiden for rørene er lang, mere end 30 år, og det er derfor det, der er begrænsende for afskrivningsperioden. Der er derfor regnet med forskellige afskrivningsperioder. Den specifikke pris til rørføring er angivet i Tabel A1 for forskellige ledningslængder, gasmæng-

der og afskrivningsperioder. Drift og vedligehold forventes at være ubetydelig.

Tabel A1 Omkostning til gasledning fra opgraderingsanlæg til M/R-station ved afskrivningsperioder på hhv. 10, 20 og 30 år. Renten er sat til 5 %.

Biogasmængde	m ³ /h	1000	1000	2000	2000
Dimension	-	Ø125	Ø125	Ø125	Ø160
Længde af gasrør	km.	10	10	30	30
Omkostning, 10 år	kr./m ³ CH ₄	0,16	0,08	0,47	0,25
Omkostning, 20 år	kr./m ³ CH ₄	0,10	0,05	0,29	0,16
Omkostning, 30 år	kr./m ³ CH ₄	0,08	0,04	0,24	0,13

Beregn brændværdi ”Quality tracker”

E.ON Ruhrgas har udviklet en metode til bestemmelse af brændværdien i lokale distributionsnet. Metoden baserer sig på standardforbrugsprofiler for forskellige kundegrupper, mængden af gas, der tilføres nettet, nettets fysiske udformning m.m. Sådanne metoder til beregning af brændværdier kaldes *quality trackers*. Det unikke ved E.ON’s metode er, at forbruget hos ikke-timeaflyste kunder beskrives vha. skabelonkunder.

E.ON rapporterer, at de afvigelse, de har konstateret mellem målt og beregnet brændværdi, er mindre end 0,1 % bestemt som månedsgennemsnit. Til sammenligning er den maksimalt tilladelige fejl på allokering af afregningsbrændværdien i Danmark 2 % på årsbasis.

Det net, der er anvendt i forbindelse med test af metoden, minder mere om et dansk fordelingsnet end et dansk distributionsnet. Metoden vurderes at kunne anvendes på danske fordelingsnet. Det vurderes, at metoden sandsynligvis også vil kunne anvendes på distributionsnet. Danske distributionsnet har dog en udformning, der er forskellig fra det net, quality trackeren er testet på. Derfor anbefales det, at der gennemføres et forstudie for at kunne give en mere kvalificeret vurdering af dens egnethed i forhold til danske distributionsnet.

For at kunne vurdere omkostninger til drift og etablering af en quality tracker er det nødvendigt at gøre en række antagelser om nettet, gaskunderne, biogasmængde mv.

Hvis en quality tracker skal anvendes på et distributionsnet, kræves det, at man kender flow- og brændværdi af den tilførte naturgas. Desuden kan der være kunder med atypisk forbrugsprofil, f.eks. et korntørreri, hvor der derfor skal etableres fjernaflæst forbrugsmåler.

Tabel A2 Vurderede omkostninger i forbindelse med etablering af quality tracker i et distributionsnet

Opgradering af M/R-station	546.000 kr.	(inkl. GC)
Beskrivelse af skabelonkunder	100.000 kr.	(anslået)
Etablering af fjernaflæsning	300.000 kr.	(20 stk.)
Samlet investering	946.000 kr.	
Drift af måler inkl. GC og datahåndtering	75.000 kr./år	(inkl. GC)
Licens til QT-beregner inkl. serverplads	74.300 kr./år	
Ajourføring af data for skabelonkunder	20.000 kr./år	(anslået)
Kapitalomkostninger	122.511 kr./år	(5 %, 10 år)
Driftsomkostninger	169.300 kr./år	
I alt	291.811 kr./år	

For håndtering af afregningsbrændværdien ved en biogasmængde svarende til en biogasproduktion på 1000 m³/h bliver omkostning til quality trackeren 5 øre pr. m³ CH₄. Da omkostningerne er stort set uafhængige af biogasmængden, så længe gassen kan afsættes via nettet, vil omkostningerne være det halve ved den dobbelte biogasproduktion.

Som tidligere nævnt er systemet baseret på størrelsen af gasforbruget eller gastilførslen i nettet, samt hvor forbruget/tilførslen sker. Det betyder, at hvis f.eks. det lokale distributionsnet ikke kan aftage hele gasproduktionen, vil man kunne komprimere en del af gassen og afsætte den via fordelingsnettet. En sådan løsning indebærer, at en del af afregningsudfordringen er flyttet ud på fordelingsnettet. Dette vil også kunne håndteres af quality trackeren. Dog kræves det, at flowene fra alle M/R-stationer til de underliggende distributionsnet er kendte. Det betyder, at der skal installeres afregningsmålere på alle disse M/R-stationer. For et fordelingsnet med 20 underliggende net vil

omkostningen til en quality tracker-løsning være knap 750.000 kr., hvilket svarer til ca. 13 øre pr m^3 CH_4 ved en biogasproduktion på $1000 \text{ m}^3/\text{h}$.

Hvis quality trackeren anvendes alene på fordelingsnet, bliver omkostningen ca. 11 øre/ m^3 . Det er med de samme forudsætninger som angivet ovenfor, nemlig en biogasproduktion på $1000 \text{ m}^3/\text{h}$, og at nettet består af 20 underliggende distributionsnet.

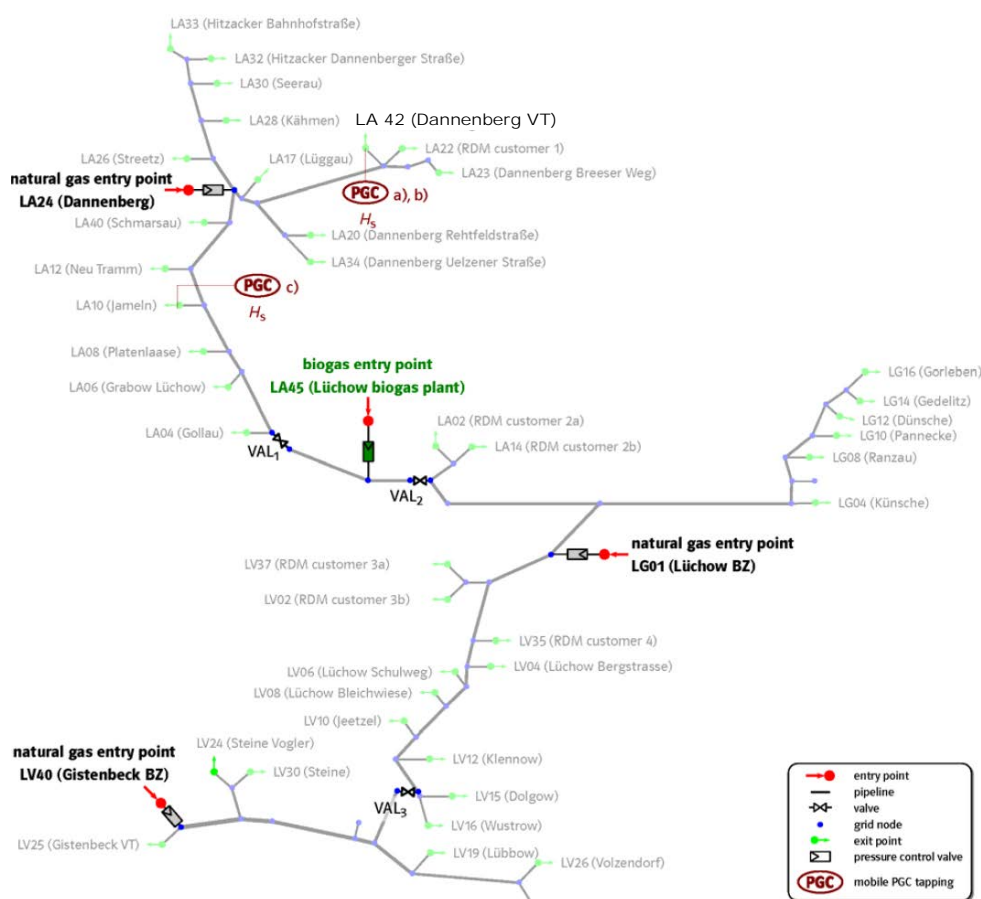
Systemet har den fordel, at hvis der kobles en ekstra biogasinjektion på fordelingsnettet, vil omkostningen ikke øges, og dermed bliver omkostningen pr. kubikmeter afsat gas lavere.

Det er dog vigtigt at understrege, at det ikke er muligt at sige noget generelt om, hvad det koster at etablere og drive en quality tracker-løsning. Det afhænger meget af de lokale forhold. F.eks. vil det være ca. 5 øre billige pr. m^3 biometan, hvis fordelingsnettet består af 10 underliggende net og ikke 20 som antaget ovenfor.

Bilag B Illustration af tilstedeværelse af gasfronter i gasnet

Dette bilag er et lettere bearbejdet uddrag fra rapporten ”Quality tracker til distributionsnet - egnethed af eksisterende model til danske distributionsnet”. DGC-rapport, december 2012. /10/.

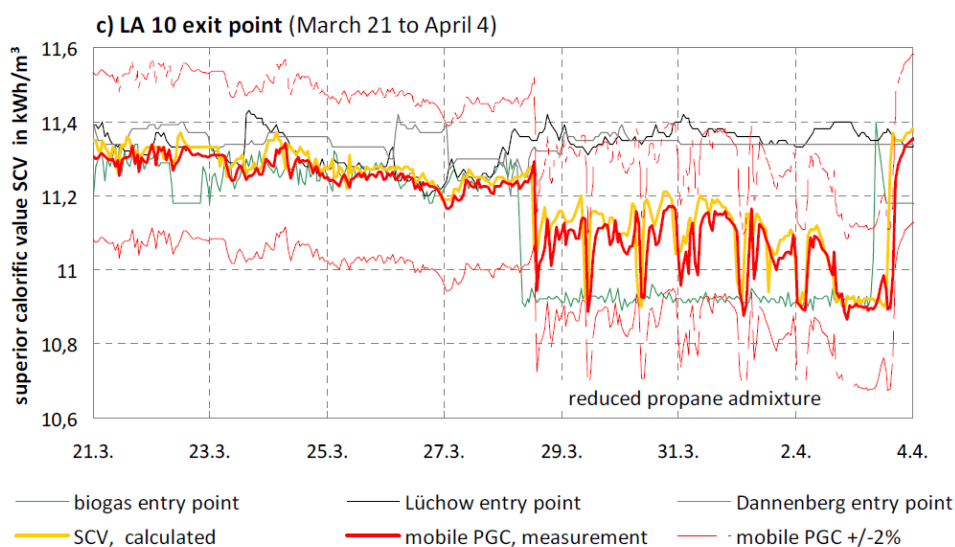
I Tyskland er kravet om brændværdijustering sådan, at den biogas, der injiceres, skal have samme brændværdi som den naturgas, der aktuelt er i nettet. Derfor tilsættes propan til den opgraderede biogas ved injektion til naturgasnettet. I forbindelse med test af en quality tracker (software til beregning af brændværdi forskellige steder i nettet) er propantilsætningen reduceret for at opnå forskellige brændværdier for biogas og naturgas.



Figur B1 Layout af det net, der anvendes til test. Fra /11/.

I et givet punkt i et distributionsnet, der forsynes med naturgas i tre forskellige entrypunkter og biogas i et punkt, har man hhv. målt og beregnet brændværdien vha. den udviklede quality tracker.

Quality trackeren er testet under forskellige betingelser. I et tilfælde testes quality trackeren ved at måle sammensætningen i et punkt (LA10) mellem hhv. et punkt, hvor der injiceres biometan (LA45) og et punkt, hvor der injiceres naturgas (LA24). Når disse to injektionspunkter ikke kan levere tilstrækkelig gas, suppleres der med gas fra LG01. Denne konfiguration bevirker, at der ved exitpunktet kan være en gasfront, der bevæger sig frem og tilbage, afhængigt af gasforbruget. Flowet fra LA24 er dog aldrig stort nok til, at der ved exitpunktet forekommer 100 % naturgas. Som det fremgår af Figur B2, er der perioder, hvor der er 100 % biometan ved exitpunktet.



Figur B2 Målt og beregnet øvre brændværdi i et distributionsnet, der forsynes med både biogas og naturgas. I perioden 28. marts til 3. april er propanilsætningen reduceret. Fra /11/.