

Biogas

# Biogas i Danmark – status, barrierer og perspektiver



## Indhold

2	Sammenfatning	4
3	Indledning	8
4	Status for biogasudbygningen	12
5	Rammebetingelser for biogas	16
6	Biomasse til biogas	32
7	Bæredygtighed af biogasproduktion	38
8	Biogasøkonomi	46
9	Indpasning af biogas i energisystemet	54
10	Biogassens rolle i det fremtidige energisystem	64
11	Udfordringer og barrierer for biogasudbygningen	74
12	Bilag og baggrundsrapporter	80
	Bilag 1	
	Mulige tiltag for at fremme biogasudbygningen	83
	Bilag 2	
	Liste over planlagte biogasanlæg	90
	Bilag 3	
	Dialogpartnere for Biogas Taskforce.	91
	Bilag 4	
	Øvrige rammebetingelser for biogas	92

# Biogas



*Horsens Bioenergi under opførsel ultimo 2013*



## 2. Sammenfatning

Denne rapport sammenfatter resultaterne af arbejdet i Biogas Taskforce frem til december 2013.

## Den forventede biogasudbygning

Biogas Taskforce vurderer, at det er sandsynligt, at biogasproduktionen med de nuværende rammebetingelser bliver mere end fordoblet fra 4,3 PJ til omkring 10 PJ inden 2020. En væsentlig drivkraft i udvidelsen er Energiaftalens forhøjede støtte til anvendelsen af biogas til elproduktion og opgradering, som blev statsstøttegodkendt i november 2013. En anden drivkraft har været anlægstilskudspuljen under Landdistriktprogrammet. Kun en begrænset mængde projekter, svarende til en produktionsudvidelse på omkring 1,5 PJ, har dog på nuværende tidspunkt truffet endelig beslutning. Vurderingen er derfor usikker.

Der er herudover kendte planer om en række anlæg som – hvis de alle realiseres – vil kunne øge produktionen til omkring 15 - 16 PJ. Det er endnu usikkert om, og i så fald hvornår, de kan forventes realiseret. Det er desuden usikkert, om de vil blive realiseret indenfor de nuværende rammebetingelser. Dette vil tidligst kunne vurderes i løbet af 2014. Taskforce anser det for usandsynligt at alle projekterne realiseres. Men det er til gengæld sandsynligt, at andre projekter i stedet dukker op.

## Barrierer for udbygningen

Barriererne har bl.a. at gøre med biomasse, gasafsætning, driftsøkonomi og finansiering. Biogas er desuden underlagt en omfattende energi-, miljø- og landbrugsmæssig regulering. Planlægning af nye anlæg er derfor en tidskrævende proces og en udfordring for både aktører og myndigheder.

Driftsøkonomien i biogasanlæg er stadig usikker trods de forhøjede pristillæg. Dette hænger sammen med, at de nye pristillæg aftrappes og er helt væk kort efter 2020, hvis naturgasprisen udvikler sig som forventet. Der er relativt store omkostnin-

ger forbundet med opgradering og nettilslutning. Biogasanlæg har desuden svært ved at opnå naturgassubstitutionsprisen ved afsætning til kraftvarme og får derfor sjældent den fulde værdi af det indirekte tilskud til denne anvendelse.

Ved en udbygning af biogaskapaciteten bliver det en udfordring at finde egnede biomasser til at supplere gyllen med for at opnå en tilstrækkelig gasproduktion. Dybstrøelse og halm indgår i betydeligt omfang i planerne både for eksisterende og nye biogasanlæg. Disse biomasser kan potentielt erstatte energiafgrøder og industriaffald som grundlag for biogasudbygningen, men der mangler endnu længerevarende konkrete driftserfaringer og dokumentation for den økonomiske holdbarhed ved brug af disse råvarer.

Biogas koster typisk 130-142 kr. pr. GJ at producere og 154 - 166 kr. pr. GJ i opgraderet form. Som brændsel alene til varmeproduktion er biogas dermed ikke selskabsøkonomisk konkurrencedygtig med alternativer som solvarme, flis kedler og geotermi. Især brugerøkonomien, men også projektbekendtgørelsens krav om det bedste samfundsøkonomiske projekt, kan udgøre en barriere for biogas i varmeforsyningen.

## Afsætning af biogas

Biogas Taskforce har gennem modelberegninger analyseret økonomien i at afsætte biogas til el- og varmeproduktion dels direkte uden opgradering og dels i opgraderet form via naturgasnettet. Beregningerne er gennemført både med gældende afgifter og tilskud (selskabsøkonomi) og uden afgifter og tilskud (samfundsøkonomi).

Beregningerne med afgifter og tilskud viser, at aktørerne har størst selskabsøkonomisk incitament til at opgradere gassen og afsætte den via naturgasnettet. Blandt andet derfor forventes langt hovedparten af de nye projekter at gøre dette. Der er store opgraderingsprojekter på vej.

De selskabsøkonomiske udfordringer i direkte afsætning til el- og varmeproduktion hænger sammen med forskellige forhold. Mere vindkraft og faldende elpriser betyder, at driftstimerne på de decentrale kraftvarmeverkers gasmotorer går ned. Forbruget af naturgas til kraftvarme falder. Varmeverkerne omlægger i vidt omfang til andre vedvarende energiformer. De ønsker ikke at binde sig til biogas, hvis det indebærer priser på niveau med naturgas. Desuden bortfalder grundbeløbet til de decentrale naturgasfyrede kraftvarmeverker fra 2018, hvilket yderligere vil forringe værkernes økonomi.

Modelberegningerne uden afgifter og tilskud viser, at så længe biogas kan fortrænge naturgas med tilstrækkeligt mange årlige driftstimer, er direkte brug af gassen til el og varme samfundsøkonomisk billigere, end hvis den anvendes i opgraderet form via naturgasnettet.

Tæt på 2035 og derefter, når energisystemet domineres af vindkraft, bliver den fleksibilitet og de lagringsmuligheder, som naturgasnettet giver, imidlertid så værdifulde, at dette i stigende grad modsvarer eller overstiger omkostningerne til opgradering og nettilslutning. Modelberegningernes resultater afhænger i høj grad af de brugte forudsætninger om teknologiudvikling og særligt brændselspriser. I praksis vil de lokale forhold spille en væsentlig rolle for om biogassen bør opgraderes eller ej. Biogas Taskforce har ikke undersøgt om naturgasnettets fleksibilitet og lagringsmuligheder ville kunne opnås billigere via lavtryksnet, sæson- og korttidsregulering af biogasproduktionen og lagring i lavtrykslagre.

Industrien er en potentielt velegnet og samfundsøkonomisk rentabel aftager af biogas i fremtiden.

Den forhøjede driftsstøtte til procesformål er imidlertid endnu ikke statsstøttegodkendt af EU-kommissionen. Driftsstøtten til proces kan desuden forventes at få en begrænset betydning som motivationsfaktor til at anvende biogas i industrien, da denne er lavere end støtten til elproduktion og opgradering.

Transportsektoren er på lang sigt en relevant aftager af opgraderet biogas. Biogas vil her især være et velegnet brændsel til den tunge transport, der vanskeligt kan omstilles til el. Biogas kan kun fortrænge fossil energi i transportsektoren i det omfang denne er omstillet til gas. Alternativt kan biogas konverteres til flydende brændstof i form af metanol. Samfundsøkonomien i afsætning af biogas til transport er ikke analyseret af taskforce. Det vurderes dog overordnet, at afsætning til transport ikke kan forventes at få afgørende økonomisk betydning for biogasanlæggene på kort sigt.

### **Forslag fra aktører**

Biogas Taskforce har gennem sit arbejde haft et tæt samarbejde med en række biogasaktører. Disse har formuleret en række forslag til tiltag, som vil kunne fremme biogasudbygningen yderligere. Der er forslag, der sigter mod at øge tilgængeligheden af biomasse, forslag til at fremme afsætningen af biogas til kraftvarme og forslag om at fremme afsætningen af biogas til naturgasnet og transport.

Der er desuden forslag om at forbedre økonomi og finansiering af anlæggene i form af f.eks. nye statslige lånemuligheder og langsommere aftrapning og/eller bedre pristalsregulering af støttesatserne. Hovedparten af forslagene vil medføre yderligere omkostninger for stat eller forbrugere.



# Biogas



Foto: Torkild Birkmose, AgroTech



### 3. Indledning



## Biogas Taskforce

Biogas Taskforce blev etableret som følge af energiaftalen fra marts 2012, hvoraf det fremgik, at Biogas Taskforce skal "undersøge og understøtte konkrete biogasprojekter med henblik på at sikre den forudsatte biogasudbygning frem mod 2020". Det fremgik desuden, at parterne bag energiaftalen, hvis der ikke er den fornødne udvikling i nye projekter i 2012-13, "er enige om i 2014 at drøfte andre muligheder for at fremme biogasudbygningen, herunder konkrete forslag, der indebærer aftagepligt".

## Arbejdsplan

På baggrund heraf blev der udfærdiget en arbejdsplan. Det fremgår heraf, at formålet med taskforceen er at klargøre:

- › Om biogasudbygningen foregår, og fremover kan forventes at foregå, i et tempo og på en måde, der lever op til de politiske forventninger.
- › Hvilke barrierer, der evt. fortsat findes for udbygningen af biogas, og hvordan de kan overvindes.
- › Hvordan den konkrete indpasning af biogas i energisystemet kan foregå teknisk og organisatorisk.
- › Hvilke mulige roller biogas kan spille i energisystemet på længere sigt.
- › Hvilke nye politiske initiativer, der kan være behov for, for at indfri politiske mål på området

Biogas Taskforce har undervejs været i dialog med et tværministerielt udvalg med repræsentanter for Fødevareministeriet og Miljøministeriet og med en bredt sammensat aktørgruppe.

## Aktørgruppe

Følgende har deltaget i aktørgruppen: Brancheforeningen for Biogas, Landbrug & Fødevarer, KL, Dansk Fjernvarme, Energinet.dk, Foreningen af danske biogasanlæg, HMN, Naurgas Fyn, Dong Energy, E.ON, Dansk Energi, Biogas Rejseholdet, Foreningen Danske Kraftvarmeværker, Miljøstyrelsen, Danmarks Naturfredningsforening, Det Økologiske Råd og Økologisk Landsforening.

Taskforce har indsamlet og bearbejdet oplysninger om en lang række biogasprojekter og talt med de involverede parter. Ea Energianalyse og PlanEnergi har analyseret rammebetingelser og afsætningsmuligheder for biogas på kort og lang sigt. AgroTech har kortlagt biomasseressourcer og potentialer for biogas. Deloitte og Blue Planet Innovation har analyseret finansieringsmuligheder for biogas. Der er, med hjælp fra Cowi, opstillet tre konkrete eksempler på finansielle business cases.

Foreløbige resultater af projekterne er blevet fremlagt og drøftet med centrale aktører på workshops for interessenter og på et åbent midtvejsseminar den 3. september 2013. Taskforce har desuden i samarbejde med KL, Ringkøbing-Skjern Kommune og Biogasrejseholdet drøftet kommunernes rolle i biogasudbygningen med de ti kommuner, der råder over flest husdyrgødningsressourcer i Danmark.

Endelig er nogle problemstillinger blevet belyst i et samarbejde med andre igangværende energianalyser især fjernvarmeanalysen. Spørgsmål om bæredygtighed er blevet belyst i samarbejde med bioenergianalysen og NaturErhvervstyrelsen. Muligheder for støtte til anvendelse af biogas i industrien er blevet analyseret i samarbejde med støtteordningen til "VE i proces".

## Hvorfor biogas?

I biogasprocessen omdannes kulstof i husdyrgødning til en blanding af metan (CH<sub>4</sub>) og CO<sub>2</sub>. Blandingen kaldes biogas. Der er mange fordele ved at producere biogas af husdyrgødning. Biogas kan blive et vigtigt element i fremtidens vedvarende energisystem, som brændsel til elproduktion, når det ikke blæser, høj-temperatur varme til industrien og til transport. Produktionen mindsker udledningen af drivhusgasser fra gyllehåndteringen i landbruget. Og når biogassen efterfølgende erstatter fossil naturgas mindskes CO<sub>2</sub>-udledningen også herfra.

Produktionen gør det muligt at behandle våde affaldsfraktioner og genanvende næringsstoffer, som ville gå tabt ved forbrænding, f.eks. fosfor, som kan blive en begrænset ressource. Den afgassede gylle kan dermed erstatte kunstgødning og også på denne måde reducere klimapåvirkningen.

Afgasningen af gyllen gør gyllen lettere at håndtere for landmanden. Det reducerer omkostningerne for landmanden ved lagring, transport og udbringning. Til gengæld er der anlægsomkostninger forbundet med at blive leverandør.

Afgasningen af gyllen gør næringsstofferne nemmere tilgængelige for afgrøden i forhold til ikke afgasset gylle. Da det samtidig er tilladt at udsprede samme mængde gylle pr. arealenhed, hvad enten den er afgasset eller ej, bliver afgrødens adgang til kvælstof øget. Dermed kan landmanden opnå et højere høstudbytte samtidig med, at udvaskningen af næringsstoffer til miljøet kan reduceres. Biogasproduktionen reducerer desuden lugtgenerne ved gylleudbringning.

Biogasanlæg kan fungere som hygiejniseringsanlæg og "fordelingscentral", hvor afgasset gylle afsættes til f.eks. planteavlere i området. Dermed hjælpes landmanden af med overskydende gylle, og

han får mulighed for at opnå en højere produktion i forhold til det areal, han har til rådighed.

De samlede ressourcer af biomasse, som kan bruges i energiforsyningen, er begrænsede. Det gælder såvel på nationalt som på globalt plan. Biogasanlæggene kan udnytte våde biomasseressourcer på en miljømæssigt holdbar måde. De kan dermed bidrage til at udnytte en del af den begrænsede biomasseressource på en hensigtsmæssig måde.

Endelig er biogasproduktion en vedvarende energiteknologi, som indtil nu kun er sporadisk udbygget og stadig under udvikling. Internationalt set står Danmark stærkt indenfor biogas, fordi Danmark målrettet har satset på praktisk udvikling og udbygning indenfor biogas, samtidig med at Danmarks landbrug og energiinfrastruktur danner en god basis. Biogasinstrukturen i Danmark har derfor potentiale til øget eksport efterhånden som biogasproduktion opprioriteres i andre europæiske lande og globalt.

### Politiske ønsker til biogasudbygningen

Det indgik i den daværende regerings "Grøn Vækst"-aftale fra 2009, at "op til 50 pct. af husdyrgødningen kan udnyttes til grøn energi i 2020". Der opsamles omkring 37 mio. tons husdyrgødning i Danmark og halvdelen heraf er ca. 18,5 mio. tons<sup>1</sup>.

I Energiaftalen fra marts 2012 fremgik, at regeringen ønsker en ambitiøs udbygning med biogas, og der blev aftalt en række forbedringer i støtteordningerne. Energistyrelsens "Energifremskrivning 2012" har på baggrund af Energiaftalen foretaget en beregningsmæssig fremskrivning af biogasproduktionen frem til 2020. Denne skønner, at produktionen når 16,8 PJ biogas i 2020. Basis for denne produktion er både husdyrgødning og anden biomasse.

1. Biomasse til biogas i Danmark – på kort og lang sigt. AgroTech 2013.

## Biogas





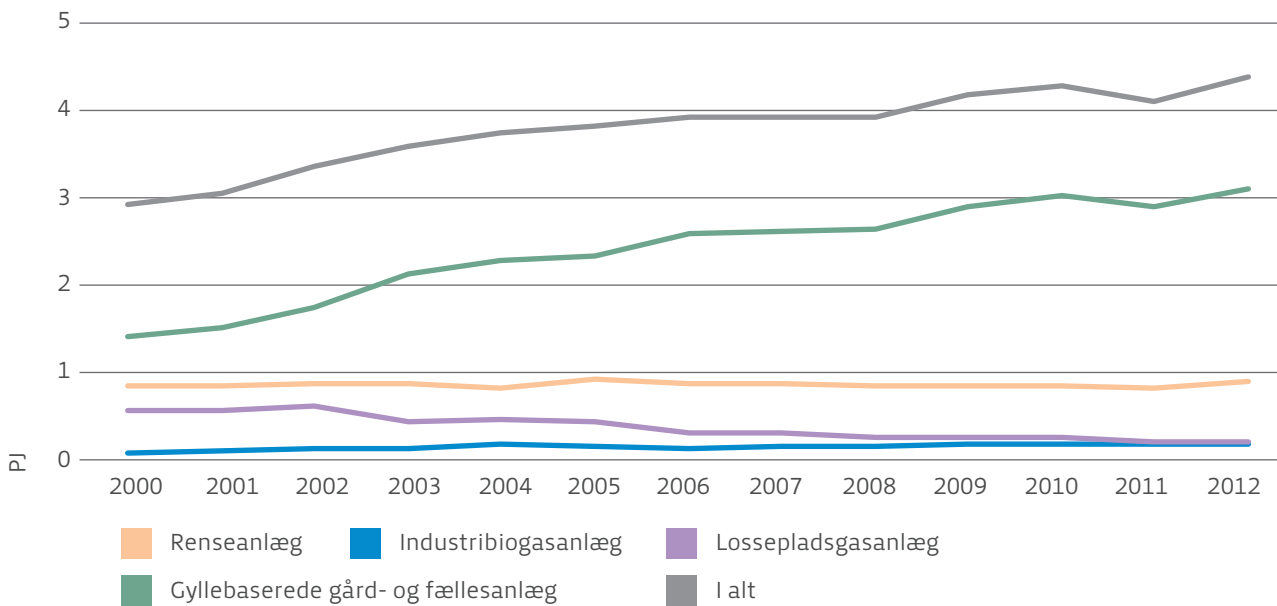


## 4. Status for biogas- udbygningen

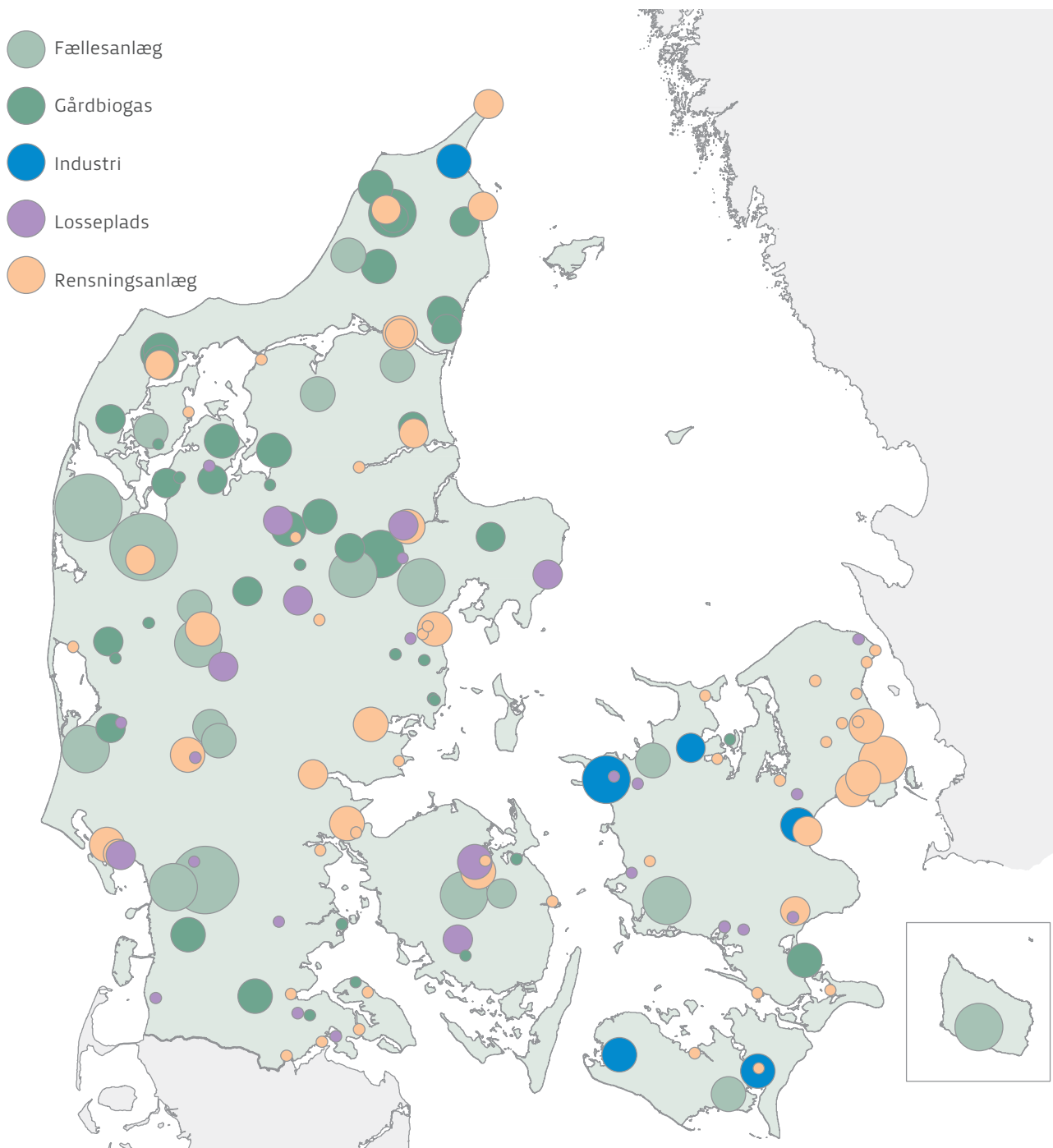
## Den hidtidige udvikling

Der bliver i dag (2012) anvendt ca. 7 pct. af den danske husdyrgødning, eller ca. 2,5 mio. tons, til biogas. Udover gødning afgasses organisk industriaffald, madaffald, spildevandsslam og energiafgrøder i biogasanlæg. Der produceres i alt 4,3 PJ biogas, heraf 3,1 PJ fra en blanding af gylle, organisk affald og andre biomasser i de gyllebaserede anlæg. Produktionen sker på 57 renseanlæg, 5 industribiogasanlæg, 25 lossepladsgasanlæg, 21 gyllebaserede fællesanlæg og 46 gårdbiogasanlæg. Mange af de eksisterende anlæg blev etableret før 2000. Der er dog etableret enkelte fællesanlæg og en del gårdanlæg i perioden 2000 til 2012.

Den producerede biogasmængde steg frem til 2010, som vist på figur 1. Dette skyldes hovedsagelig en øget produktion på de eksisterende anlæg. I 2011 faldt biogasproduktionen for første gang, formentlig på grund af knaphed på organisk industriaffald bl.a. glycerin, som tidligere blev importeret, men som nu anvendes til andre formål. I 2012 steg produktionen igen til 4,3 PJ på grund af nye anlæg og udvidelser. Figur 2 viser biogasanlæggenes geografiske fordeling.



Figur 1. Den danske biogasproduktion fra 2000 til 2012.



Figur 2. Eksisterende biogasproducenter i Danmark 2012.  
 Størrelsen af cirklerne indikerer, hvor meget biogas anlæggene producerer.



## Forventninger til den fremtidige udbygning

Biogas Taskforce vurderer, at det er sandsynligt at biogasproduktionen med de nuværende rammebetingelser bliver mere end fordoblet fra 4,3 PJ til omkring 10 PJ inden 2020. Den væsentligste drivkraft i udvidelsen er Energiaftalens forhøjede støtte til anvendelsen af biogas til elproduktion og opgradering, som blev statsstøttegodkendt i november 2013. Kun en begrænset mængde projekter, svarende til en produktionsudvidelse på omkring 1,5 PJ, har dog på nuværende tidspunkt truffet endelig beslutning. Vurderingen er derfor usikker.

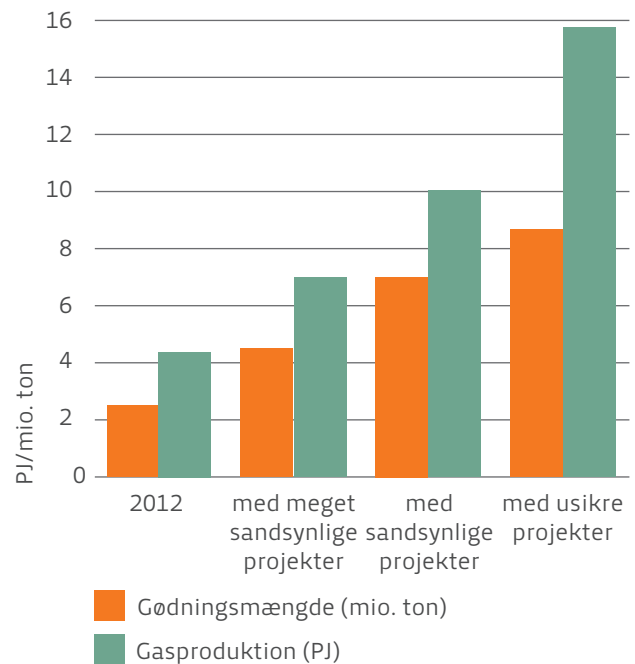
Der er herudover kendte planer om en række anlæg som – hvis de realiseres – vil kunne øge produktionen til omkring 15 – 16 PJ. Det er endnu usikkert om – og i så fald hvornår – de kan forventes realiseret. Det er desuden usikkert, om de vil blive realiseret indenfor de nuværende rammebetingelser, eller om det vil kræve, at nogle af de barrierer, der beskrives i kapitel 11, reduceres eller overvindes. Dette vil tidligst kunne vurderes i løbet af 2014. Taskforce anser det for usandsynligt, at alle projekterne realiseres, men til gengæld for sandsynligt, at andre projekter i stedet dukker op. Forventningen til den fremtidige udbygning er vist på figur 3.

Mere end en fordobling af den aktuelle produktion, må betegnes som en betydelig udbygning. Det kan dog ikke forventes, at biogasproduktionen når op på 16,8 PJ i 2020, som det beregningsteknisk blev forudsat i energifremskrivningen fra 2012. Det kan heller ikke forventes, at halvdelen af husdyrgødningen bioafgasses i 2020.

Blandt de nye projekter forventer hovedparten at opgradere gassen og afsætte den via naturgasnettet. Omkring 3/4 af den nye gasproduktion kan

således forventes at blive opgraderet. Meget få forventer at afsætte til procesformål udover egen proces på biogasanlægget. De resterende omkring 20 pct. forventes at blive afsat til produktion af el og varme.

Biogas Taskforce har kendskab til 50 biogasprojekter, der går ud på at udvide eksisterende anlæg eller at etablere nye anlæg. En liste over disse projekter kan ses i bilag 1. Siden energiaftalen blev indgået i foråret 2012 har aktørerne investeret mange kræfter og ressourcer i forberedelsen af projekterne. Realiseringen af planerne har dog været begrænset, idet investorerne har ventet på statsstøttegodkendelse af energiaftalens støttesatser til biogas og arbejdet med andre nødvendige afklaringer.



Figur 3. Vurderinger af udviklingen i biogasproduktionen og i den anvendte mængde af husdyrgødning frem til 2020. Figuren er lavet på baggrund af oplysninger om biogasprojekter under planlægning. En liste over disse kan ses i bilag 2.



## **5. Rammebetingelser for biogas**

# Biogas

En lang række EU-direktiver og love og regler under forskellige ministerier er med til at definere rammebetingelser for biogasproduktionen. Oversigten i boks 1 giver et overblik over relevant lovgivning. Energireguleringen beskrives derefter nærmere. Øvrige rammebetingelser beskrives i bilag 3.

EU	Klima-, Energi og Bygningsministeriet
Affaldsrammedirektiv	Lov om vedvarende energi
Biproduktforordning	Varmeforsyningslov og projektbekendtgørelse
VE-direktiv	Elforsyningslov
VVM-direktiv	Naturgaslov
Habitat-direktiv	Klimaplan
Nitrat-direktiv	Strategisk energiplanlægning
Vandrammedirektiv	VE i proces
Miljøministeriet	Fødevareministeriet
Planlov	Arealstøtte mv. til landbruget
VVM-bekendtgørelse	Landdistriktsprogram
Habitatbekendtgørelse	Bekendtgørelser om gødning og plantedække mv.
Miljøbeskyttelseslov	
Slambekendtgørelse	
Affaldsbekendtgørelse	Økonomi-94 og Indenrigsministeriet
Ressourcestrategi	Kommunalfuldmagtsregler
Naturstyrelsens biogas-rejsehold	
	Skatteministeriet
	Afgiftslove

Boks 1. Oversigt over relevante love, regler mv. der udgør rammebetingelser for biogasproduktion i Danmark.



## Driftstilskud til biogas

Biogas til produktion af el er siden energiaftalen i 2008 blevet støttet gennem en fast afregning på 74,5 øre pr. kWh eller et pristillæg på 40,5 øre pr. kWh oveni den variable salgspris for el på markedet. Denne støtte reguleres hvert år med 60 pct. af stigningen i nettoprisindekset og udgør i 2012 hhv. 79,3 øre pr. kWh eller et pristillæg på 43,1 øre pr. kWh.

Energiaftalen fra marts 2012 forbedrede de økonomiske vilkår og lagde op til at biogas i højere grad skulle kunne anvendes uden for kraftvarmesektoren. Parterne blev enige om, at den samlede støtte til biogas, der anvendes til kraftvarme eller sendes ud i naturgasnettet skulle være på 115 kr./GJ i 2012. Det fremgår af aftalen, at der skulle være "tilskudsmæssig ligestilling" mellem afsætning via naturgasnettet og afsætning til kraftvarme. Desuden skulle alle anvendelser af biogas støttes. De nye støttesatser blev vedtaget af Folketinget den 18. juni 2012<sup>2</sup>.

I forbindelse med lovens vedtagelse afgav Klima-, energi- og bygningsudvalget en tillægsbetænkning om fremtidige kriterier for bæredygtighed, som skal opfyldes for at kunne modtage støtte. Disse er nærmere beskrevet i kapitel 7 om bæredygtighed under energiafgrøder.

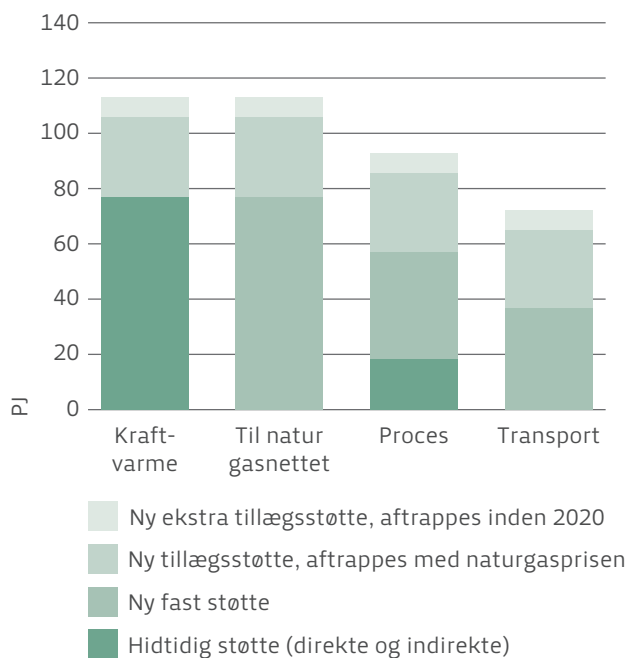
Figur 4 viser de nye driftsstøttesatser, som skulle gælde for 2012

- 79 kr./GJ i grundtilskud til kraftvarme
- 79 kr./GJ i grundtilskud til opgradering og afsætning via naturgasnet
- 39 kr./GJ i grundtilskud til proces og transport

Hertil lægges:

- 26 kr./GJ til alle anvendelser  
– aftrappes med stigende naturgaspris.
- 10 kr./GJ til alle anvendelser  
– aftrappes frem til 2020

2. Lov nr. 576 om ændring af lov om fremme af vedvarende energi mv.



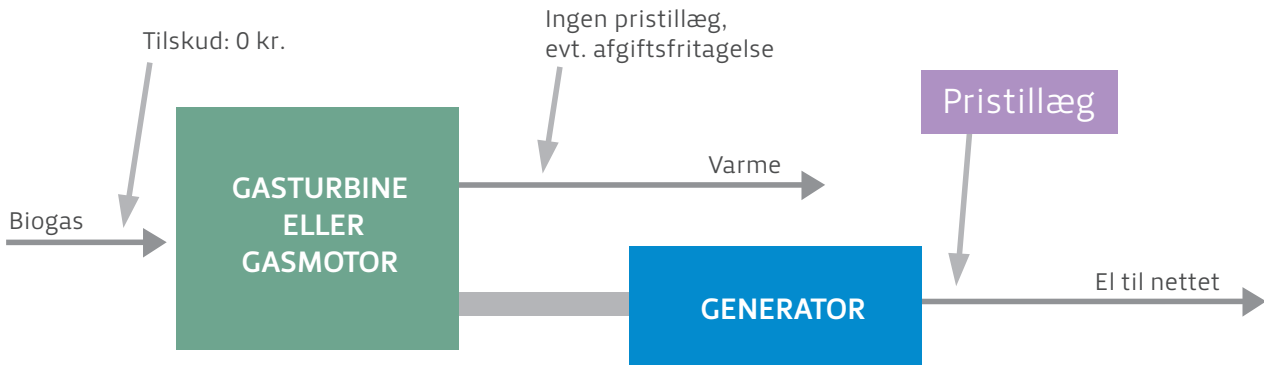
Figur 4. Energiaftalens støttesatser gældende for 2012 til forskellige anvendelser af biogas.

Den forhøjede driftsstøtte til anvendelse af biogas til kraftvarme og til opgradering til naturgasnettet blev statsstøttegodkendt af EU-Kommissionen i november 2013. Støtten til proces, transport og anden anvendelse er endnu ikke godkendt og derfor heller ikke trådt i kraft.

## Driftstilskud til elproduktion

Støtten til elproduktion gives som hidtil som en fast afregningspris på 79,3 øre pr. kWh eller et pristillæg på 43,1 øre pr. kWh oveni den variable salgspris for el på markedet (her nævnt med satser for 2012). Herudover ydes altså et nyt pristillæg på 26 øre pr. kWh og et nyt pristillæg på 10 øre pr. kWh. Pristillæg og fast afregningspris giver tilsammen en pris på 115,3 øre pr. kWh for el produceret i 2012. Støtten til biogasbaseret el i 2012 svarer således til 43,1+26+10 øre pr. kWh. Differencen op til 115,3 øre pr. kWh udgøres af markedsprisen på el.

# Biogas



Figur 5. Støtten til biogas til elproduktion. Det er den, der bruger biogassen, der modtager støtten. Når der gives pristillæg til elproduktionen, kan der ikke samtidig modtages pristillæg til den ledsagende varmeproduktion. Men hvis varmen anvendes til fjernvarme er den pålagt færre afgifter end naturgas. Dette betegnes som et indirekte tilskud.

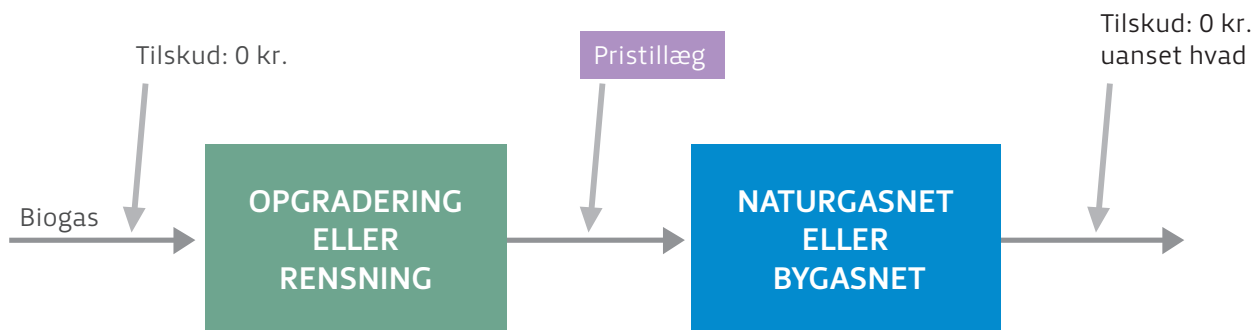
Støtten til elproduktion er vist på figur 5. Den varmeproduktion, der fremkommer ved kombineret el- og varmeproduktion (kraftvarme), opnår indirekte støtte, hvis den fortrænger afgiftsbelagt varmeproduktion, typisk naturgas. I det tilfælde kan denne indirekte støtte og den direkte støtte til biogasbaseret elproduktion sammenlagt svare til omkring 115 kr./GJ biogas. Den præcise størrelse af den indirekte støtte varierer fra anlæg til anlæg. Den afhænger af, hvor høj varmeudnyttelse det konkrete biogas-kraftvarmeanlæg kører med (totalvirkningsgraden), samt af om denne varme fortrænger naturgas-varme fra et motorgeneratoranlæg eller et kedelanlæg. Værdien af dette indirekte tilskud er analyseret nærmere nedenfor.

Den nye støtte gives til elproduktion fra både biogas og fra gas fremstillet ved termisk forgasning af biomasse<sup>3</sup>. Støtten gives til el, der er produceret efter 1. juli 2012.

## Driftstilskud til opgradering

Pristillægget til opgraderet biogas, der tilføres naturgasnettet i kalenderåret 2013, er 111,6 kr./GJ. Der gives både pristillæg til opgraderet biogas, der tilføres naturgasnettet, og til rensset biogas, der tilføres et bygasnet. Denne støtte gives med virkning fra 1. december 2013. Støtten til opgradering er illustreret på figur 6.

3. Biomassen omfatter ikke gyllefibre eller andet affald. Jf. bekendtgørelse nr. 1637 af 13. december 2006



Figur 6. Støtte til opgradering af biogas til naturgasnet eller rensset biogas til bygasnet.

### Driftstilskud til proces, transport og andre formål

Driftsstøtten til proces, transport og andre formål er som nævnt endnu ikke statsstøttegodkendt af EU-kommissionen. Det planlagte grundtilskud til disse formål er desuden 40 kr./GJ lavere end til kraftvarme og opgradering.

Der har tidligere været en afgiftsmæssig gevinst for procesvirksomheder ved at udskifte naturgas med biogas. Fremadrettet, dvs. fra 2015, forventes energiafgiften på naturgas imidlertid at blive sat ned til EUs minimumsafgiftsniveau på 1,3 kr./GJ<sup>4</sup>. Samtidig kan biogas til proces – som indtil nu har været afgiftsfritaget – forventes at blive pålagt EUs minimumsafgift i forbindelse med implementering af forsyningssikkerhedsafgiften. Fra 2015 kan der således ikke forventes at være en afgiftsmæssig gevinst ved at udskifte naturgas med biogas til procesformål i industrien.

Driftsstøtten til anvendelsen af biogas til procesformål er – selv om den er lavere end til andre formål

– mere værd end muligheden for at få anlægsstøtte via "VE i proces"-ordningen. Denne ordning kan give investeringstilskud på 45 – 65 pct. til at konvertere procesenergi fra fossile brændsler til vedvarende energi på betingelse af at virksomheden frasiger sig retten til driftsstøtte. 'VE i proces'-ordningen er derfor uinteressant for biogas<sup>5</sup>.

Det væsentligt lavere grundtilskud til proces og transport betyder, at det i mange tilfælde vil være en selskabsøkonomisk fordel at opgradere gassen og tilføje den til naturgasnettet for at kunne få opgraderingstilskuddet i stedet. Dette skyldes, at opgradering og nettilslutning koster ca. 25 – 28 kr./GJ og forskellen i tilskud mellem de to anvendelser er 40 kr./GJ. I naturgasnettets område kan tilskuddet til proces, transport og andre formål derfor forventes at blive anvendt i begrænset omfang udover til biogasanlæg, der selv anvender biogassen til procesvarme.

4. L219 Forslag til lov om ændring af affalds- og råstofafgiftsloven, lov om kuldioxidafgift af visse energiprodukter, lov om afgift af elektricitet, momsloven og forskellige andre love

5. Se beregninger heraf i "Afsætning af biogas til industri", Ea Energianalyse 2014.

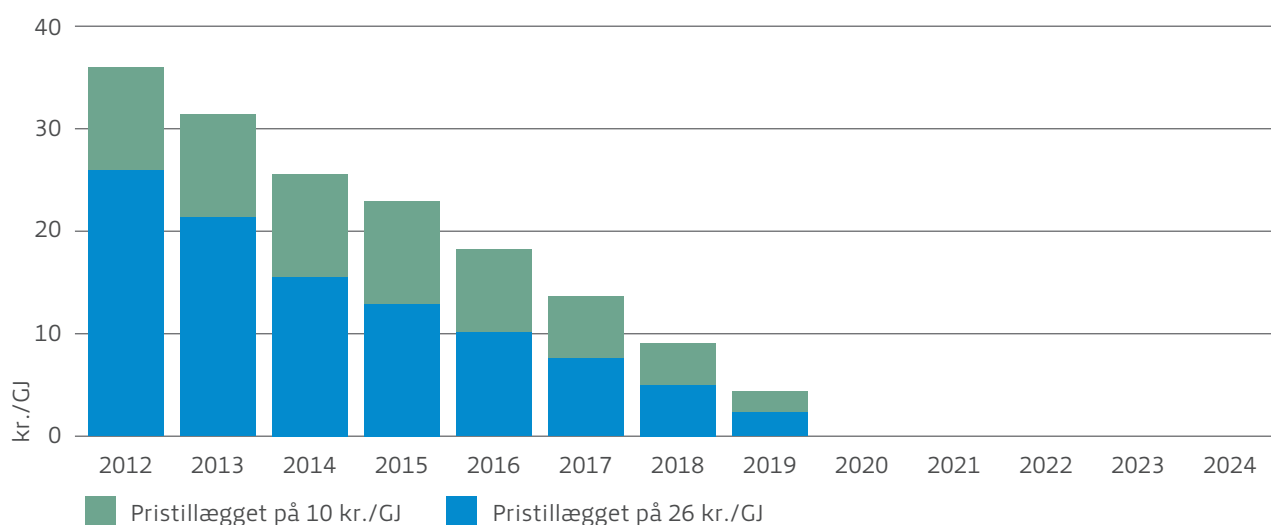


## Analyse af tilskudssystemet

### Aftrapningen af støtten

Støtten til biogas aftrappes i løbet af de kommende år. Dette skyldes, at der kun sker en delvis pristalsregulering, og at et tillæg aftrappes inden 2020. Desuden reguleres tillægget på 26 kr./GJ ud fra en basispris på naturgas, der ikke pristalsreguleres.

Ud fra Energistyrelsens prognose for udviklingen i naturgasprisen fra 2012 ser aftrapningen af de to ekstra tillæg ud som vist i figur 7.



Figur 7. Forventet aftrapning af nye pristillæg til biogas. Diagrammet viser udviklingen ud fra prisen på naturgas fra Nordpool (2013) og fremtidige naturgaspriser fra World Energy Outlook 2013 i løbende priser

De konkrete regler for aftrapningen af pristillægene er:

- ▶ Grundstøtten på 79 kr./GJ til produktion af el og til levering af opgraderet biogas til naturgasnettet indeksreguleres hvert år fra 2013 på grundlag af 60 pct. af stigningerne i nettoprisindekset.
- ▶ Pristillægget på 10 kr. pr. GJ biogas nedsættes årligt 1. januar 2016 og ophører med udgangen af 2019. Pristillægget på 10 øre pr. kWh nedsættes tilsvarende årligt med 2 øre/kWh fra den 1. januar 2016.
- ▶ Pristillægget på 26 øre pr. kWh og tilskuddet på 26 kr. pr. gigajoule (GJ) biogas afhænger af na-

turgasprisen. Tillægget på 26 kr. pr. GJ nedsættes hvert år med det beløb i kroner pr. GJ, naturgasprisen i det foregående år er højere end en basispris på 53,2 kr. pr. GJ. Er naturgasprisen lavere end basisprisen, forøges pristillægget tilsvarende. Pristillægget på 26 øre pr. kWh reguleres tilsvarende med 1 øre/kWh for hver kr. pr. GJ naturgasprisen ændrer sig i forhold til basisprisen. Summen af basisprisen og 26 øre tilskuddet holdes dermed konstant på 79,2 øre/GJ, hvilket ikke er indeksreguleret. Med en prisudvikling på f.eks 2 pct. pr. år, udhules denne sum med 1,6 kr. pr. GJ årligt. Det svarer til at 26 øre tilskuddet reelt udhules med 6 pct. årligt.

## Det indirekte tilskud og værdi af biogas, der afsættes til kraftvarme

Den, der anvender biogas til el-produktion, får udover pristillægget som nævnt et indirekte tilskud i form af afgiftslettelser på varmeproduktionen i forhold til det alternative fossile brændsel, naturgas. Når der anvendes fossile brændsler betales nemlig en række afgifter for den del af brændslet, der går til rumopvarmning. Biogas og andre vedvarende energiformer er fritaget for disse afgifter eller betaler en lavere sats. De relevante afgifter er

- › Energiafgift
- › CO<sub>2</sub>-afgift
- › Den forventede forsyningssikkerhedsafgift

Herudover er anvendelse af både naturgas og biogas pålagt NO<sub>x</sub>-afgift og metan-afgift. NO<sub>x</sub>-afgiften er lidt højere for biogas end for naturgas, mens metanafgiften er lidt lavere, fordi emissionerne er forskellige.

For naturgas er CO<sub>2</sub>-afgiften på 9,2 kr./GJ og energiafgiften på 60,5 kr./GJ i 2013. Den forventede forsyningssikkerhedsafgift for naturgas starter på 10,1 kr./GJ i 2013 og stiger til 21,8 kr. /GJ i 2020.

For biogas betales ikke CO<sub>2</sub>-afgift og hidtil heller ikke energiafgift eller forsyningssikkerhedsafgift. Dette forventes ændret fra 2014<sup>6</sup>, hvor der forventes indført energiafgift og forsyningssikkerhedsafgift på biogas. Energiafgiften indføres for at overholde Energibeskatningsdirektivet. For rumvarme vil satsen være på 2,5 kr./GJ indtil forsyningssikkerhedsafgiften indføres, hvor den vil blive erstattet af denne. Den forventede forsyningssikkerhedsafgift på biogas til rumvarme starter på 11,4 kr./GJ i 2013

og stiger til 29,7 kr. /GJ i 2020. Forsyningssikkerhedsafgiften vil altså, hvis den bliver indført, udhule afgiftsfordelen for biogas i forhold til naturgas med 7,9 kr./GJ i 2020.

Tabel 1 viser en beregning af værdien af den selskabsøkonomiske substitutionsværdi af biogas, der fortrænger naturgas på et decentralt kraftvarmeværk.

Det ses af tabel 1, at substitutionsprisen for biogas anvendt i et naturgasfyret decentralt kraftvarmeværk i 2015 vil udgøre i alt 172,6 kr. pr. GJ. Heri indgår værdien af tilskud, samt sparede omkostninger til den energiforsyning som biogassen substituerer.

Det er en forudsætning, at naturgas reelt er alternativet, samt at biogassen ikke giver anledning til ændrede tekniske data på gasmotoren eller ændret driftsmønster. Endvidere er det en forudsætning, at biogassen kan aftages lige så fleksibelt som naturgas.

Ovenstående forudsætninger er sjældent tilstede, og såfremt substitutionsbrændslet for biogas ikke er afgiftsbelagt naturgas, bliver værdien af biogas lavere end i tabel 1. I praksis vil biogas ofte helt eller delvist skulle konkurrere mod teknologier, der kan producere varme til lavere omkostninger, end det er muligt på basis af et decentralt naturgasfyret kraftvarmeanlæg, f.eks. solvarme, halmfyr, flikskedler og geotermi. Tabellen skal derfor opfattes som en teoretisk maksimalværdi. Hertil kommer, at biogasanlægget kan have en svag forhandlingsposition overfor varmeværket, hvorved hele substitutionsværdien ikke nødvendigvis tilfalder biogasanlægget.

6. Forslag til Lov om ændring af lov om afgift af elektricitet, lov om afgift af naturgas og bygas, lov om afgift af stenkul, brunkul og koks m.v., lov om energiafgift af mineralolieprodukter m.v. og lov om kuldioxidafgift af visse energiprodukter samt resumé og notat om beskrivelse af model for forsyningssikkerhedsafgiften.

# Biogas

## Selskabsøkonomisk substitutionsværdi af biogas, der erstatter naturgas på et decentralt kraftvarmeværk.

Anvendelse i kraftvarme (kr./GJ)	A: Naturgas	B: Biogas	A-B Værdi af biogas
Børspris	66,3		66,3
Grøn værdi			-
CO <sub>2</sub> (kvote)	2,5		
Distribution	5,9		5,9
Transmission	0,9		0,9
Energiavgift	25,3		25,3
Forsyningsikkerhedsafgift	6,1	6,8	-0,7
CO <sub>2</sub> -afgift <sup>9</sup>	9,2		9,2
NOx-afgift	3,5	5,0	-1,5
Metan-afgift	1,6	1,1	0,5
Grundtilskud		-45,6	45,6
26-tilskud		-10,9	10,9
10-tilskud		-10,2	10,2
<b>Total</b>	<b>118,7</b>	<b>-53,9</b>	<b>172,6</b>

Tabel 1. Den selskabsøkonomiske substitutionsværdi af biogas, der erstatter naturgas på et decentralt kraftvarmeværk. Substitutionsværdien er summen af tilskudsværdien og de sparede omkostninger til den energiforsyning, som biogassen substituerer. Resultatet, 172,6 kr./GJ, skal opfattes som en teoretisk maksimalværdi. Tallene i tabellen er 2012 priser. Der er regnet med 39 pct. elvirkningsgrad, 51 pct. varmevirkningsgrad og ingen bortkøling af varmen om sommeren.

Kilde: Anvendelse af biogas til el- og varmeproduktion, Ea Energianalyse 2014.

Med svingende priser i elmarkedet vil decentrale kraftvarmeværker med varmelager i et vist omfang kunne tilpasse produktionen sådan, at der i gennemsnit opnås lidt højere elindtægter, end hvis driften udelukkende var baseret på det lokale varmebehov. Når driften baseres på biogas, kan muligheden for at agere i elmarkedet blive mindre, hvilket dog kan imødegås med etablering af lavtrykslager for biogas, der størrelsesmæssigt tilpasses det lokale varmelager.

Såfremt biogasanlægget er "stort" sammenlignet med det lokale varmebehov, kan der også opstå en sæsonmæssig udfordring, idet det kan blive nødvendigt at bortkøle en del af varmen om sommeren. Er det tilfældet, vil en del af sommergassen få lavere værdi end den maksimale værdi vist i ovenstående tabel.



## Værdi af biogas, der afsættes til naturgasnettet

Tabel 2 viser substitutionsværdien af biogas, der afsættes til naturgasnettet. Det ses af tabellen, at substitutionsværdien af biogas, der indføres i naturgasnettet i 2015 er beregnet til i alt 164,6 kr./GJ.

## Substitutionsværdi af biogas, der indføres på naturgasnettet

Anvendelse til opgradering (kr./GJ)	A: Naturgas	B: Biogas	A-B: Værdi af biogas
Selskabsøkonomi			
Børspris	66,3		66,3
Grøn værdi			0,0
CO <sub>2</sub> (kvote)	2,5		2,5
Distribution	5,9	5,9	0,0
Transmission	0,9	0,9	0,0
Energiavgift			0,0
Forsyningssikkerhedsavgift			0,0
CO <sub>2</sub> -avgift			
NO <sub>x</sub> -avgift			0,0
Metan-avgift			0,0
Grundtilskud		-76,4	76,4
26-tilskud		-10,0	10,0
10-tilskud		-9,3	9,3
Total	75,7	-88,9	164,6

Tabel 2. Substitutionsværdien for biogas, der indføres i naturgasnettet i 2015 er 164,6 kr./GJ. Substitutionsværdien er summen af tilskudsværdien og de sparede omkostninger til den energiforsyning som biogassen substituerer. Tabellen er vist i 2012 priser.

Kilde: Anvendelse af biogas til el- og varmeproduktion, Ea Energianalyse 2014.

## Værdi af tilskud til forskellige anvendelser

Da støtten gives til anvendelsen af biogassen, afhænger det som nævnt af forhandlingssituationen, hvor stor en del af støtten, der går videre til biogasanlægget. I tabel 3 ses beregnede værdier af direkte og indirekte tilskud med fire forskellige anvendelser af biogas. "Kraftvarme max" er værdien af tilskuddet, hvis biogassen fuldtud erstatter naturgas der anvendes i en gasmotor med fuld nyttiggørelse af varmeproduktionen svarende forudsætningerne i ovenstående tabel. "Kraftvarme excl. afgiftsfordel" viser tilskudsværdien, når de indirekte tilskud i form af sparede afgifter ikke indregnes. Hvordan de indirekte tilskud bør indregnes vil afhænge af fjernvarmeværkets konkrete situation, og i hvilket omfang biogassen konkurrerer med solvarme, biomasse eller andre vedvarende energikilder. Det fremgår, at tilskudsværdien til "Kraftvarme max" og til opgradering er nogenlunde lige store med en stigende fordel for opgraderingsløsningen over tid som følge af den forventede forsyningsikkerhedsafgift.

Værdi af tilskud i kr./GJ	2015	2020
Kraftvarme max	99	75
Kraftvarme excl. Afgiftsfordel	67	44
Opgradering	98	78
Industri	59	38

Tabel 3. Værdien af tilskud for biogasanlægget i forskellige afsætningssituationer i 2015 og 2020. "Kraftvarme max" er værdien, hvis biogas erstatter naturgas, al varmen udnyttes og det indirekte tilskud derfor kan medregnes fuldt ud. "Kraftvarme excl. afgiftsfordel" svarer til at alternativet er andre afgiftsfritagede energikilder og afgiftslettelsen i forhold til naturgas derfor ikke kan medregnes. Der er antaget en elvirkningsgrad på 39 pct., og at kraftvarmeværket ikke er kvotebelagt. Kilde: Anvendelse af biogas til el- og varmeproduktion, Ea Energianalyse 2014.

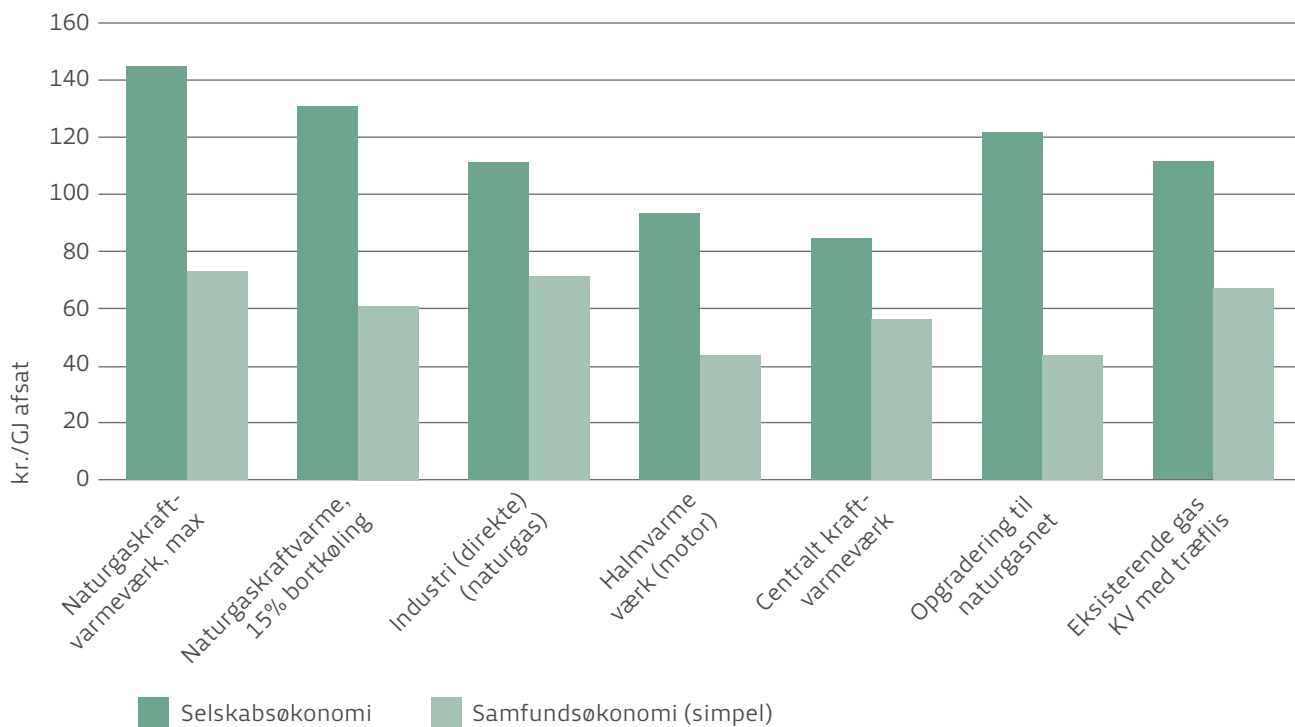
For biogas der anvendes direkte til fjernvarme vil tilskudsværdien sjældent nå op på "Kraftvarme max", da en del af biogassen måske anvendes i en kedel, en del af kraftvarmen eventuelt bortkøles i sommerperioden eller en del af biogassen konkurrerer mod andre vedvarende energikilder. Hertil kommer som nævnt ovenfor, at fordeling af tilskudsværdien mellem biogasanlæg og andre aktører i alle tilfælde vil bero på lokale forhandlinger. Det må betragtes som en særlig gunstig situation for biogasanlægget, hvis hele tilskudsværdien ender hos dette.

Tabel 3 viser også, at værdien af energiaftalens forhøjede tilskud allerede i 2015 er væsentligt lavere end 115 kr./GJ og for el-produktion allerede i 2020 trappet ned til samme niveau som før energiaftalen.

## Selskabs- og samfundsøkonomisk værdi af biogas i 2020

Ved anvendelse af biogas frem for andet brændsel er der ofte behov for visse investeringer på anvendelsesstedet. Samfundsøkonomisk er værdien af biogas højest, når gassen kan fortrænge naturgas med lavest mulige ekstraomkostninger. Dette er muligt ved direkte anvendelse i industrien, og ved direkte anvendelse til kraftvarme, såfremt biogas erstatter naturgas og ikke giver anledning til ændret drift.

Figur 8 viser nettoværdien af biogas i 2020 i forskellige afsætningssituationer med fradrag for beregnede omkostninger. Disse investeringer er f.eks ny gasrampe, hvis biogassen afsættes til et eksisterende naturgasfyret kraftvarmeværk, eller helt nyt motoranlæg, hvis biogassen afsættes til et eksisterende halmvarmeværk.



Figur 8. Figuren viser både den selskabsøkonomiske værdi og en "simpel samfundsøkonomisk" værdi. Den selskabsøkonomiske værdi er værdien inklusiv tilskud fratrukket investeringsomkostninger. Den simple samfundsøkonomiske værdi er værdien eksklusiv tilskud fratrukket investeringsomkostninger. Kraftvarmeværket er i figuren regnet som kvotebelagt, hvilket sammen med en antagelse om afvikling af dobbeltbeskatning på CO<sub>2</sub> området giver ca. 4 Kr./GJ lavere værdi af direkte og indirekte tilskud. Kilde Anvendelse af biogas til el- og varmeproduktion. Ea Energianalyse 2014.

I Søjlen "Kraftvarme 15 pct. bortkøling" er det udover bortkøling antaget, at biogas medfører øget elproduktion på tidspunkter med lav elpris, hvilket nedsætter værdien af biogassen både samfunds- og selskabsøkonomisk. Dårligst samfundsøkonomi fås, hvor der er behov for investering i et helt nyt motoranlæg samtidig med, at der er et relativt billigt brændsel der fortrænges. Dette er tilfældet, når biogas erstatter halm på et eksisterende halmvarmeværk.

Det fremgår af figur 8, at den selskabsøkonomiske værdi er bedst ved anvendelse til kraftvarme

på eksisterende naturgasfyrede kraftvarmeanlæg. Dette gælder også i beregningen med bortkøling af 15 pct. af varmeproduktionen og ændret motordrift. Forskellen mellem de mørke og de lyse søjler viser værdien af direkte og indirekte tilskud ved de forskellige anvendelser. Det er lokale forhandlinger, der afgør, hvordan den selskabsøkonomiske værdi af biogassen fordeles mellem biogasanlæg og aftager af biogassen. Biogasanlæggets forhandlingsposition er naturligvis svagere, når der kun er én afsætningsmulighed, og når aftager ikke aktivt efterspørger biogas.



# Biogas



Foto: Torben Skøtt

## Regler for opgradering og tilslutning til naturgasnettet

Reglerne for opgradering og tilslutning af opgraderet biogas til naturgasnettet fremgår af VE loven § 35a. Her fremgår følgende:

- › Distributions/transmissionsselskabet skal tilslutte opgraderingsanlægget til naturgasnettet, herunder fastlægge tilslutningspunktet efter drøftelse med ejeren af opgraderingsanlægget og ud fra en økonomisk vurdering. Distributions- og transmissionsselskaber skal give et detaljeret skøn over de samlede omkostninger for tilslutningen og de løbende driftsomkostninger.
- › Ejeren af opgraderingsanlægget skal afholde de direkte henførbare omkostninger forbundet med tilslutningen til det anviste tilslutningspunkt samt de efterfølgende driftsomkostninger ved tilførslen af den opgraderede biogas.
- › Øvrige omkostninger, herunder til netforstærkning og netudbygning, afholdes af distributions- eller transmissionsselskabet.

Reglerne for tilslutning af opgraderet biogas til naturgasnettet og tilslutning af elproducerende anlæg til elnettet er på mange måder parallelle: Anlægs-ejer betaler omkostningerne ved tilslutning til et punkt udpeget af netselskabet efter en samlet økonomisk vurdering. Øvrige omkostninger, herunder til netforstærkning og netudbygning, afholdes af netselskabet.

Hvis man sammenligner tilslutning af opgraderingsanlæg til gasnettet med tilslutning af kraftvarmeanlæg til elnettet er der dog en forskel. For kraftvarmeanlæg skal anlægsejeren kun betale for tilslutning på 10-20 kV nettet, selv om netselskabet udpeger et tilslutningspunkt på et højere spændingsniveau. Netejer betaler så de ekstra omkostninger ved at tilslutte på det højere spændingsniveau. Tabel 4 giver et overblik over tilslutningsomkostningerne.

Biometan til naturgasnet	Vindmøller til elnet	Kraftvarmeværker til elnet
Biogasledning hen til tilslutningspunkt	Stikledning til elnettet	Samme som ved vindmøller dog kun omkostninger ved et tilslutningspunkt på 10 – 20 kV nettet.
Opgradering	Lavspændingstilslutning og lavspændingsstik	
Tilslutningsanlæg	Tilslutning til elnet	
Trykregulering/kompression	Transformere	
Måling og kontrol	Måling	
Propantilsætning		

Table 4. Tabellen viser omkostninger ved tilslutning af biometan til naturgasnet og til sammenligning omkostningerne ved at tilslutte el-producerende anlæg til elnettet.

## Prisforskelle ved nettilslutning

De faktiske omkostninger ved at tilslutte et opgraderingsanlæg til naturgasnettet er forskellige, idet de afhænger af geografiske afstande, lokale netforhold og af, om der er tale om det første eller andet anlæg, der skal tilsluttes nettet. Til "netforhold" hører størrelsen af og gasforbruget i distributionsnettet. Hvis der er tale om store mængder biogas, vil der i nogle tilfælde ikke være plads i 4 bar distributionsnettet, og det kan derfor være nødvendigt at tilslutte den opgraderede biogas til et fordelingsnet ved et højere trykniveau, f.eks. 40 bar. Det kan være, at der kun er plads til biogas fra ét anlæg i det lokale distributionsnet. Hvis der etableres et biogas – og opgraderingsanlæg til i nærheden, vil tilslutningen af dette indebære højere omkostninger til kompression og evt. til en længere biogasledning for at nå hen til en M/R station på 40 bar nettet. Dette er forholdsvist investeringstungt. En kompressor til komprimering af 1000 m<sup>3</sup>/h fra 4 til 40 bar koster omkring 4 millioner kr. og drifts- og vedligehold koster ca. 150.000 kr./år.

Brændværdien af biometan er mere end 10 pct. lavere end brændværdien af naturgas. Samtidig har gaskunderne krav på at blive afregnet med en rimelig nøjagtighed. Dette kan sikres ved at tilsætte propan, så blandingsgassen får samme brændværdi som naturgas. Dette vil især være relevant ved tilslutning til distributionsnettet, mens det ikke er nødvendigt ved tilslutning til et højere trykniveau, da der her sker en højere grad af opblanding af gassen. Korrekt afregning kan også sikres gennem bedre målemetoder. Tilsætning af propan giver en højere driftsomkostning og fravælges ofte af denne grund. Løses afregningsproblemet på andre måder vil det typisk kræve højere investeringsomkostninger.

## Handel med biometan (bionaturgas)

De selskaber, der er ansvarlige for gasnettene i Danmark, HMN, DONG Energy, NaturgasFyn og Energinet.dk, lancerede 1. maj 2013 fælles regler<sup>7</sup> for handel med bionaturgas. Dermed blev det muligt at sende opgraderet biogas ind i gasnettet via både distributions- og transmissionssystemet efter et fælles regelsæt. Bionaturgas kan nu handles kommercielt på lige fod med almindelig naturgas, og biogasproducenterne får mulighed for at sælge deres opgraderede biogas på det internationalt forbundne gasmarked og opnå den til en hver tid gældende gaspris. På den måde kan bionaturgas, der kommer fra Vestjylland sælges i Sverige eller et andet sted i Europa.

## Bionaturgascertifikater

Energinet.dk har etableret et certifikatsystem<sup>8</sup>, som betyder, at biogassen kan sælges via naturgasnettet som dokumenteret "grøn gas". Certifikatsystemet giver mulighed for at købere, der er interesseret i at købe "grøn gas" kan købe certifikaterne. I EU's kvoteordning kan en kvotevirksomhed, som kan dokumentere at der er annulleret bionaturgascertifikater, sætte emissionsfaktoren til nul ved den årlige CO<sub>2</sub>-rapportering. Certifikaterne kan dermed få en værdi, der kan lægges oveni naturgasprisen og give sælgeren en ekstra indtægt.

Da biogassen blandes med naturgas i naturgasnettet, er det ikke fysisk set de gasmolekyler, som blev produceret på biogasanlægget, som køberen får. Men systemet garanterer, at der kun udstedes certifikater for den mængde biogas, der fysisk tilføres naturgasnettet.

Fredericia Spildevand A/S har fået udstedt certifikater på den mængde bionaturgas, de har tilført nettet siden 2011. Fredericia Spildevand A/S har en konto i certifikatregistret, da det er biogasproducenten, som får udstedt certifikaterne. Fredericia

7. Regler for bionaturgas (<http://energinet.dk/DA/GAS/biogas/Biogas-i-gassystemet/biogas-paa-gasmarkedet/Sider/Biogas-paa-gasmarkedet.aspx>)

8. Certifikater (<http://energinet.dk/DA/GAS/biogas/Gascertifikater/Sider/default.aspx>)



Spildevand, Dong Naturgas A/S og Danske Commodities A/S er de aktører, der på nuværende tidspunkt kan handle med certifikater. Listen over kontoindehavere er offentligt tilgængelig på Energinet.dk's hjemmeside<sup>9</sup>.

### **Internationalt samarbejde om certifikater**

Bionaturgascertifikaterne gør det muligt virtuelt, men ikke fysisk, at spore bionaturgassen gennem forsyningskæden – fra biogasproducenten, via opgraderingsanlægget og ud til forbrugerne. Certifikatmodellen lever endnu ikke op til VE direktivets krav om massebalancesystem og fysisk sporbarhed tilbage til råvaren for den rå biogas – som krævet for at leve op til VE-direktivets bæredygtighedskriterier. Ifølge Energinet.dk vil udvikling af sådanne oprindelsesgarantier for biogassens råvare være et fremtidigt fokusområde.

Ligeledes er der et stykke vej før et egentligt europæisk marked for certifikater er en realitet. I dag findes ikke et fælles europæisk certifikatregister. Hvert land har sin model, der ikke er udviklet med international handel for øje.

Derfor underskrev Energinet.dk i september 2013 en hensigtserklæring med andre europæiske bionaturgas certifikatregistre om at styrke samarbejdet for udvikling af fælles løsninger herpå. Videreudvikling af certifikaterne i overensstemmelse med den danske gasmarkedsmodel er et af fokusområderne i 2014.

### **Varmeforsyningslov og projektbekendtgørelse**

Kommuner er ifølge varmforsyningslov<sup>10</sup> og projektbekendtgørelse<sup>11</sup> varmeplanmyndighed og dermed forpligtet til at godkende kollektive varmforsyningsprojekter, herunder biogasanlæg, der leverer varme til rumopvarmning og varmt brugs-

vand. Kommunerne er forpligtet til at godkende det projekt, der er samfundsøkonomisk billigst. Der er desuden regler for produktionsform, brændselsanvendelse og anlægstyper. Kommuner skal ikke godkende projektforslag for biogas, der skal opgraderes og tilføres naturgasnettet.

### **Kraftvarmekravet**

Kraftvarmeværker må ikke omstille fra naturgas til ren varmeproduktion på biomassekedler. Kun i særlige situationer tillades etablering af en (ny) biomassekedel: på udvalgte barmarksværker må der opstilles en biomasse kedel på maksimalt 1 MW. Hvis varmeværker har en ældre biomassespidslastkedel må denne erstattes. Og hvis der sker en udvidelse af fjernvarmeområdet, så der er brug for en større kapacitet, kan der opstilles en "spidslastkedel". En ny "spidslastkedel" vil dog, når den først er etableret, køre som grundlast, da varmeværkerne er forpligtet til at give forbrugerne den billigst mulige varme. Dette betyder færre driftstimer for gasmotoren, der leverer kraftvarme og mindsker dermed afsætningsmulighederne for biogas, med mindre biogas kan leveres til lavere priser end alternativerne.

### **Fortrinsret til biogas**

Kommunerne har som varmeplanmyndighed pligt til at give biogassen fortrinsret ved afsætning til kollektiv varmforsyning. Det hedder således i projektbekendtgørelsens § 16 stk. 2:

*"Kommunalbestyrelsen skal indpasse biogas, [...] i den kommunale varmforsyning, såfremt der er lokalt ønske herom, og såfremt fjernvarmeværket kan erhverve gassen til priser, der ikke adskiller sig væsentligt fra prisen på den forsyning, som fjernvarmeværket ellers har adgang til".*

9. <http://www.energinet.dk/DA/GAS/biogas/Gascertifikater/Sider/Liste-over-kointindehavere-og-produktionsanlaeg.aspx>

10. Lov om varmforsyning, jf. bekendtgørelse af lov nr. 1184 af 14. november 2011 med senere ændringer

11. "Bekendtgørelse nr. 374 om godkendelse af projekter for kollektive varmforsyningsanlæg"

Hvis biogasanlæg skal kunne godkendes efter projektbekendtgørelsen og ovennævnte fortrinsrets bruges, skal biogassen altså prismæssigt kunne konkurrere med den alternative varmekilde. Det kan lade sig gøre hvis alternativet er naturgas, men er vanskeligt, hvis alternativet er billigere f.eks. solvarme, biomasse, eller kul, hvor varmforsyningen kommer fra et centralt kulfyret kraftværk.


## **Varmeforsyningslovens hvile-i-sig-selv bestemmelse**

Ifølge varmforsyningsloven skal anlæg, der leverer varme og varmt brugsvand, levere til priser, der fastsættes ud fra lovens hvile-i-sig-selv princip. Dette begrænser indtjeningsmulighederne til, at der kan indregnes et begrænset overskud i varmeprisen, således at der er mulighed for at forrente den investerede kapital. Er varmforsyningsanlæggets indtjening over dette niveau, skal varmepriserne nedsættes.

På baggrund af Grøn Vækst-aftalen fra 2009 blev det muliggjort, at biogasanlæg under visse forudsætninger kan undtages fra varmforsyningslovens

prisregulering. Dette skete for at ligestille biogasleverandører med naturgasleverandører og for at gøre det økonomisk mere interessant for biogasproducenter at levere til varmeformål. Derved blev det muliggjort, at tilskuddet til biogasbaseret el kan tilfalde biogasanlæggene og ikke udelukkende skal gå til at nedsætte varmepriserne. Det betyder samtidig, at varmemeforbrugerne kan betale en højere pris for biogasbaseret varme end den omkostningsbestemte pris. Et anlæg kan kun få dispensation fra varmforsyningslovens prisbestemmelser, hvis der er flere mulige leverandører af varme. På den måde sikres, at biogassen leveres til en konkurrencedygtig pris, og varmemeforbrugerne får varme til den samme eller en lidt lavere pris, end hvis der fortsat var anvendt naturgas.

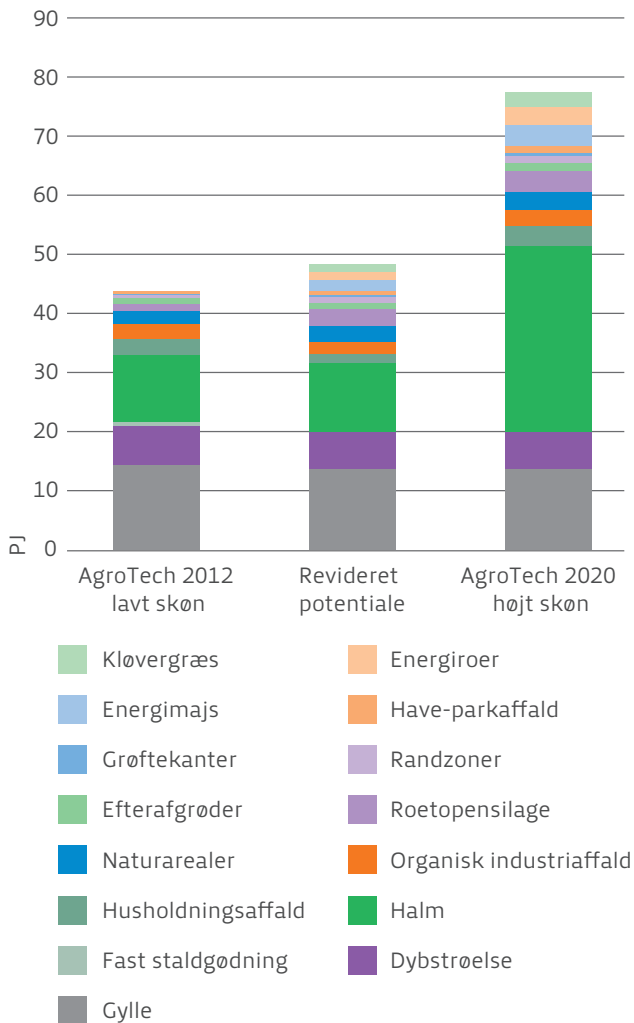
Udover varmforsyningsloven indeholder kommunalfuldmagtsreglerne også et hvile-i-sig-selv princip, som skal overholdes, hvis der skal gives kommunal lånegaranti. Reglerne om kommunale lånegarantier er nærmere omtalt i bilag 3. Et anlæg kan først søge om dispensation fra varmforsyningslovens prisbestemmelser, når evt. lån optaget med kommunegaranti er tilbagebetalt.

A photograph of a field filled with golden straw bales. The bales are large and round, with a textured surface of straw. The field is vast, and the sky is a deep blue with some light, wispy clouds. The overall scene is bright and clear, suggesting a sunny day.

## 6. Biomasse til biogas



Det maksimale tekniske biogaspotentialt baseret på danske biomasseressourcer kan opgøres til mellem 44 og 78 PJ afhængig af tidsperspektiv og mængden af energiafgrøder.



Figur 9. Maksimale biogaspotentialt fra danske biomasser i PJ. Der er usikkerhed forbundet med opgørelsen af en række biomasser og nogle af biomasserne f.eks. halm kan også anvendes til andre formål hvorfor det er usikkert, hvor meget der kan anvendes til biogas. AgroTech har derfor angivet et højt og et lavt skøn. Figuren viser det lave skøn for 2012 og det høje skøn for 2020, samt et revideret potentiale, som er lagt til grund for taskforces analyser.

AgroTech<sup>12</sup> har opgjort biogaspotentialt i den samlede mængde gødning til 22 PJ i 2012. Af øvrige biomasser til biogasproduktion er halm den største ressource, derefter kommer husholdningsaffald, organisk industriaffald og græsset fra naturarealer. Den samlede potentialeopgørelse fremgår af figur 9 og tabel 5.

Biogas Taskforce har til brug for analysen af biogassens anvendelse i det fremtidige energisystem valgt at tage udgangspunkt i et revideret biogaspotentialt på 48,6 PJ<sup>13</sup>. I det reviderede potentiale er der taget hensyn til evt. anden udnyttelse af samme biomasseressource eller teknologiudvikling. Det reviderede potentiale fremgår også af figur og tabel.

Rapporten fra AgroTech viser, at det ved en markant udbygning af biogaskapaciteten er en stor udfordring at finde egnede biomasser til at supplere gyllen med. Dette skyldes, at det tilgængelige organiske industriaffald vurderes at være brugt op, og at der er udfordringer med alle andre biomassetyper: enten er potentialt lille, omkostningerne relativt store eller der er teknologiske udfordringer med at anvende dem i biogasanlæggene.

## Den fremtidige udvikling

AgroTech vurderer at biomassepotentialt til biogas vil være nogenlunde stabilt frem til 2020. Gødningsmængderne forventes at falde ca. 5 pct., men samtidig vil en lidt større andel formentlig kunne udnyttes, da nogle af de mindre husdyrbrug må forventes at blive nedlagt. Mængderne af restafgrøder fra landbruget (halm, efterafgrøder og roetopensilage) vil til gengæld kunne vokse, hvis der satses på dette.

12. Biomasse til biogas i Danmark – på kort og lang sigt. AgroTech 2013

13. Anvendelse af biogas til el- og varmeproduktion. Ea Energianalyse 2014.



## Biogaspotentiale fra forskellige biomasser

	2012	2020	Revideret potentiale	Metan-udbytte (Nm <sup>3</sup> /ton)
Gylle	14,5	13,8	13,8	12,2
Dybstrøelse	6,6	6,4	6,4	55,8
Fast staldgødning	0,6	0,1	0,1	43,8
Ajle	0,0	-	-	4,5
Halm	11,5-26,3	14-31,3	11,5	222,1
Efterafgrøder	0,3-0,4	1-1,2	1,1	24,6
Naturarealer	2,2-3,2	2,2-3,2	2,7	143,5
Randzoner	0,5-1,3	0,5-1,3	0,9	59,5
Grøftekanter	0,1-0,6	0,1-0,6	0,3	55,2
Have-parkaffald	0,4-0,9	0,4-1	0,7	47,3
Akvatiske biomasser	0-0,1	0-0	0,0	25,0
Husholdningsaffald	2,6-3,5	2,6 - 3,5*-	1,6	94,9
Organisk industriaffald	2,5**-	2,5**	2,0	120,7
Energimajs	-	3,6	1,8	100,0
Energirøer	-	3,1	1,5	75,6
Kløvergræs	-	2,5	1,2	40,6
Roetopensilage	1,3-2,1	2,2-3,6	2,9	33,8
Total	43-62	55 - 78	48,6	30,6

Tabel 5. Biogas potentiale i PJ fra forskellige biomasseressourcer. Tabellen er primært baseret på AgroTech: Biomasse til biogas i Danmark – på kort og lang sigt, 2013. \*AgroTechs skøn for 2012 er fastholdt uændret for 2020 \*\*PlanEnergis estimat af biogaspotentialet i organisk industriaffald på ca. 2,5 PJ i Biogas – grøn energi, Peter Jacob Jørgensen, PlanEnergi 2009

## Husdyrgødning

Der opsamles i dag ca. 37 mio. ton husdyrgødning om året i Danmark. AgroTech har opgjort potentialet herfra til 22 PJ. Dette er lidt lavere end tidligere opgørelser på grund af forskellige opgørelsesmetoder<sup>14</sup>.

Hovedparten af husdyrgødningen håndteres som gylle (dvs. en blanding af urin og fæces), men ca. 9 pct. er dybstrøelse fra malkekvæg, kyllingehold mv. Dybstrøelse har et højt tørstofindhold og stort gas-

14. Se Bilag 3

potentiale, men har hidtil ikke været anvendt så meget til biogas, på grund af håndteringsproblemer. Der er imidlertid store fordele ved at anvende dybstrøelsen til biogas. Udover muligheden for et højt gasudbytte er det for landmanden en fordel at slippe for at skulle udbringe dybstrøelsen, der kun kan bringes ud på bestemte tidspunkter, og i stedet kunne udbringe flydende afgasset gylle med et højere tilgængeligt næringsstofindhold.

Miljømæssigt er afgangningen også en fordel, da kvælstoftabet til omgivelserne er mindre. Der er derfor stigende interesse for at udnytte dybstrøelse i stedet for organisk affald, som der er mangel på. Tilgangene er forskellige: nogle satser på at snitte dybstrøelsen og tilføre den direkte, mens andre satser for forskellige former for forbehandling f.eks. kædeknuser, ekstruder eller hammermølle. Forbehandlingen har omkostninger, men gør dybstrøelsen mere tilgængelig for mikroorganismerne og giver derfor et højere gasudbytte.

PlanEnergi har for Biogas Taskforce undersøgt biogasanlæggenes foreløbige erfaringer med dybstrøelse<sup>15</sup> og konkluderer, at forbehandlingsteknologierne vil kunne give en gevinst på mellem 102 og 193 kr./ton før aflønning af personale. Uden forbehandling er en lang opholdstid nødvendigt for at opnå et højt gasudbytte, men dette kan være den billigste løsning især for gårdanlæg. To gårdanlæg har gode erfaringer med dette<sup>16</sup>, men økonomien og gasudbyttet ved anvendelsen af dybstrøelse er endnu ikke dokumenteret i detaljer.

Det tekniske potentiale er den andel af gødningen, der opsamles og dermed teknisk set er tilgængelig for biogasproduktion. Gødning fra husdyr på græs er ikke tilgængelig for biogasanlæg og indgår ikke i ovenstående potentiale. Derudover er det ikke praktisk muligt at anvende gødning fra kvæg, der går på sandbund, eller forsuret gylle i større mængder. Gylle forsures i nogle tilfælde for at mindske emissionerne af ammoniak fra staldene.

Det økonomiske potentiale er den del af husdyrgødningen, som det er økonomisk muligt at udnytte. Det økonomiske potentiale afhænger bl.a. af tørstofindhold, geografisk fordeling og besætningsstørrelser. Sogyllle har så lavt et tørstofindhold, at det i mange tilfælde ikke kan betale sig at lave biogas af det. Andelen af sogylle i forhold til gylle fra slagtesvin er vokset, da der eksporteres flere smågrise end tidligere til opfodning i andre lande. Andelen af sogylle er således vokset til 30 pct. af den samlede svinegyllemængde, hvor der tidligere blev regnet med 20 pct. Det kan ikke betale sig at hente gylle fra små bedrifter. 16 pct. af husdyrgødningen produceres på bedrifter, der kan levere mindre end en lastbilfuld gylle om ugen.

AgroTech vurderer på denne baggrund, at 2/3 af den opsamlede gødningsmængde reelt er til rådighed for biogasanlæggene. Det kan på den baggrund skønnes, at det økonomiske potentiale er 15 PJ biogas fra omkring 25 mio. tons gødning.

## Organisk affald

Der produceres i dag (2011) godt 1 PJ biogas på basis af organisk industriaffald. Ambitionen i Regeringens ressourcestrategi "Danmark uden affald" fra oktober 2013 er, at der over de næste 10 år skal genanvendes dobbelt så meget af husholdningsaffaldet, så halvdelen af dette affald genanvendes i 2022. I dag genanvendes kun 22 pct. Der lægges dermed op til at flytte affald fra forbrændingsanlæggene til genanvendelse og afgangning i biogasanlæg. Afgasningen øger muligheden for at genanvende ressourcer i form af næringsstoffer samtidigt med at energien udnyttes.

Husholdningsaffaldet skal derfor i højere grad sorteres og genanvendes i stedet for at blive brændt i affaldsforbrændingsanlæg. Dette kan ske både ved kildesortering i husholdningerne og på centrale sorteringsanlæg. Målet er, at gå fra kun at sortere 50.000 tons organisk affald til at nå op på ca. 300.000

15. Praktisk anvendelse af dybstrøelse som substrat på biogasanlæg. Peter Jacob Jørgensen, PlanEnergi 2013.

16. FiB nr 45 september 2013, om Holbæk Bioenergi og FiB nr. 43 marts 2013 om ComBiGas

tons i 2022.

Det organiske affald vil give et værdifuldt input til biogasanlæg baseret på husdyrgødning. Det kan øge energiproduktionen til rentabelt niveau, så der skal ikke købes anden biomasse, f.eks. energiafgrøder, til anlæggene. Denne forøgede mængde af biomasse til biogasanlæg vil kunne gøre det rentabelt at udnytte en større del af husdyrgødningen til biogas. Udnyttelsen af affaldet til biogas forudsætter dog en tilstrækkelig god kildesortering til, at det kan lade sig gøre at sprede den afgassede biomasse på markerne. En anden mulighed kunne være renescienceteknologien, der vil kunne give et øget potentiale, hvis indholdet af uønskede stoffer i biovæsken, kan holdes så lavt, at der ikke er en miljø- eller sundhedsmæssig risiko ved at anvende den afgassede biovæske til jordbrugsformål.

Ressourcestrategien lægger også op til at genanvende mere af affaldet fra servicevirksomhederne som f.eks. storkøkkener, restauranter, dagligvarehandel, supermarkeder mv. Der er tale om genanvendelse af knap fire gange så meget, som der i dag indsamles. Målet/initiativet for servicesektoreren er at gå fra genanvendelse af ca. 33.000 tons organiske affald op til 138.000 i 2018. Endelig lægger strategien op til, at 25 pct. af haveaffaldet energiudnyttes i 2018 mod 4 pct. i dag. Det forventes at 3 pct. af de 25 pct. vil gå til biogas.

## Energiafgrøder

Hvis man kan inddrage det nødvendige areal, og der ikke er lovgivningsmæssige begrænsninger, er der et meget stort potentiale for biogas fra energiafgrøder i Danmark. Som det omtales i kapitel 7 vil krav om bæredygtighed betyde at maksimalt 12 pct. af biomassen i biogasanlæg må udgøres af energiafgrøder i 2020<sup>17</sup>.

AgroTechs angivelser for potentialet for energiafgrøder skal derfor ikke ses som maksimalt potentiale,

men er i stedet baseret på kravet om, at der på sigt maksimalt anvendes 12 pct. (vægt) energiafgrøder. AgroTech har estimeret mængden ud fra en antagelse om at der udnyttes ca. 50 pct. af den samlede husdyrgødning. I det reviderede potentiale er denne mængde yderligere reduceret med 50 pct. Det reviderede potentiale beskrives nærmere i Ea Energianalyses baggrundsrapport om Anvendelse af biogas til el- og varmeproduktion<sup>18</sup>.

Hvis der afgasses 15 mio. tons gylle, og der tilsættes den maksimalt tilladte mængde energiafgrøder fordelt mellem 50 pct. majs og 50 pct. roer bliver der produceret 1 mio. tons majs og 1,1 mio. tons roer på i alt 50.000 ha. Det giver 300.000 tons TS og 100 mio. m<sup>3</sup> metan fra majs og 225.000 tons TS og 85 mio. m<sup>3</sup> metan fra roer. Dette svarer til i alt 6,6 PJ.

Hvis der anvendes kløvergræs fra økologiske bedrifter, og det antages, at det økologiske areal fordobles frem til 2020, vil det give anledning til et potentiale på 255.000 tons TS og en biogasproduktion på 69 mio. m<sup>3</sup> metan svarende til 2,5 PJ.

En begrænsning til 12 pct. betyder, at energimajs til biogas maksimalt kan lægge beslag på 1,8 pct. af det dyrkede areal, når det forudsættes at målsætningen om brug af halvdelen af husdyrgødningen er nået.

## Halm

Agrotech har i sin analyse for Biogas Taskforce opgjort, at der årligt produceres 6 mio. ton korn-, raps og frøgræshalm i Danmark. 30 pct. anvendes til foder og strøelse. Andre 30 pct. anvendes som brændsel i varme- og kraftvarmeanlæg. De sidste 40 pct. bjerges ikke. Denne aktuelt uudnyttede halmresource på ca. 2,4 mio. tons pr. år har en brændværdi på omkring 35 PJ. Når halm nedbrydes i biogasanlæg, er det cirka halvdelen af det organiske stof, der omsættes. Biogaspotentialet i de uudnyttede 2,4 mio. ton halm er derfor omkring 17 PJ.

17. Begrænsning for brug af majs og andre energiafgrøder til produktion af biogas, Notat 26. september 2012, Energistyrelsen.

18. "Anvendelse af biogas til el- og varmeproduktion, Analyser for Biogas Taskforce, Ea Energianalyse 2014.

Det har længe været kendt, at halm kan anvendes som råvare til biogasproduktion. Alle gyllebaserede biogasanlæg får tilført halm sammen med gødning, da halm anvendes som strøelse. Her ud over har biogasanlæggene generelt været tilbageholdende med at bruge halm og satset på industriaffald i stedet. Forklaringen er, at halm er besværligt og tungtnedbrydeligt. Halm har været årsag til tekniske problemer i mange anlæg, da halm danner flydelag i biogasreaktorer, hvis den mekaniske omrøring ikke er tilstrækkelig kraftig. Disse historiske vanskeligheder udgør en barriere, som først bliver overvundet, når det i praksis bliver demonstreret i fuld skala og i længere tid, hvordan halm kan indgå og håndteres uden at driftssikkerheden kommer i fare.

Interessen for brug af halm til biogasproduktion er vokset, da ressourcerne af egnet organisk affald fra industrien anses for opbrugt og Folketinget i juni 2012 besluttede at udbygningen af biogasområdet ikke skulle baseres på energiafgrøder.

Energiudbyttet ved brug af halm i biogasanlæg er kun omkring det halve i forhold til brug af halm som brændsel ved direkte fyring. Men omsætningen i biogasanlæg har den miljø- og landbrugsmæssige fordel, at den særlig tungtomsættelige del af det organiske stof efterlades uomsat. Det er dette stof, der efterfølgende, når den afgassede gylle anvendes som gødning, bidrager til at opretholde jordens indhold af organisk stof (humus). Når halm anvendes i biogasanlæg, vil gødningsværdien af halmen også umiddelbart blive realiseret. Værdien heraf er skønnet til omkring 10 øre/kg halm.

Det er foreløbig anvendelse af dybstrøelse, der har tiltrukket sig størst opmærksomhed. Hovedparten af dybstrøelse udgøres af halm. Inddragelse af dybstrøelse i biogasanlæggene kan derfor ses som den – antagelig – billigste måde at inddrage halm på. Men parallelt her med indgår direkte tilsætning af halm også i en række projekter.

Gasudbyttet fra halm i biogasanlæg er undersøgt mange gange. Alligevel er der stadig usikkerhed om det udbytte, man kan forvente. Det hænger sammen med, at gasudbyttet varierer mellem halmarterne og afhænger af graden af findeling og temperatur, opholdstid og mekanisk behandling i øvrigt i biogasanlægget. Forsigtige vurderinger af gasudbyttet ligger ofte på omkring 0,2 m<sup>3</sup> metan/kg VS. Nogle vurderinger, herunder fra Aarhus Universitet, peger på højere udbytter.

Råvareudgiften ved brug af halm kan illustreres på følgende måde: Når man forudsætter et udbytte på 0,2-0,25 m<sup>3</sup> metan/kg VS og en halmpris an anlæg (købt direkte ved høst) på 40 øre/kg, fås en råvarepris på omkring 2,20 kr./m<sup>3</sup> metan. Her til skal lægges lageromkostninger og ekstra omkostninger på og i biogasanlægget. Med disse forudsætninger og afhængigt af, hvor effektivt halmen behandles på anlægget, kan det meget vel være økonomisk interessant at inddrage halm på mange biogasanlæg. Hvis halmprisen derimod er høj – f.eks. 60 øre/kg eller endnu mere – er det mindre sandsynligt, at halm kan bruges på økonomisk vis.

Halmprisen vil bl.a. afhænge af, til hvilke andre anvendelser halm vil blive efterspurgt. Alle kvaliteter af halm kan bruges til biogasproduktion, eksempelvis også halm med fugtskader, som afvises på halmvarmeværkerne. Det er sandsynligvis især de dårligste og billigste kvaliteter af halm, som biogasanlæggene vil satse på at kunne bruge.

Det er for tidligt at vurdere, hvor stort omfanget af brug af halm til biogasproduktion kan og vil blive. Brug af halm skal først etableres som velfungerende og overbevisende praksis på de første biogasanlæg, før der er basis for en sådan vurdering.





## **7. Bæredygtighed af biogasproduktion**

# Biogas

En biogasproduktions bæredygtighed vurderes ud fra dens påvirkning af relevante miljøforhold. Typisk indgår parametre som drivhusgasudledning, biodiversitet, jordkvalitet, vandkvalitet, luftkvalitet og landskab. Derudover er en evt. påvirkning af fødevareforsyningen relevant.

Som et element i vurderingen indgår ændringer i arealanvendelsen – både de direkte ændringer, som produktionen kan give anledning til og evt. indirekte ændringer. De indirekte ændringer (iLUC) består i, at dyrkningen af energiafgrøder til biogasproduktion kan fortrænge dyrkning af foder eller fødevarer, som i stedet bliver dyrket et andet sted og her har konsekvenser for ovenstående parametre.

For gyllens vedkommende vurderes bæredygtigheden af biogasproduktion i forhold til en situation, hvor gyllen ellers blev bragt direkte ud på markerne uden afgang.

## Reduktion af udslip sammenlignet med konventionel gyllehåndtering

Der udledes betydelige mængder af metan til atmosfæren fra de 37 mio. tons husdyrgødning, som hvert år produceres i danske stalde, lagres i gyllebeholdere og bringes ud på landbrugsjord. Når gødningen føres igennem et biogasanlæg opsamles og afbrændes metanen til CO<sub>2</sub>, som påvirker klimaet ca. 20 gange mindre. Bioafgasningen mindsker også udledningen af lattergas fra lager og mark. Endelig fortrænger biogas fossil energi som f.eks. naturgas og mindsker dermed også CO<sub>2</sub>-udledningen herfra. Set i forhold til en situation, hvor gødningen bringes uafgasset ud på markerne, kan biogasproduktion mindske udledningen af drivhusgasser, som vist i tabel 6.

Klimaeffekter af biogasproduktion	Reduktion i udslip af drivhusgasser
Udslip af metan fra udendørs gyllelagre	23 – 25 % fra kvæggylle 40 – 45 % fra svinegylle 30 – 35 % fra anden gylle
Udslip af lattergas fra lager	50 % fra lager
Udslip af lattergas fra marken	36 % fra kvæggylle 41 % fra svinegylle 38 % fra anden gylle
Substitution af naturgas	57 kg CO <sub>2</sub> /GJ
Metanudslip fra biogasproduktionen	+ 1,5 % af metanproduktionen

*Tabel 6. Klimaeffekter af biogasproduktion. Tabellens reduktionsfaktorer er gennemsnitstal, der bygger på bestemte antagelser om bl.a. lagringstider mv. Således antages det f.eks., at gyllen lagres 14 dage på gården inden den bringes til et fælles biogasanlæg. Der er tale om et relativt begrænset dokumentationsgrundlag. Kilde: Effekter af tiltag til reduktion af landbrugets udledninger af drivhusgasser, DCA-rapport nr. 027, August 2013.*



## Metanudslip fra biogasproduktion

Metanudslip fra biogasproduktionen kan stamme fra utætheder i biogasanlægget, fortanke og lagertanke til afgasset gylle og fra uforbrændt gas fra gasmotoranlæg eller fra opgraderingsanlæg, der renses biogassen for CO<sub>2</sub>. En gennemgang af videnskabelige artikler om emnet fra IEAs håndbog om biogas viser metanudslip som angivet i tabel 7.

Kilde	Udslip i procent af total metanproduktion
Fortanke	0,2 – 0,5 %
Reaktorer og lukkede lagertanke til afgasset gylle	0,02 – 0,07 %
Udækkede tanke til afgasset gylle	0,5 – 11 %
Motoranlæg til elproduktion	0,5 – 6 %
Opgraderingsanlæg	0,0 – 1,5 %

Tabel 7. Metanudslip fra biogasproduktion ifølge Biogas Handbook fra IEA<sup>19</sup>.

Motoranlæg tegner sig her for den potentielt største kilde til metanudledning og det fremgår, at det er centralt, at alle opbevaringsfaciliteter holdes lukket.

Hvor stort problemet er for danske biogasanlæg vides ikke på nuværende tidspunkt. AgroTech har filmet et mindre antal anlæg med et infrarødt kamera, der kan afsløre lækager. Som led i et ForskEL-projekt er AgroTech nu i gang med at udvikle en metode, der kan kvantificere den mængde metan, der udledes fra lækagerne.

## Kulstoflagring i jorden

Med i drivhusgasregnskabet hører desuden afgangens konsekvenser for kulstoflagringen i jorden. Ved udnyttelse af husdyrgødning til biogas bliver noget af kulstoffet til metan og tilbageføres dermed ikke til jorden. Derved vil der blive lagret mindre kulstof i jorden, men forskellen er lille. Det skyldes, at det er det let omsættelige kulstof, der bliver omsat i biogasanlægget, mens det er det mere langsomt omsættelige, der bliver tilbageført til jorden med den afgassede biomasse. Der er begrænset viden om disse forhold.

## Energiafgrøder

Energiafgrøder er afgrøder, der dyrkes med energiudnyttelse for hovedformål. Et højt udbytte (energiindhold) og nem dyrkning, høst og håndtering afgør hvilke afgrøder, der egner sig som energiafgrøde. Til biogas anvendes især afgrøder som majs, roer, græs o. lign.

Dyrkning af energiafgrøder på et areal fortrænger anden produktion af f.eks. fødevarer og medfører altså både direkte og indirekte ændringer i arealanvendelsen (LUC/iLUC). Derudover har dyrkning af energiafgrøder konsekvenser for drivhusgasudledning, pesticidforbrug, nitratudvaskning og biodiversitet.

## Kommende krav om bæredygtighed

Det fremgår af VE-loven, at klima-, energi- og bygningsministeren kan fastsætte nærmere regler om den nødvendige dokumentation for at modtage pristillæg og andre ydelser til biogas, og at han desuden kan fastsætte regler med kriterier for bæredygtighed, som skal opfyldes for at kunne modtage støtte.

I forbindelse med vedtagelsen af L 182, som udmøntede energiaftalen fra marts 2012 i lovgivning, afgav Klima-, energi- og bygningsudvalget en til-

19. "The biogas handbook: Science, production and applications" Edited by A Wellinger, Nova Energie, Switzerland, J Murphy, University College Cork, Ireland and D Baxter, Institute for Energy and Transport (IET), Joint Research Centre (JRC), The Netherlands.

lægsbetænkning, hvoraf det fremgår, at ”majs og andre energiafgrøder kan indgå som en råvare i biogasproduktionen, men en ukritisk øget produktion kan resultere i, at miljø- og klimafordelen ved biogas-produktion reduceres eller helt bortfalder”. Ministeren tilkendegav, at biogasproduktion ”hovedsagelig skal baseres på restprodukter og affaldsprodukter”, og at han er indstillet på at udnytte hjemmelen til at fastsætte bæredygtighedskriterier, således at biogas, ”der produceres på basis af en ikkebæredygtig produktion af hovedsagelig majs, men også andre afgrøder, ikke kan opnå støtte”. Princippet i de fremtidige kriterier er beskrevet i et notat på Energistyrelsens hjemmeside. Heraf fremgår:

- › I perioden 2015-2017 må der højst være 25 pct. energiafgrøder målt som vægt-input.
- › I perioden 2018-2020 sænkes andelen til 12 pct.
- › Niveauet fra 2021 og fremefter afhænger af en evaluering af anvendelsen af energiafgrøder i 2018. Det er forventningen, at den tilladte andel af iblandet majs og andre energiafgrøder fra 2021 vil være på et lavere niveau end i perioden 2018-2020.

Det fremgår af reglerne for at modtage støtte, at støttemodtagere, mindst én gang årligt skal oplyse typer og mængder (ton) af anvendte biomasser i de anlæg, der har leveret biogas. I løbet af 2014 vil de nærmere regler for bæredygtighed blive udmøntet. Det vil i den forbindelse blive afklaret, hvad der er omfattet af betegnelsen ”energiafgrøder”, hvordan indberetninger skal ske, og hvordan det skal kontrolleres, om biogasproduktionen er støtteberettiget.

Som forberedelse til udformningen af de nærmere regler har Århus Universitet for NaturErhvervsstyrelsen og Energistyrelsen vurderet hvilke energiafgrøder, der er mest oplagte at dyrke til biogasformål, og dyrkningens konsekvenser for ovenstående forhold<sup>20</sup>. Resultaterne er opsummeret i tabel 8.

20. Oplæg til udmøntning af den politiske aftale om begrænsning af majs og andre energiafgrøder til biogas. Uffe Jørgensen, Henrik B. Møller Aarhus Universitet. Juni 2013



Afgrøde	Netto drivhusgasfortrængning (ton CO <sub>2</sub> eq/ha)	Pesticidforbrug (behandlingshyppighed)	Nitratudvaskning (kg/ha) sandjord	Biodiversitet	ILUC
Roer (rod + top)	6,52	3,02	15-55	0	Ja
Jordkokker (top)	5,29	+	10-30	+	Ja
Kløvergræs, økologisk	5,19	0	10-30	++	Ja
Strandsvingel, rajsvingel, hundegræs eller røgræs	5,10	0,07	10-30	+	Ja
Elefantgræs, efterårshøstet	4,81	0,5	10-30	+	Ja
Roer (rod)	4,79	3,02	50-90	0	Ja
Rajgræs, konventionel	4,61	0,07	10-30	+	Ja
Majs helsæd	4,08	1,12	70-120	0	Ja
Helsædrug	3,66	3,0	+	0	Ja
Hamp	2,42	+	+	0	Ja
Roer (top)	1,80	0	-35	0	Nej
Ekstensivt (ugødet) græs på lavbund	0,85	0	0	++	Nej

Tabel 8. Mulige energiafgrøder til biogasproduktion og deres konsekvenser i forhold til drivhusgasfortrængning, pesticidforbrug, nitratudvaskning, biodiversitet og indirekte arealeffekter.

I beregningen af drivhusgasfortrængningen indgår energiproduktion, metantab, lattergasudledning, kulstofbinding i jorden samt kvælstofbinding, der erstatter handelsgødning. "+" angiver en positiv effekt på biodiversitet. En positiv effekt på biodiversiteten af brug af ekstensivt græs på lavbund kræver, at der tages hensyn ved valg af høsttidspunkt og -udstyr.

Kilde: Oplæg til udmøntning af den politiske aftale om begrænsning af majs og andre energiafgrøder til biogas. Uffe Jørgensen, Henrik B. Møller Aarhus Universitet. Juni 2013. De nærmere forudsætninger for de angivne tal fremgår af kilden.

## Biogas



Foto: Torkild Birkmose, AgroTech

## Udvaskning af kvælstof til vandmiljøet

For at afgangning af biomasse kan anses for bæredygtigt bør udbringningen af afgasset biomasse ikke give anledning til merudvaskning af kvælstof til vandmiljøet.

Når gylle afgasses i et biogasanlæg, sker der en nedbrydning af tørstoffet i gyllen og dermed af det organisk bundne kvælstof. Gyllen får dermed et lavere indhold af organisk kvælstof og et højere indhold af uorganisk, plantetilgængeligt kvælstof (ammonium). Dette kan øge afgrødernes udnyttelse af kvælstoffet i gyllen og give et højere høstudbytte. Derved mindskes nitratudvaskningen, da en større del af kvælstoffet bliver optaget af planterne i vækstsæsonen, og der dermed er mindre tilbage i jorden, som mineraliseres og udvaskes i løbet af kommende efterår og vintre<sup>21</sup>.

Generelt stiger den forventede udnyttelse af afgasset gylle med 6 – 10 procent point i forhold til ubehandlet gylle<sup>22</sup>. Hvis den samme mængde kvælstof tilføres marken, vil udvaskningen altså være mindre, hvis kvælstoffet tilføres i form af afgasset gylle, end hvis den tilføres i form af ubehandlet husdyrgødning.

Tommelfingerreglen er, at på langt sigt vil 30 pct. af uorganisk N udvaskes og 45 pct. af organisk N<sup>2</sup>. Da husdyrgødning er en blanding, ligger udvaskningen herfra et sted i mellem.

Gødningsreglerne lægger et loft over, hvor meget kvælstof, der må tilføres jorden. Loftet afhænger af fastsatte udnyttelsesprocenter for de enkelte gødningsstyper og gødningsnormen er ca. 15 pct. under det niveau, der ville være økonomisk optimalt for landmanden. Formålet hermed er at reducere udvaskningen af kvælstof, og reglen blev indført som en del af Vandmiljøplan II fra 1998.

Reglen åbner imidlertid mulighed for at jordbrugeren i nogle tilfælde kan udbringe mere kvælstof i supplerende handelsgødning, hvis der anvendes afgasset gylle fra et biogasanlæg, end hvis der anvendes ikke-afgasset gylle fra bedriften. Dette skyldes, at de fastsatte udnyttelsesprocenter for gødningsstyperne er fastlagt med udgangspunkt i rågyllen og det øvrige indgangsmateriale til biogasanlægget før afgangning og ikke korrigeres ved afgangning.

Hvad der konkret må udbringes af handelsgødning på en mark beregnes ud fra gødningsstypernes indhold af kvælstof og udnyttelseskravet til hver enkelt gødningsstype. Udnyttelseskravet afgør, hvor meget handelsgødning, der kan udbringes ud over husdyrgødningen, indtil man når loftet i form af kvælstofnormen for ejendommen.

For svinegylle er udnyttelseskravet f.eks. 75 pct. – uanset om det er afgasset eller ej. Det er denne andel af total N, der skal indgå i gødningsregnskabet. Eftersom plantetilgængeligheden af kvælstoffet er større i afgasset gylle, kan der typisk forventes en udnyttelse af mindst 80 pct. af kvælstoffet i afgasset svinegylle.

På biogasanlægget bliver husdyrgødningen ofte blandet med dybstrøelse, affald eller andre biomasser, som også indeholder kvælstof. Udnyttelseskravet til afgasset gødning fastsættes ud fra et vægtet gennemsnit af udnyttelseskravet til de gødningsstyper og biomasser, som indgår. Udnyttelseskravet til dybstrøelse og affald er typisk 40 – 45 pct., da det meste af kvælstoffet her er organisk bundet og dermed utilgængeligt for planterne.

En bedrift kan altså f.eks. aflevere svinegylle med et udnyttelseskrav på 75 pct. til et biogasanlæg og få en afgasset blandet gylle tilbage med et samlet ud-

21. Gødningsvirkning af kvælstof i husdyrgødning - Grundlag for fastlæggelse af substitutionskrav, Petersen og Jørgensen, 2008.

22. Vinther & Sørensen. Notat om udvaskningseffekt af afgasset gylle. Notat til Natur- og Landbrugskommissionen 22. november 2012.

nyttelseskrav på 70 pct., fordi der er blandet affald eller dybstrøelse i, selv om den reelle forventede gødningsvirkning i marken måske er 80 pct. Landmanden vil her have mulighed for at udbringe mere kvælstof i handelsgødning, fordi gyllen er afgasset, selvom gødningsvirkningen af gyllen reelt er steget ved afgasningen. Dette kan resultere i en højere udvaskning, da der på denne måde i alt tilføres mere kvælstof til marken. Omvendt kan udvaskningen blive lavere på andre bedrifter, f.eks. bedrifter, som har leveret dybstrøelse til biogasanlægget og fået afgasset gylle retur.

## Resultater af LCA-analysen

Syddansk Universitet og Cowi har udarbejdet en livscyklusvurdering (LCA) for Energistyrelsen<sup>23</sup>. Der er tale om en såkaldt beslutningsorienteret LCA, der belyser konsekvenserne af at introducere en given anvendelse af bioenergi i dag eller et fremtidigt energisystem. Desuden belyses de samlede konsekvenser af et fremtidigt energisystems biomasseforbrug. Der fokuseres alene på drivhusgasudledning. De globale udledninger relateret til dyrkning, proces og transport af hovedprodukter og biprodukter regnes med, herunder direkte og indirekte arealeffekter (iLUC).

Udgangspunktet for analysen er de udledninger, en given enhed biomasse vurderes at være forbundet med før proces, konvertering, transport og fortrængning af andre brændsler. Anvendelsen af gødning som råstof er her – i modsætning til de fleste andre råstoffer – forbundet med negative udledninger, da man herved undgår udledninger af metan og lattergas, som beskrevet ovenfor i afsnittet om reduktion af udslip sammenlignet med konventionel gyllehåndtering.

Biogas produceret af husdyrgødning alene og af husdyrgødning med tilsætning af halm indgår i

analysen både i form af biogas og i form af biogas, der er opgraderet med brint til metan. Anvendelsesmulighederne er kontinuert kraftvarme, fleksibel kraftvarme og transport. På grund af usikkerheder i datagrundlaget kan analysen primært bruges til at sætte forskellige anvendelser af biomasse i relation til hinanden, mens de konkrete værdier skal tages med forbehold. For så vidt angår biogas er hovedresultaterne:

Til kontinuert produktion af kraftvarme er der for de fleste biomasser tale om lavere udledning af drivhusgasser end den nuværende produktion, der delvist er baseret på fossil energi. Biogas er den bioenergiform, der er størst drivhusgasmæssig gevinst forbundet med at bruge. Efterhånden som fossile brændsler udfases og energisystemet bliver mere baseret på vindkraft bliver fordelene ved biogas mindre, da vindkraft er forbundet med færre udledninger.

Til balancekraft er hydrogeneret biogas forbundet med færrest udledninger sammenlignet med forgasning og hydrogenering af træ.

Til transportformål er hydrogeneret biogas forbundet med færre udledninger end træbaserede bio-brændstoffer som metanol og DME. I forhold til 2. generations bioethanol fremstillet af halm er der også lidt færre udledninger forbundet med hydrogeneret biogas. Når biogassen er fremstillet af både gødning og halm er forskellen dog ikke så stor på kort sigt, men på længere sigt bliver den relative gevinst større.

Analysen viser generelt, at de drivhusgasmæssige fordele ved at anvende biomasse til el og varmeproduktion aftager over tid i takt med udfasningen af fossil energi. Samtidig bliver de relative gevinster ved anvendelsen i transportsektoren større.

23. Life Cycle Assessment of bioenergy pathways for the future Danish energy system. Main report. Henrik Wenzel, Linda Høiby, Rune Durban Grandahl, Lorie Hamelin, Claus Frier. 2013





## 8. Biogasøkonomi

Biogasanlæg er kapitaltunge anlæg, der behandler store mængder våde biomasser. Den økonomiske udfordring består i at opnå et gasudbytte, der er højt nok til at dække de omkostninger, der er forbundet med at transportere og håndtere biomassen. Det er især en udfordring for den vigtigste biomasse – gyllen – der har relativt lavt tørstofindhold og dermed lavt gasudbytte.

Den grundlæggende økonomi i biogasproduktion er forskellig fra anlæg til anlæg. Hvert anlæg har en lang række specifikke forudsætninger, som tilsammen bestemmer driftsøkonomien. Vigtige forhold er biomassesammensætning, gasudbytte, salgspris, anlægsstørrelse, transportafstande, driftsledelse, afskrivningsperiode, rente mv. Udgifter til drift og vedligehold varierer desuden en hel del afhængigt af varmekilde, biomassesammensætning, forbehandlingsteknologi mv.

## Økonomi i eksisterende anlæg

Deloitte og Blue Planet Innovation har undersøgt regnskaber for de eksisterende biogasanlæg og konkluderer, at økonomien generelt har været ”for ringe” under de rammevilkår, der var gældende frem til Energiaftalen i 2012. Omkring en tredjedel af de undersøgte anlæg kørte med underskud og nogen havde en stor gæld, som de ikke fik afdraget tilstrækkelig hurtigt på. Flertallet af anlæg kørte dog med overskud og havde en grundlæggende sund økonomi, en moderat gæld og en god forrentning af egenkapitalen.

Et fællestræk for de eksisterende anlæg er, at de er bygget til at håndtere pumpbare biomasser dvs. primært gylle og industriaffald. Økonomisk har de derfor været afhængige af organisk industriaffald, som

de i begyndelsen fik penge for at modtage. Efterhånden er der dog kommet større konkurrence om denne ressource og modtagegebyret er forsvundet og i nogle tilfælde erstattet af en betaling. Samtidig har anlæggene ikke haft let ved at skifte til andre biomasser.

Flertallet af de eksisterende fællesanlæg har fungeret under et hvile-i-sig-selv-princip, da de leverer til kollektiv varmforsyning og derfor er underlagt varmforsyningslovens prisbestemmelser. Deres indtjeningsmuligheder har derfor været begrænset, da et evt. overskud skal gå til at nedsætte varmeprisen.

### Afgørende forhold for økonomien

#### Råvarer:

Hvilke biomasser kan anlægget baseres på?  
Hvad koster de?  
Hvilken forbehandling kræver de?  
Hvor langt skal de transporteres?

#### Anlæg:

Hvad koster det at bygge anlægget?  
Hvad koster drift og vedligehold?

#### Produktion

Hvor meget gas produceres?  
Kan produktionen variere efter priser eller afsætningsmuligheder?

#### Afsætning:

Hvem er aftagerne?  
Hvilke aftaler kan indgås?  
Hvilke priser og tilskud kan forventes?

*Boks 2. Afgørende forhold for økonomien i et biogasanlæg.*

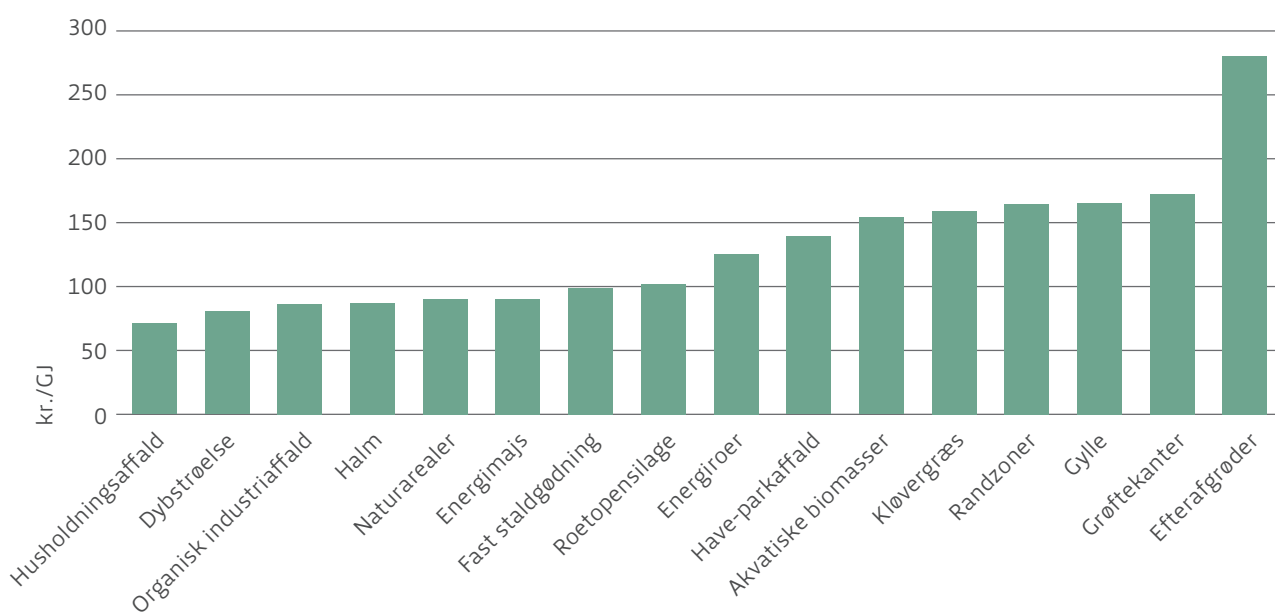
## Risiko-faktorer

Nogle af forudsætningerne for at opnå en positiv business case kan afgøres med rimelig sikkerhed på forhånd. Blandt de, der kan afklares ved projektstart, er anlægsinvesteringen, tilgangen til husdyrgødning og til en vis grad afsætningen.

Andre faktorer vil være usikre, baseret på skøn eller kunne ændre sig løbende. Drift og vedligehold samt gasudbyttet burde kunne afklares ved projektstart, men en række anlæg har oplevet, at de ikke har fået

det gasudbytte, de forventede, og at udgifterne til drift og vedligehold er blevet større end forventet.

Omkostningerne til at skaffe og håndtere andre biomasseressourcer end husdyrgødning er en usikkerhedsfaktor ligesom udviklingen i prisen på el og varme. Naturgasprisen er en anden usikkerhedsfaktor, der påvirker størrelsen af det variable tilskud, også for anlæg uden for naturgasområderne.



Figur 10. Beregnede omkostninger for biogas baseret på forskellige biomasser. Inkluderet er købspris for biomassen, investeringer i anlæg, gasledning til aftager og evt. forbehandlingsteknologi, transport og drift- og vedligehold af anlæg. Gasudbyttet for de forskellige biomasser fremgår af AgroTech: Biomasse til biogas i Danmark – på kort og lang sigt. Beregningerne er gennemført af Ea Energianalyse og dokumenteret i "Anvendelse af biogas til el- og varmeproduktion".

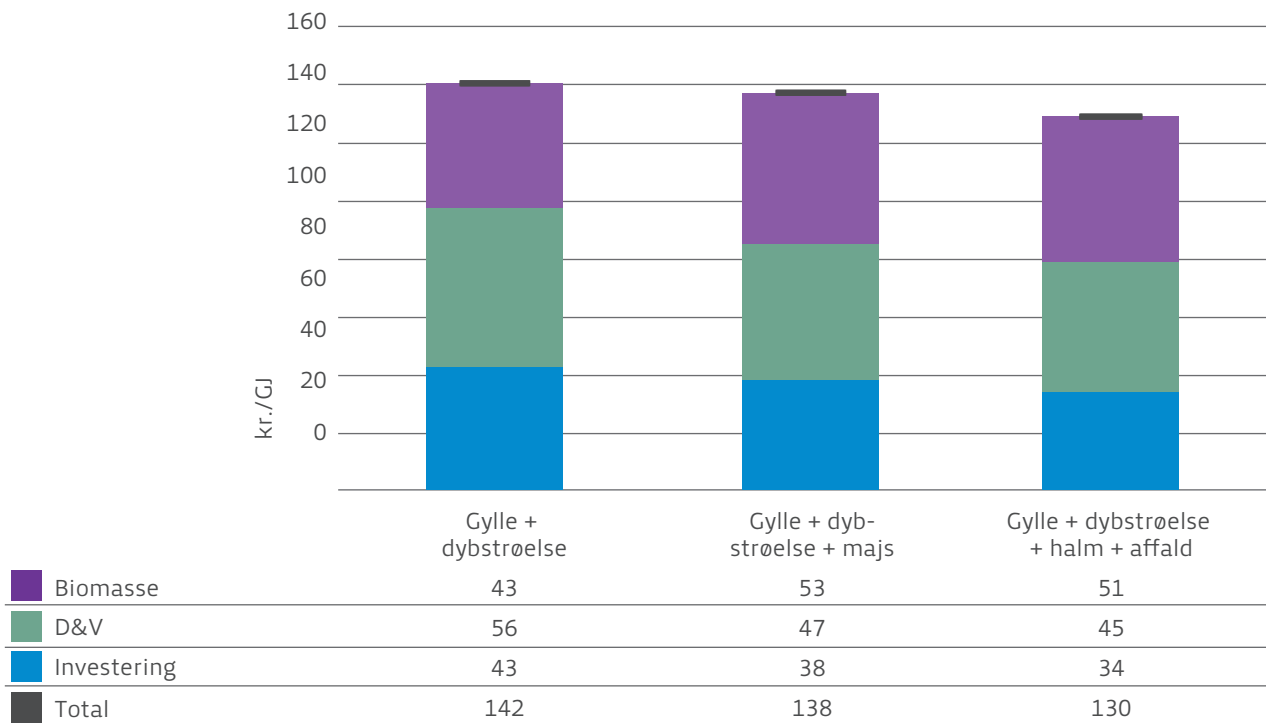
## Produktionsomkostninger for biogas

Afhængigt af forudsætningerne varierer omkostningerne ved at producere biogas – typisk fra 110 – 200 kr./GJ. En afgørende faktor er biomassesammensætningen. Figur 10 viser, hvad det koster at producere 1 GJ biogas på basis af forskellige biomasser.

Biogasanlæg kan ikke køre med en vilkårlig biomassesammensætning. Anlæggene er generelt baseret på pumpbare biomasser med et begrænset tørstofindhold. Figur 11 viser produktionsomkostningerne for biogas, der produceres på tre realistiske anlæg,

der behandler gylle, dybstrøelse, majs og halm i forskellige sammensætninger.

Som det ses af figur 11 varierer produktionsomkostningerne mellem 130 og 142 kr./GJ. Den begrænsede variation skyldes den begrænsede variation i biomassesammensætningen, idet hovedbestanddelen er gylle og dybstrøelse i alle tre anlæg. Dette vurderes at være en realistisk biomassesammensætning for anlæg på længere sigt. Det fremgår af tabel 9 hvad de enkelte poster indeholder.



Figur 11. Produktionsomkostninger for biogas på anlæg med tre forskellige realistiske biomassinput. Det første bruger 85 pct. gylle og 15 pct. dybstrøelse. Det næste 85 pct. gylle, 10 pct. dybstrøelse og 5 pct. majs. Det sidste bruger 85 pct. gylle, 10 pct. dybstrøelse, 3 pct. halm og 2 pct. organisk affald. Der er antaget omkostninger til forbehandling af halm på 430 kr. pr ton i investering og 115 ton pr. ton i driftsudgifter, baseret på erfaringer på Foulum. Affald er organisk husholdningsaffald, der antages at kunne købes af anlæggene til 140 kr. ton. Der er her tale om et usikkert og formentlig højt skøn, idet det antages, at prisen skal dække ekstra omkostninger til kildesortering og forbehandling for at gøre affaldet klar til biogasforgasning.

Kilde: Ea Energianalyse: Anvendelse af biogas til el- og varmeproduktion.

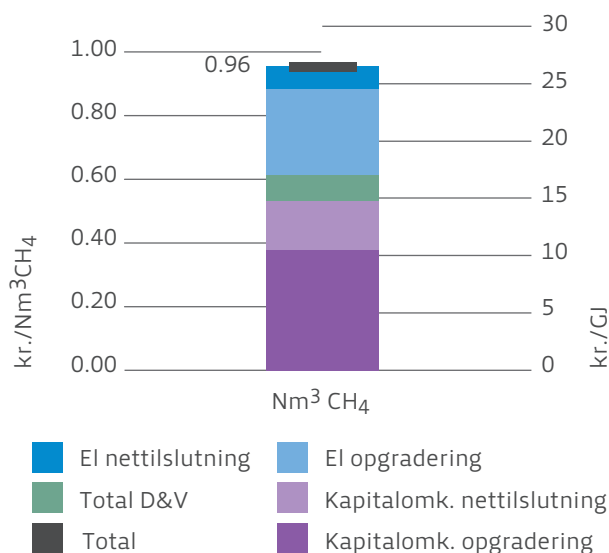


Post	Inkluderet
Biomasse	Omkostninger til biomasse an anlæg, dvs. både til transport og køb af biomasse
D&V	Diverse driftsomkostninger, herunder elforbrug, procesvarme (variabel del) og drift af forbehandlingsanlæg.
Investering	Investering i biogasanlæg (inkl. procesvarmeanlæg (halmvarme), grundkøb, rådgivning); investering i komponenter til modtagelsesfaciliteter og behandling af de forskellige typer biomasse; investering i lavtryksgaslager med kapacitet til ca. 1/2 døgn's produktion (dog ikke ved opgradering); 20 km lavtryksledning
D&V opgradering	Vedligeholdelsesomkostninger og elforbrug til opgraderingsanlægget
Investering opgradering	Investering i opgraderingsanlægget inkl. nettilslutning

Tabel 9. Omkostninger ved biogasproduktion. Tabellen viser, hvad de forskellige poster indeholder.

## Omkostninger til opgradering

Hvis biogassen skal sælges via naturgasnettet, skal den opgraderes til naturgaskvalitet, dvs. dens indhold af CO<sub>2</sub> skal fjernes, så gassen bliver til biometan. Der vil være omkostninger forbundet med såvel opgraderingen som med tilslutningen til naturgasnettet, som kræver målinger og kompression til et ønsket trykniveau. Den samlede pris for opgradering og nettilslutning er knap 1 kr./Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> svarende til knap 28 kr./GJ.

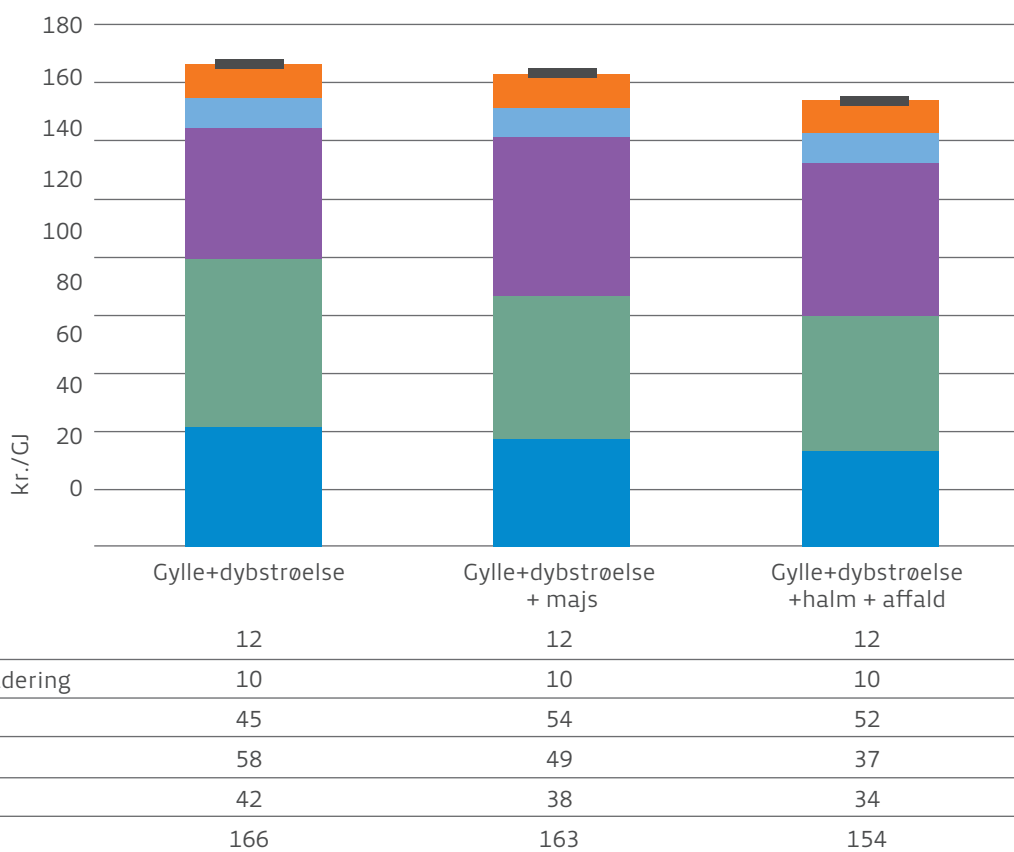


Figur 12. Opgraderingsomkostninger ved en levetid på 10 år og en rente på 5 pct. Transmissions- og distributionstariffer for transport i naturgasnettet er ikke inkluderet her. Ved en levetid på 20 år uden yderligere reinvesteringer, reduceres omkostningen til 0,80 kr./Nm<sup>3</sup>.

Kilde: Anvendelse af biogas til el- og varmeproduktion, Ea Energianalyse 2014.

## Biogas

Hvis de tre anlæg, som blev beskrevet ovenfor, skal producere opgraderet biogas til naturgasnettet, vil de samlede omkostninger blive mellem 154 og 166 kr./GJ som vist på figuren nedenfor.



Figur 13. Biogasproduktionsomkostninger inklusiv opgradering. Biogasanlæggene er de samme som i figur 11. Kilde: Ea Energianalyse: Anvendelse af biogas til el- og varmeproduktion.

## Næringsstoføkonomien for landmanden

Et vigtigt element i biogasøkonomi er næringsstoføkonomien for den landmand, der leverer gødning til biogasanlægget. Denne faktor har for landmanden været en afgørende motivationsfaktor for at bygge gårdbiogasanlæg og for at levere gylle til fællesanlæg. Værdien består i en øget plantetilgængelighed af næringsstofferne og en mulighed for at gødske tættere på det økonomiske optimum<sup>24</sup>. Værdien af den øgede udnyttelse af kvælstof, som afgangningen medfører, har en værdi på ca. 5 kr. pr. ton gylle. Hertil kan lægges en tilsvarende værdi af at kunne gøde tættere på det økonomiske optimum – altså tilføre mere gødning. Afhængig af størrelsen af ejendom og husdyrhold kan den samlede værdi løbe op i mange tusinde kroner pr. år.

## Finansiering af biogasanlæg

Deloitte har for Biogas Taskforce undersøgt mulighederne for at finansiere biogasanlæg og i den forbindelse interviewet en lang række biogasantreprenører og potentielle investorer og långivere. Undersøgelsen viser, at det er vanskeligt at opnå finansiering til biogasanlæg – også efter vedtagelsen af energiaftalen og de forhøjede støttesatser:

- › Bankerne er tilbageholdende og generelt ikke interesserede i at yde kredit til landmænd. De har begrænset viden og vurderer biogas som et højrisikoområde.
- › Realkreditinstitutioner yder generelt kun lån mod sikkerhed i andre aktiver.
- › Kommunekredit har finansieret biogasanlæg og kan fortsat gøre det, hvis anlægget leverer til kollektiv varmforsyning på hvile-i-sig-selv-betingelser, og kommuner vil stille garanti.

- › Investeringsbanker med et offentligt formål (Nordic Investment Bank, EEE-F, EIB) kan finansiere biogasanlæg og er interesseret, men dokumentationskravene er strenge og sagsbehandlingstiden er lang.
- › Pensionselskaber er ikke interesseret i området og har ikke ønsket at deltage i undersøgelsen.
- › Kapitalfonde er kun interesseret på en række betingelser, som anlæg almindeligvis ikke kan opfylde. Der skal være tale om store projekter, 20-40 pct. egenfinansiering, en industriel aktør skal tage ansvar for projektudvikling og drift, risikoafdækning, alternative afsætningsmuligheder og en forrentning på mindst 15 pct. af den investerede kapital.
- › Energi- og forsyningselskaber kan være medinvestorer eller selv tage ansvar for projektudvikling og drift. Flere – blandt andet Naturgas Fyn, HMN og Ringkøbing Skjern Forsyning – er i gang og er langt fremme med planer på området.

Som oversigten viser, går de mest fremkommelige veje til at finansiere biogasanlæg via energiselskaber og investeringsbanker. Hvile-i-sig-selv-anlæg, der leverer til kollektiv varmforsyning, kan desuden gå via kommunegaranti til banker eller kommunekredit. Succesfulde landmænd kan i særlige tilfælde finde finansiering til gårdanlæg, hvis de har gode bankforbindelser. Endelig er der enkelte eksempler på at udenlandske investorer er interesseret i at finansiere biogasanlæg i Danmark.

24. Torkild Birkmose: Anvendelse af gylle og dybstrøelse - værdien af næringsstoffer. Oplæg på Biogasforeningens økonomiseminar i dec. 2012 og oplægget "Værdien af næringsstoffer - behov for et kompensationsystem fra dec. 2013.

## Business cases for biogas

Deloitte og Blue Planet Innovation har for Biogas Taskforce analyseret to konkrete planlagte anlæg, der planlægger at afsætte biogassen til kraftvarme: et mindre decentralt anlæg, der planlægger at sælge biogassen, og et større fællesanlæg, der selv vil producere el og varme. Begge har opnået anlægstilskud i 2012. Derudover har Cowi udarbejdet en business case analyse af et større anlæg, der tænkes at opgradere gassen og afsætte den til naturgasnettet. Denne case bygger på budgettal for anlæg, som Naturgas Fyn overvejer at investere i.

- › *I det decentrale anlæg* forventes en afregningspris i 2015 til biogasproducenten på 5,93 kr./m<sup>3</sup> metan svarende til 165 kr./GJ i 2015. Under de givne forudsætninger er der tale om en robust business case, der er positiv uden anlægstilskud og selv om der sker ændringer i nøgleparametre som driftsomkostninger, anlægsinvestering, gasudbytte eller pris på energiafgrøder.
- › *Det centrale fællesanlæg* producerer selv el og varme, som sælges med pristillæg ligesom der opnås pristillæg til den biogas, der bruges til

procesvarme. Disse indtægter giver i gennemsnit 5,58 kr./m<sup>3</sup> metan eller 155 kr. /GJ i 2015. Business casen er her følsom overfor bortfald af anlægstilskud og ændringer i nøgleparametre, selv om det forudsættes, at investeringen delvist kan finansieres med et realkreditlån.

- › *Business casen for anlægget, der vil opgradere og afsætte via naturgasnettet.* Denne case har en negativ nutidsværdi og er dermed på de givne forudsætninger en dårlig investering. Dette hænger sammen med, at der ikke er opnået anlægstilskud, og at der er omkostninger til opgradering. Der indgår relativt store mængder affald i business casen, der derfor er meget følsom overfor affaldspriserne, som er usikre. En lavere pris end de forudsatte 300 kr. /ton vil trække business casen i en positiv retning.
- › For alle tre cases gælder, at deres indtægter falder over årene som følge af den planlagte nedtrapning og kun delvise pristalsregulering af pristillæggene.





**9.  
Indpasning  
af biogas i  
energisystemet**

## Anvendelser af biogas

Biogas kan anvendes til de samme formål som naturgas: produktion af el og varme, industrielle processer og transport. Biogassen kan enten anvendes direkte – efter en rensning for svovl – eller den kan opgraderes, dvs. dens indhold af CO<sub>2</sub> kan fjernes i et opgraderingsanlæg. Efter opgradering består gassen næsten udelukkende af metan. Den opgraderede gas har en højere brændværdi, der dog ikke er helt så høj som brændværdien for naturgas. Den opgraderede gas kan kaldes 'biometan' eller 'bionaturgas', hvis den tilføres naturgasnettet.

Produktion af el og varme på decentrale kraftvarmeværker sker typisk ved at brænde biogassen af direkte – uden opgradering – i en motor, der producerer el, og udnytte varmen til fjernvarme. På gårdbiogasanlæg anvendes gassen ofte til at producere el på en motor, og varmen anvendes på gården til produktion og rumvarme eller anden lokal anvendelse.

Til industriformål kan biogassen bruges direkte i den industrielle proces – typisk til f.eks. brænding eller smeltning. Den kan bruges i en motor, der laver el og varme, som derefter udnyttes af virksomheden. Eller den bruges i en kedel til ren varme-produktion. Biogas kan som oftest direkte erstatte naturgas, men visse industrielle anvendelser kræver, at biogassen er opgraderet helt eller delvist til naturgaskvalitet.

Biogas kan bruges til transportformål. Dette kræver, at gassen er opgraderet helt eller delvist til naturgaskvalitet. Anvendelsen kan ske direkte, hvis den opgraderede biogas tilføres en gastankstation, hvor biler kan tankes op. Eller den opgraderede biogas kan tilføres naturgasnettet, som fører gas frem til tankstationerne.

Et biogasanlæg kan sælge gassen eller selv at stå for anvendelsen af den til produktion af el og varme eller opgradering og salg via et gasnet. Afsætningsmulighederne fremgår af tabel 10.

Biogas afsætningsmuligheder	Leverance	Procesanlæg
Til naturgasnet	biogas	opgraderingsanlæg
Til central/decentrale kraftvarmeanlæg til kollektiv forsyning	biogas	kraftvarmeanlæg
Egen elproduktion og fjernvarme til kollektiv forsyning	el og varme	kraftvarmeanlæg
Egen elproduktion og egen varmeanvendelse	el	kraftvarmeanlæg
Til industriens kraftvarmeanlæg	biogas	kraftvarmeanlæg
Til industriprocesser	biogas	procesanlæg
Til biogasledning/distributionsselskab til kollektiv forsyning	biogas	biogasledning
Til transportvirksomhed	biogas	fyldestation

Tabel 10. Afsætningsmuligheder for biogas

## Infrastruktur

Uanset hvem biogassen sælges til, skal der etableres den nødvendige infrastruktur. Det kan være lavtryks gasrør til at føre biogassen fra anlæg til varmemærk, virksomhed eller opgraderingsanlæg. Det kan være fjernvarmerør til at føre varmen fra biogasanlæggets motor til varmekunder. Eller det kan være opgraderingsanlæg, kompressorer og naturgasrør, hvis biogassen skal tilføres naturgasnettet.

## Anvendelse af biogas i dag

Hidtil er biogassen altovervejende blevet anvendt til kraftvarmeproduktion. Elproduktionen er blevet afsat til elnettet, mens varmeproduktionen er blevet afsat til fjernvarmeforsyning eller – for mange gårdanlægs vedkommende – anvendt til opvarmning af stuehuse og staldbygninger på gårdene. Omkring 2/3 af den aktuelle biogasproduktion leveres til anvendelse inden for fjernvarmeområderne, mens den resterende 1/3 anvendes på de gårde, renseanlæg, virksomheder og lossepladser, hvor den produceres. Andelen, der anvendes inden for fjernvarmeområderne, har været voksende.

Biogassen anvendes primært i kraftvarmeanlæg, sekundært i kedler alene til varmeproduktion. I 2011 blev der i alt produceret 1236 TJ biogaselekt. Den gennemsnitlige elvirkningsgrad på den eksisterende bestand af kraftvarmeanlæg kan anslås til omkring 36 pct. Kraftvarmeanlæggene har derfor brugt omkring 3433 TJ biogas. Det er 84 pct. af den samlede biogasproduktion på 4106 TJ i 2011. De resterende 16 pct. er anvendt i kedler til ren varmeproduktion.

Biogasanlæggene leverer typisk til små eller mindre fjernvarmeverker. Dette hænger sammen med, at naturgasforsyningen havde monopol på forsyning af de relevante større fjernvarmeverker frem til 1997. I sammenhæng hermed har en del af biogasanlæggene ikke mulighed for at afsætte al varmen om sommeren, hvorfor en del af den bortkøles.

Energinet.dk beregnede i 2010 på basis af Energiproducenttællingen, at rent biogasfyrede kraftvar-

memærker havde tab på 24 pct. af energiindholdet i gassen, mens rent naturgasfyrede havde tab på 9 pct., dvs. en forskel på 15 pct. Det blev konkluderet, at ”forskellen skyldes bortkøling af varme, fordi biogasfyrede decentrale værker sjældent har tilstrækkeligt fjernvarmegrundlag i sommerhalvåret”. Ea Energianalyse er for nylig ved en tilsvarende talbehandling, udført for Biogas Taskforce, nået frem til en forskel på 10 pct. mellem biogas- og naturgasfyrede kraftvarmeverker. Forskellen er ikke alene udtryk for bortkøling. En delforklaring er, at biogasfyrede kraftvarmeverker generelt udvinder mindre varme fra røggassen end naturgasfyrede værker. Det hænger sammen med, at biogas indeholder svovlbrinte, som indtil nu ikke er blevet rensset helt ud af gassen inden anvendelsen i kraftvarmeverkerne. Tendensen for biogasfyrede anlæg er imidlertid den samme, som den er for naturgasfyrede – imod højere totalvirkningsgrader. Biogassen renses stadig bedre for svovlbrinte, og før eller siden vil dette ikke længere være nogen begrænsning, såfremt varmen kan udnyttes. I det omfang biogassen fremover får adgang til mellemstore/større kraftvarmeverker, vil omfanget af bortkøling af varme om sommeren falde, og totalvirkningsgraden ved udnyttelsen af biogassen vil stige, fordi der her vil være det nødvendige økonomiske motiv til at sikre dette.

Afsætning af biogas til naturgasnettet er først nu ved at blive igangsat på grund af energiaftalens nye pristillæg hertil. Afsætning til naturgasnettet forudsætter, at biogassen renses for sit indhold af CO<sub>2</sub>. Det gøres med de såkaldte opgraderingsanlæg. Foreløbig er der etableret tre opgraderingsanlæg i Danmark. Det ene er DONGs anlæg i Fredericia, hvor fra biogas renses og leveres til naturgasnettet. Det andet er Hashøj Biogas’ opgraderingsanlæg, hvor fra gassen indtil videre fortsat leveres til kraftvarmeverket. Sammenlagt har de to anlæg indtil nu opgraderet omkring 3 mio. m<sup>3</sup> biogas, hvilket til sammenligning svarer til knap 2 pct. af den samlede biogasproduktion i 2012. Mængden skal ses i forhold til, at tilskuddet til ved opgradering først er trådt i kraft pr. 1. december 2013. I starten af 2014



er det tredje opgraderingsanlæg taget i brug hos biogasproducenten LBT Agro syd for Hjørring.

Flere store biogasanlæg med afsætning til naturgasnettet forventes at blive bygget i løbet af 2014. Det første, Horsens Bioenergi, er gået i jorden med byggestart oktober 2013. Den store stigning i mængden af opgraderet biogas, som leveres til naturgasnettet, vil komme i 2015, når disse store, nye anlæg tages i brug forventeligt sidst i 2014 og i løbet af 2015.

HOFOR har i oktober 2013 igangsat anvendelsen af biogas i Københavns bygasnet. Dette anlæg adskiller sig ved kun at rense men ikke opgradere biogassen, hvilket ikke er nødvendigt, fordi den naturgas, som fortsat udgør hovedparten af gasforsyningen i HOFORs net i København, er 'nedgraderet' (via 1:1 blanding med luft), således at den har fået en brændværdi svarende til brændværdien i gammel-dags bygas.

Der er stor interesse for biogas til transport, og flere projekter i gang, men endnu ingen anvendelser af biogas til dette formål.

## Forhold mellem produktion og forbrug – mulighed for sæsonvariation

Fjernvarmeværkernes energibehov er væsentligt større end den biogasproduktion, der vil kunne opnås ved udnyttelse af hele ressourcen af husdyrgødning. Dette kan bedst illustreres med udgangspunkt i Jylland, som rummer 85 pct. af den samlede bestand af husdyr. Hvis al husdyrgødning i Jylland anvendes til biogasproduktion, og produktionen alene anvendes til kraftvarme og fjernvarmeforsyning uden bortkøling af varme om sommeren, skal ca. en tredjedel af fjernvarmeværkerne i Jylland – inklusiv værkerne i de centrale kraftvarmeområder – forsynes med biogas. Hvis der regnes på halvdelen af husdyrgødningen er behovet således en sjettedel af fjernvarmeværkerne. I det omfang biogas afsættes til procesformål i industrien eller opgraderes og

afsættes til naturgasnettet, vil det være en tilsvarende mindre del af den jyske fjernvarmeforsyning, der vil være behov for til afsætning af biogassen.

Den bortkøling af varme om sommeren, som i dag finder sted på en del af biogasværkerne, er således ikke en nødvendighed p.g.a. mangel på fjernvarmeværker. Det er udtryk for, at de pågældende biogasanlæg aktuelt ikke har adgang til afsætning til de relevante fjernvarmeværker. Afhængigt af de lokale forhold er biogassen i konkurrence med en række andre forsyningsmuligheder (naturgas, halm, flis, solvarme, varmepumper, affaldsforbrænding m.m.) om afsætningen til fjernvarmeværkerne.

De mængder af biogas, givne biogasanlæg kan afsætte til givne fjernvarmeværker, vil ofte kunne øges, såfremt biogasproduktionen sæsonreguleres, således at fjernvarmeværkernes øgede energibehov i vinterhalvåret matches med øget biogasproduktion i vinterhalvåret.

Planenergi<sup>25</sup> har gennemgået biogasanlæggenes reguleringsmuligheder med udgangspunkt i den biologiske proces og i de hidtidige praktiske erfaringer med regulering. I notatet vurderes egnetheden af forskellige biomassetyper – såsom majs, roer, halm, gyllefibre og glycerin – i forhold til deres egenskaber m.h.t. lagerstabilitet og kvælstofindhold. Det konkluderes, at det er biologiske og teknisk muligt at sæsonregulere et biogasanlægs produktion med 100 pct. eller mere, hvis et givent anlæg råder over biomasser, der egner sig til regulering. Det er ligeledes biologisk muligt at variere produktionen fra døgn til døgn i et vist omfang.

Der er omkostninger forbundet med at regulere produktionen. Biogasanlæg, der kan afsætte fuld produktion til samme pris året rundt, vil alene prioritere at producere så meget som muligt hele tiden. Men efterspørgslen på energi er sæsonbestemt, og prisen på energi er i et vist omfang sæsonpåvirket i retning af højere pris, når efterspørgslen er stor,

25. Muligheder for sæson- og døgnregulering af biogasproduktion. PlanEnergi 2013.



dvs. typisk om vinteren. Desuden forøger omstillingen af energiforsyningen fra fossil til vedvarende energi behovet for regulérbar forsyning til afbalancering af variationerne i fluktuerende elproduktion især fra vindmøller. Mange biogasanlæg har allerede i dag et økonomisk motiv til at regulere deres produktion, og det må forventes, at motiverne her til bliver større med tiden, efterhånden som omstillingen til vedvarende energi skrider frem.

Når biogasanlæggenes evne til regulering skal vurderes, er det et væsentligt forhold, at det i praksis ikke er den biologiske produktionskapacitet i anlæggene, der er begrænsende for, hvad de kan producere. Flere anlæg har i lange perioder produceret mere end 100 m<sup>3</sup> biogas/m<sup>3</sup> biomasse ved normale opholdstider. Det kan gøres, når biomasetyper (typisk visse typer organisk affald) med høj koncentration af omsætteligt organisk stof er til rådighed. Men de biomasser, som dominerer potentialet for biogasproduktion, er betydeligt mere 'magre'. Generelt er det således biomassernes indhold af omsættelig energi – ikke biogasreaktorernes biologiske kapacitet – der begrænser, hvor høj produktion et givent anlæg kan få.

Kapacitetsudnyttelsen af anlæggenes reaktorer er sagt med andre ord et sekundært hensyn. Det primære hensyn handler om effektiv udnyttelse af biomassen, som biogasselskaberne investerer betydelige omkostninger i at anskaffe og behandle. Effektiv udnyttelse af biomassen omhandler for det første effektiv udrådning, dvs. optimering af gasudbyttet af biomassen. Biogasproducenterne prioriterer derfor – ud fra økonomisk optimering – i stigende grad længere opholdstid, hvorved kapacitetsudnyttelsen af reaktorerne omvendt bliver mindre. Dernæst drejer det sig om at opnå høj energiudnyttelse og høj værdi ved udnyttelse af gassen. Når afsætningen om sommeren er en begrænsning som indebærer, at der ellers må bortkøles varme eller ligefrem affakles gas, vil biogasselskabet vælge at reducere produktionen i denne periode, især

f.s.v.a. tilsætningsbiomasser hvor råvareomkostningen er forholdsvis høj. I det omfang disse råvarer kan lagres til en acceptabel omkostning, vil de i stedet blive anvendt på et senere tidspunkt (typisk vinterhalvåret), hvor biogasudbyttet fra dem kan indbringe fuld pris.

For at kunne udføre sæsonregulering uden reduceret gasudbytte, skal biogasanlæggets kapacitet bygges svarende til vinterbelastningen. I det omfang reguleringsbiomasserne har forholdsvis højt tørstofindhold, vil behovet for ekstra anlægskapacitet her til være begrænset. Når tilsætningsbiomasserne udgøres af energiafgrøder og halm, kan sæsonregulering med +/- 5 pct. biomasse indebære gasmæssig regulering svarende til +/- 1/3 af gasproduktionen (dvs. den dobbelte produktion om vinteren sammenlignet med om sommeren). Omfanget af ekstra driftsomkostninger til denne sæsonregulering afhænger af arten af den eller de biomasser, der anvendes til sæsonregulering. Hvis reguleringen udføres med ensilerede afgrøder eller afgrøderester (svarende til majsensilage), vil ekstra omkostningerne til sæsonregulering være begrænsede. Hvis reguleringen alternativt udføres med halm, må større ekstra omkostninger forventes, fordi større halmmængder forudsætter forstærket mekanisk indsats til sikring af pålidelig drift.

De to mindre fællesanlæg i Revninge og Davinde sæsonregulerede i omkring 15 år rutinemæssigt deres produktion med ca. en fordobling om vinteren i forhold til om sommerproduktionen. BiogASForsyningen af Revninge by blev lukket i 2005, og Davinde fik kraftvarmeanlæg omtrent samtidig. Derved blev de to anlægs økonomiske motiv til sæsonregulering reduceret betydelig. Det forholdsvis nye biogasanlæg hos Holbæk Bioenergi syd for Ribe har haft planlagt sæsonregulering fra starten. Data fra de sidste 20 års produktion viser, at sæsonregulering finder sted i større eller mindre grad på alle biogasanlæg, der har et økonomisk motiv til denne regulering.

## Biogas



Foto: Torben Skøtt



## Aktørernes fordele og ulemper ved de forskellige afsætningsmuligheder

Med de nuværende rammebetingelser er det op til de lokale aktører at beslutte, hvordan biogassen skal anvendes. Hovedaktørerne og deres interesser i de forskellige afsætningsmuligheder beskrives nedenfor.

**Biogasproducenterne.** Hvis biogasanlægget er bygget af landmænd, ligger deres hovedinteresse ofte i næringsstoføkonomien og ikke i energiproduktionen, som de ikke vil kunne tjene penge på, hvis de skal levere til kollektiv varmforsyning. For dem kan det synes mere attraktivt at opgradere, da der her er en mulighed for at kunne komme til at tjene penge, hvis de kan holde omkostningerne lave nok. Denne vej giver adgang til et stort marked, hvor afsætningen er sikret til naturgaspris. Derudover kan der måske via certifikatsystemet i nogle tilfælde opnås en CO<sub>2</sub>-kvotepris og måske en "grøn værdi". Det vil som oftest være muligt at afsætte al den producerede gas både sommer og vinter, da naturgasnettet også fungerer som lager. Det eliminerer behovet for at sæsonvariare produktionen for at tilpasse den til forbruget. Til gengæld er der omkostninger forbundet med at opgradere gassen og tilføre den til nettet.

Ved afsætning til kraftvarme undgås omkostninger til opgradering og tilslutning. Hvis producenten selv laver el, får han pristillæg til el-produktionen og mulighed for at afsætte varmen til fjernvarme. Alternativt kan gassen sælges til fjernvarmeverket. Når biogasanlægget leverer til kollektiv varmforsyning, er det i nogle tilfælde muligt at få kommunegaranterede lån, hvilket kan løse anlæggets finansieringsproblem. Til gengæld skal værket så køre under hvile-i-sig-selv-princippet.

Der kan også være mulighed for at afsætte til industri, som i nogle tilfælde har et jævnt aftag. Men pristillægget til proces er endnu ikke statsstøttegodkendt og lavere end til opgradering og el. Den

afgiftsmæssige fordel ved at bruge afgiftsfritaget biogas frem for naturgas er blevet meget begrænset. Det er desuden en ulempe for producenten, at industrivirksomheden ofte ikke er i stand til at garantere et aftag mange år ud i fremtiden.

**Fjernvarmeverkerne.** For de gasfyrede decentrale kraftvarmeverker er situationen den, at naturgas – primært på grund af afgifterne – er et dyrt brændsel. Konkurrerende varmekilder – f.eks. afgiftsfritaget biomasse, solvarme og evt. geotermi – er billigere end kraftvarme på gas. Det såkaldte grundbeløb, som kompenserer kraftvarmeverkerne, når elprisen er under 34 øre/kWh afvikles i perioden 2019-2023<sup>26</sup>. Faldende elpriser betyder, at fjernvarmeverkerne producerer el færre timer om året, som vist på figur 14. Da der er forventninger om fortsat lave elpriser i en årrække, er mange derfor i gang med at tage beslutninger om den fremtidige varmforsyning. I vidt omfang installeres alternative varmekilder, som biogas ikke kan konkurrere med. Der er planlagt en kraftig udbygning med solvarme, som mange steder vil udelukke en senere indpasning af biogas. Fjernvarmeverkerne ønsker ofte ikke at binde sig til langvarige kontrakter om biogas, og de ønsker ikke at give naturgassubstitutionsprisen for biogassen.

**Kommunerne** har som varmeplanmyndighed pligt til at give biogassen fortrinsret ved afsætning til kollektiv varmforsyning, men kun hvis biogasforsyning er samfundsmæssig billigst og ikke betyder højere varmepriser. Nogle kommuner f.eks. Lemvig, har sikret afsætning af biogassen til kraftvarme på kraftvarmeverkerne og det er samtidig lykkedes at holde en billig varmepris. De fleste andre kommuner har en afventende holdning i forhold til anvendelse af denne mulighed. Hvis kommunerne ikke har en strategisk energiplan og derfor tager stilling til projekterne "et ad gangen" kan det betyde, at nye projekter f.eks. store solvarmeanlæg eller "spidslastkedler" på biomasse vil udhule øko-

26. Ellovens §58 Stk. 3. Pristillægget ydes i 20 år fra nettilslutningen som nævnt i stk. 2, dog mindst i 15 år regnet fra den 1. januar 2004.

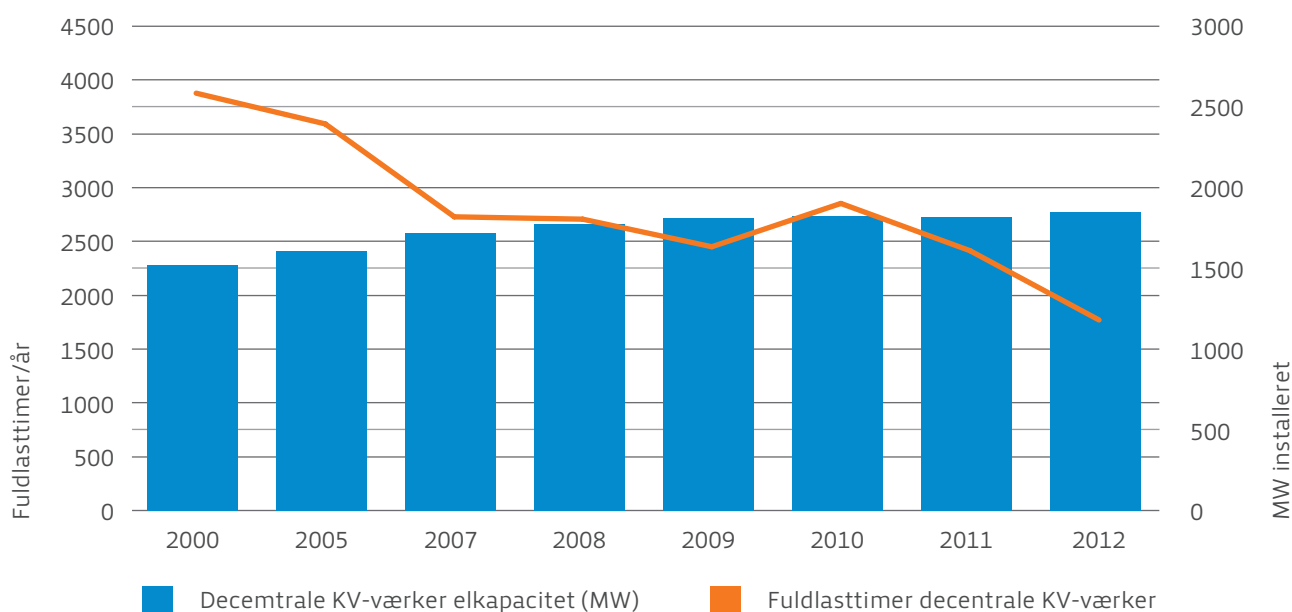
## Biogas

nomien i et evt. kommende biogasanlæg. Erfaringerne fra de kommuner, som har engageret sig i at finde afsætning til biogassen, har desuden vist, at det er et krævende arbejde at løse de problemstillinger, der opstår, og det kan gøre nogle kommuner tilbageholdende.

**Naturgasselskaberne** har en strategisk interesse i at finde nye kunder til gasnettet og nye forretningsmuligheder, idet regeringens målsætning er at udfase naturgas i el- og varmesektoren i 2035. Her passer VE-gasserne godt ind sammen med de nye forretningsmuligheder, der ligger i at være lager og backup for et elsystem, der primært er baseret på vind. Det motiverer gasselskaberne til at udnytte de

nye muligheder, som energiaftalen giver for at engagere sig i biogasproduktion og opgradering.

Ovenstående betyder, at der ofte er en begrænset interesse blandt lokale aktører for at skaffe afsætning for biogassen til kraftvarme. Dertil kommer, at det er kompliceret beregne, hvad biogassen objektivt set er værd og dermed at fastsætte prisen. Dette bliver ikke mindre vanskeligt fremover, hvor det kan blive endnu vanskeligere end hidtil at vurdere el-priser og dermed driftstimer på motoren, hvor rammebetingelserne også kan ændre sig og nye varmekilder blive tilgængelige f.eks. geotermi, varmepumper og elpatroner.



Figur 14. Antallet af driftstimer på gasmotorerne viser en nedadgående tendens pga. faldende elpriser. Kilde: Dansk Fjernvarme.



## **Samfundets fordele og ulemper ved de forskellige afsætningsmuligheder**

Biogasproduktionen giver samfundet en række fordele, som er beskrevet i afsnit 3. En del af disse gevinster – f.eks. reduktion af lugt og reduceret metanudslip fra gyllen og et forbedret gødningsprodukt med højere indhold af plantetilgængeligt kvælstof – hænger sammen med selve produktionen af biogas og opnås uanset hvordan biogassen anvendes.

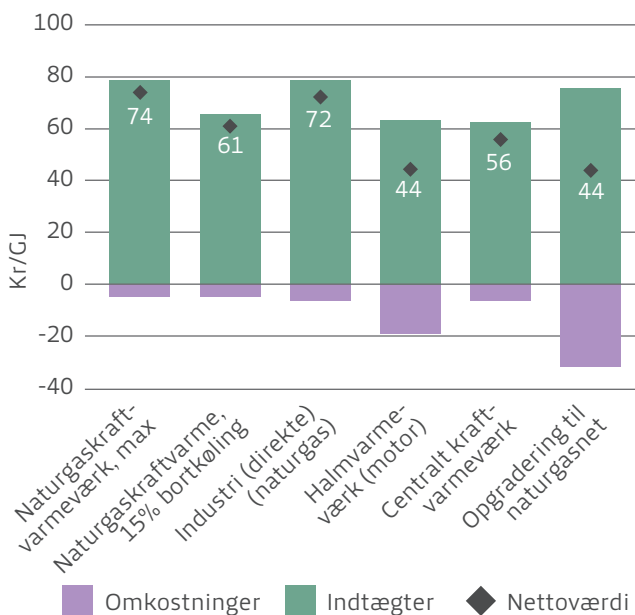
Hertil kommer biogassens VE værdi i energisystemet. Denne værdi er afhængig af, hvordan biogassen nyttiggøres, samt hvilke teknologier og brændsler biogassen tænkes at substituere. Biogassens substitutionsværdi kan beregnes som de sparede omkostninger i et biogasscenarie sammenlignet med et referencescenarie. Hvis den beregnede substitutionsværdi bliver højere end nettoomkostningerne ved at producere og fremføre biogas, har biogas en positiv samfundsøkonomisk værdi.

I disse substitutionsberegninger spiller naturgas en væsentlig rolle frem til 2035. I Danmark anvendes i dag knap 150 PJ naturgas/år, heraf ca. halvdelen i el- og varmesektoren. Omkostningerne ved at omlægge fra naturgas til biogas er ofte lave. Regeringens mål er, at naturgas skal være udfaset fra el- og varmesektoren i 2035, hvorefter biogas vil substituere andre VE teknologier.

Ea Energianalyse har beregnet den samfundsøkonomiske værdi af biogas dels gennem beregnings-eksempler, og dels som sammenhængende systemberegninger. I beregningseksemplerne analyseres værdien af at skifte fra en referencesituation til biogas i en række udvalgte situationer på kortere sigt (2020). I systemberegningerne analyseres værdien af biogas for det samlede energisystem i en række udvalgte år i perioden 2015 – 2050. Hovedformålet med systemberegningerne er, at analysere hvordan biogasressourcen nu og på længere sigt anvendes bedst og dermed giver mest nytte for det samlede energisystem. Systemberegningerne er beskrevet i kapitel 10.

## Samfundsøkonomisk værdi af biogas i 2020

De afgørende input for beregningseksemplerne i 2020 er sparede alternative brændselsomkostninger, eventuelle merinvesteringer ved anvendelse af biogas sammenlignet med referencen samt sparede indkøb af CO<sub>2</sub>-kvoter. Figur 15 viser resultatet for de udvalgte situationer. Det ses tydeligt, at den højeste samfundsøkonomiske nettoværdi opnås ved direkte anvendelse af biogas uden opgradering til industri og decentral kraftvarme.



Figur 15. Samfundsøkonomisk nettoværdi ved brug af biogas til forskellige formål. De fem første søjler viser den samfundsøkonomiske værdi af at afsætte biogassen direkte uden opgradering til erstatning for naturgas til hhv. decentral kraftvarme, industri, en gasmotor på et halmvarmeværk og til et centralt kraftvarmeværk. Den sidste søjle viser værdien af at opgradere biogassen og afsætte den via naturgasnettet. Der er tale om samme "simple samfundsøkonomi" som ved figur 8. Her fokuseres blot udelukkende på samfundsøkonomien, og investeringsomkostningerne er vist. Den samfundsøkonomiske nettoværdi er gassens værdi set i forhold til referencen eksklusiv tilskud fratrukket investeringsomkostninger.

Kilde: Anvendelse af biogas til el- og varmeproduktion, Ea Energianalyse 2014.

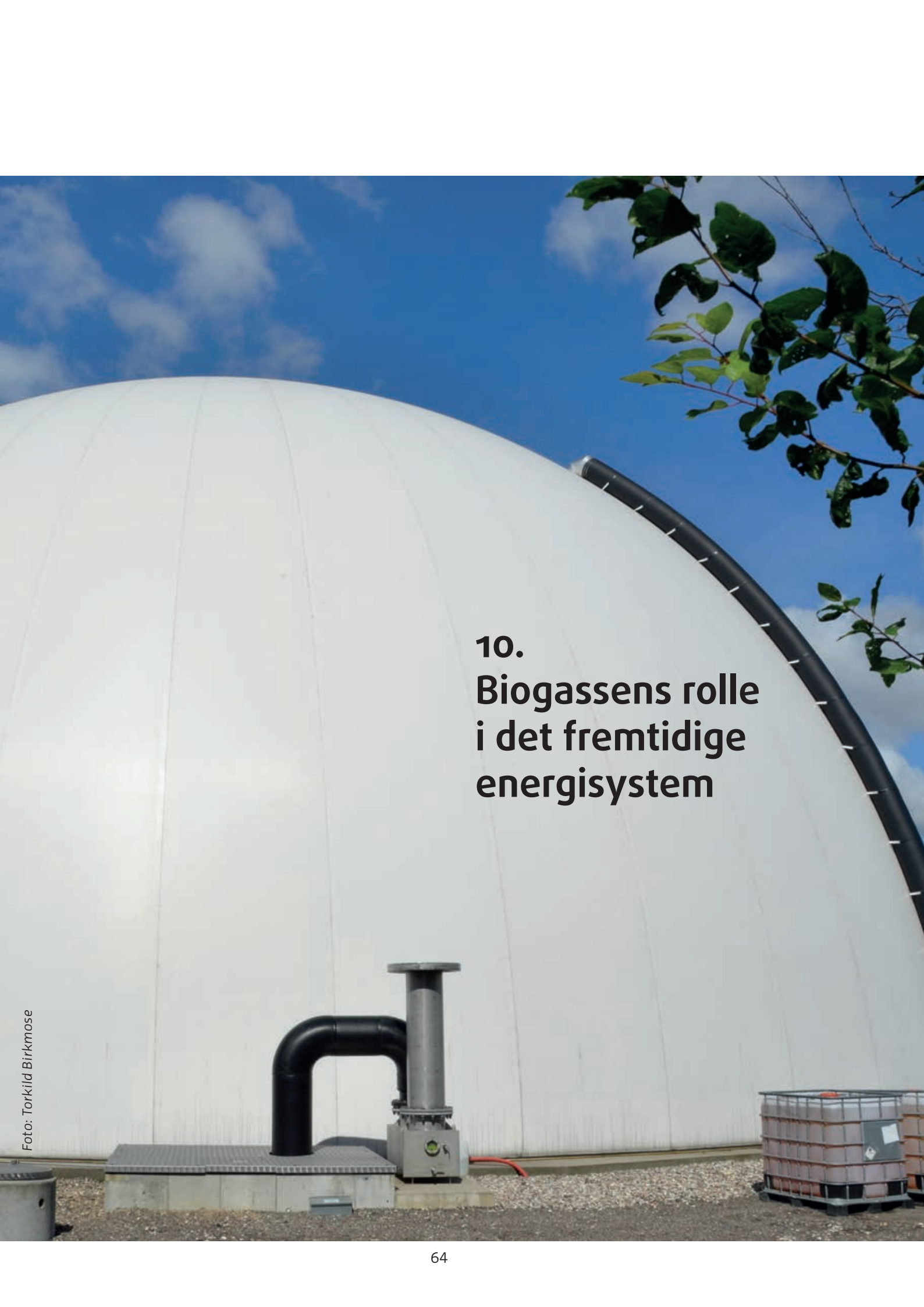
Referencen er naturgas til kraftvarme og industri, halm for halmvarmeværk og træpiller for det centrale kraftvarmeværk. Når gas anvendes til decentral kraftvarme kan der opstå et tab, såfremt tilskud til elproduktion ændrer driftsmønstret på gasmotoren, så den kører i perioder med lavere elpriser, end den ellers ville have gjort. Dette tab indgår ikke i "Naturgaskraftvarme-max", men er indregnet i "Naturgaskraftvarme-bortkøling".

Det ses, at indtægtssiden af balancen (den grønne søjle) er lidt lavere for opgradering end for kraftvarme-max og for industri. Det skyldes 3 forhold: Der er indregnet en udetid på 2 pct. for opgraderingsanlægget (1 pct. på øvrige anvendelser), der er indregnet 1 pct. metantab på opgraderingsanlægget (0 pct. på øvrige anvendelser), og endelig er den samfundsøkonomiske værdi af gas højere, når den leveres direkte til kunden (kraftvarme og industri), end når den leveres an distributionsnet (opgradering).

Omkostningssiden er i al væsentlighed bestemt af nødvendige investeringer og evt. øgede driftsomkostninger ved at anvende biogas. Driftsomkostninger spiller kun en væsentlig rolle ved opgradering. Der er anvendt en CO<sub>2</sub> pris i 2020 på 72 kr. pr. ton, baseret på en opdateret fremskrivning af CO<sub>2</sub> kvotemarkedet.

## Det lange sigt

Målsætningen om at udfase fossile brændsler i Danmark og nabolande betyder, at de samlede omkostninger i energiforsyningen i en reference uden biogas er stigende. Herved øges den samfundsøkonomiske værdi af biogas. For at belyse dette retvisende, har det været nødvendigt at gennemføre sammenhængende systemanalyser, hvor biogassens systemværdi (fleksibilitet) også indgår. Dette belyses i næste kapitel.



## 10. Biogassens rolle i det fremtidige energisystem

## Scenarier for fremtidens energisystem

Energistyrelsen har opstillet en række scenarier (forsyningsbilleder) for 2035 og 2050, som led i analyserne af fremtidens energisystem<sup>27</sup>. Scenarierne opfylder de energipolitiske mål om, at energisystemet baseres på 100 pct. vedvarende energi i 2050, og at fossile brændsler er ude af el- og varmesforsyningen i 2035. I alle scenarier spiller vindenergi en central rolle. En afgørende forskel mellem scenarierne er hvilken mængde biomasse, der indgår i energiforsyningen. Biomasse er det eneste "tilladte" brændsel i 2050 og scenarierne spænder fra at anvende 100 til 700 PJ biomasse. Dette afspejler det politiske valg mellem et brændselsbaseret system med stor import af biomasse og et elbaseret system, der begrænser biomasseanvendelsen til et niveau, der svarer til, hvad Danmark selv kan levere.

Scenarierne tager udgangspunkt i energifremskrivningen fra 2012. Det indebærer, at der er 17 PJ biogas til rådighed i 2020 og 42 PJ biogas i 2050. Dette svarer til AgroTechs lave skøn for det maksimale tekniske potentiale. Det antages i to scenarier, at de 42 PJ hydrogenes med brint, så der i alt er 65 PJ VE-gas til rådighed i 2050. Denne begrænsede mængde målrettes de anvendelser, hvor den gør størst nytte: transport, industri og hurtigt regulerende elproduktionsanlæg.

Såvel energiscenarier som gasinfrastrukturanalyse<sup>28</sup> forudsætter, at naturgasnettet og dets gaslagre vil være en hensigtsmæssig infrastruktur også i 2050, hvorfor gasnettet antages bevaret i alle scenarier. Dette baseres på at gasnettet repræsenterer en stor værdi og en mulig ressource for forsyningsikkerheden – herunder hurtigtregulerende elproduktion.

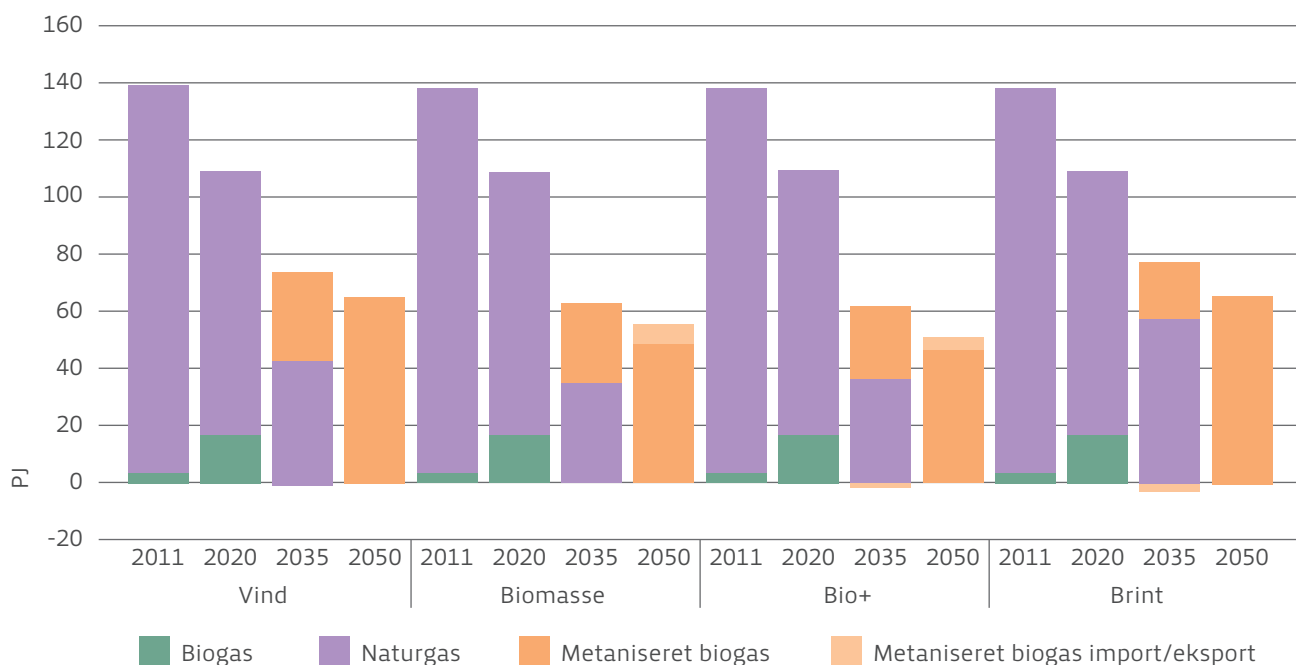
Energiscenarierne frem mod 2035 og 2050 er:

- › **Vindscenariet:** Der foretages en massiv elektrificering af transport- og varmesektoren. Biomasseanvendelsen begrænses til omkring 250 PJ. Vindkraft bliver den bærende teknologi i elproduktionen med bidrag fra solceller og kraftvarmewærker. Der produceres brint ud fra vindmøllestrøm som bl.a. bruges til at opgradere 42 PJ biogas til 65 PJ biometan.
- › **Biomassescenariet:** Energisystemet designes til et samlet biomasseforbrug omkring 450 PJ. Dette indebærer en betydelig import af biomasse. Der sker en vis elektrificering. Biogassen opgraderes til bionaturgas, men uden brint.
- › **Bio+scenariet:** Et "traditionelt" brændselsbaseret scenarie, hvor kul, olie og naturgas erstattes med biomasse. Der sigtes ikke imod begrænsning af biomasseforbruget, der kommer til at ligge på godt 700 PJ. Opgraderingen sker uden brint.
- › **Brintscenariet:** I dette scenarie sigtes mod begrænsning af biomasseforbruget til et absolut minimum på omkring 150 PJ brændsel. Scenariet indebærer derfor endnu mere vind end i vindscenariet og en betydelig brintproduktion. Brint bruges bl.a. til at opgradere 42 PJ biogas til 65 PJ biometan.

27. Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050. Energistyrelsen. 2014.

28. Gasinfrastrukturanalyse. Energistyrelsen 2014.





Figur 16. Gasforbrug i Energistyrelsens scenarier 2011-2050.

Kilde: "Gasinfrastrukturanalysen" og "Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050".

## Den fremtidige anvendelse af biogas til kraftvarme

Ea Energianalyse har analyseret den fremtidige anvendelse af biogas til el og varme<sup>29</sup>. Ved hjælp af en optimeringsmodel (Balmorelmodellen) er det beregnet, hvordan den nødvendige mængde varme og el kan produceres mest økonomisk med forudsætninger svarende til ovenfor omtalte vindscenarium. Der er gennemført to beregninger: en selskabsøkonomisk, hvor gældende afgifter og tilskud er regnet ind, og en simpel samfundsøkonomisk uden afgifter og tilskud. Den første viser, i hvilken retning el- og fjernvarmesektoren udvikler sig under de nuværende rammebetingelser. Den anden viser, hvordan udviklingen ville være uden det gældende afgifts og tilskudssystem.

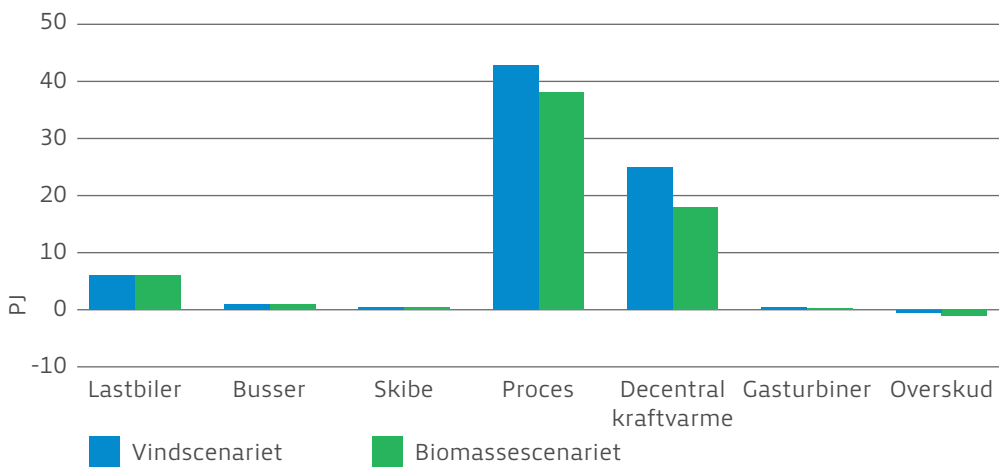
Modellen skelner mellem biogasanlæg, der anvender biomasser, der ikke kan lagres (husdyrgødning og organisk affald) og anlæg, der anvender biomasser, der kan lagres (f.eks. energiafgrøder, græs fra naturarealer og efterafgrøder). De første har høje investeringsomkostninger og lave driftsomkostninger pr. enhed produceret gas. De sidste har lavere investeringsomkostninger og høje brændselsomkostninger. Modellen kan sæsonvariare biogasproduktionen ved at kombinere den uflexible og fleksible ressource – svarende til f.eks. at anvende energiafgrøder til at øge produktionen om vinteren.

29. Anvendelse af biogas til el- og varmeproduktion. Ea Energianalyse, 2014.

# Biogas

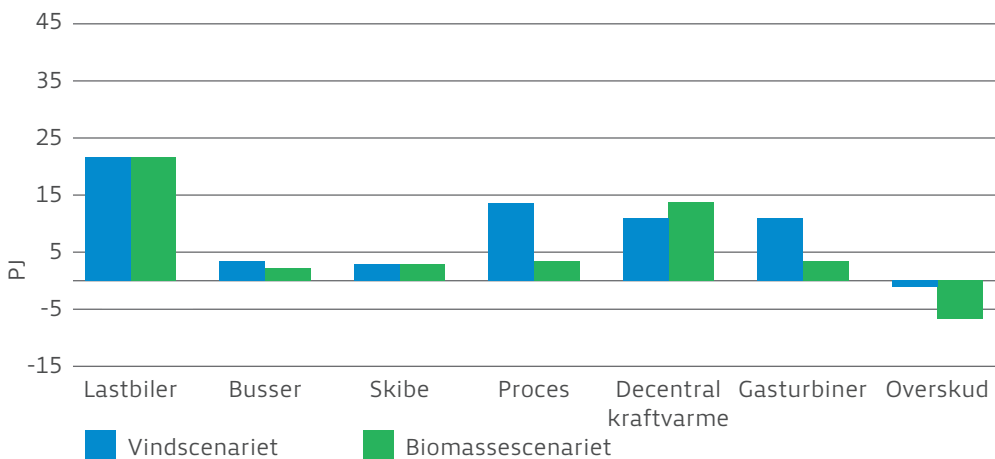
Modellen kan vælge at investere i anlæg og infrastruktur, der anvender biogassen direkte til kraftvarme uden opgradering, eller den kan vælge at anvende gassen til kraftvarme efter opgradering og indfødnig på naturgasnettet. Ved direkte afsætning investeres bl.a. i biogasanlæg og gasmotor. Ved afsætning via naturgasnettet købes gassen til en pris, der svarer til produktionsprisen +

opgradering og nettilslutning, derudover investeres i kraftvarmeteknologien (gasmotor eller -turbine). I begge tilfælde investeres i en gasledning på 15 km, der fører gassen fra biogasanlæg til kraftvarmeværk eller naturgasnet. Derudover dækkes andre nødvendige omkostninger, som er nærmere beskrevet i baggrundsrapporten<sup>30</sup>.



Figur 17. Gasanvendelsen i Vind-scenariet og i Biomassescenariet i 2035. I 2035 bruges fortsat naturgas i industrien, men ikke til kraftvarme. Der anvendes gas i transportsektoren i begrænset omfang.

Kilde: "Energiscenarier fra mod 2020, 2035 og 2050".



Figur 18. Gasanvendelsen i Vind-scenariet og i Biomassescenariet i 2050, hvor naturgas er helt udfaset. Her bruges biogas og evt. andre VE-gasser i vidt omfang til transport og desuden til proces, kraftvarme og hurtig regulerende elproduktion på gasturbiner.

Kilde: "Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050".

30. Anvendelse af biogas til el- og varmeproduktion. Ea Energianalyse, 2014.

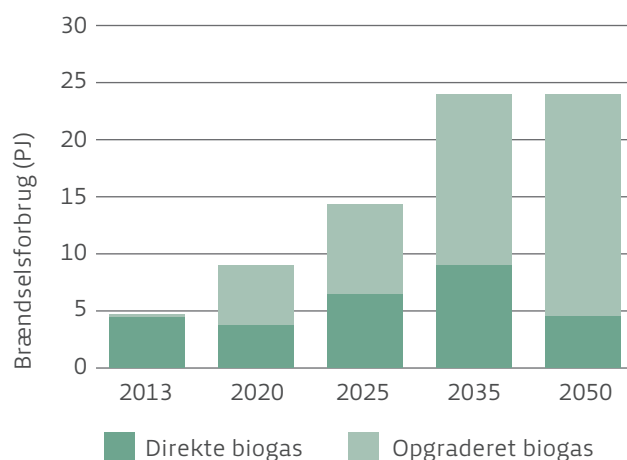
Hvis det samlet set er en fordel med få driftstimer på motoranlægget, vil modellen vælge at opgradere biogassen. Hvis det omvendt er en fordel med mange timers motordrift, vil modellen vælge at spare omkostningerne til opgradering og tilslutning og anvende biogassen direkte.

Modellen har ikke mulighed for at optimere valget mellem anvendelse i energisektoren og anvendelse til transport. Derfor er det i udgangspunktet antaget, at halvdelen af biogassen anvendes til andre formål end produktion af el- og varme, herunder transport. Modellen er pålagt at anvende biogassen, idet formålet er at undersøge, hvordan biogassen kan anvendes billigst – ikke at undersøge om den overhovedet skal anvendes.

Modellen har ikke mulighed for at vælge at investere i lavtrykslagre til længere tids produktion, hvilket ville kunne øge fleksibiliteten i den direkte biogasanvendelse.

### Selskabsøkonomisk vindscenarie

I det selskabsøkonomiske scenarie vælger modellen at anvende langt størstedelen af den øgede biogasproduktion som opgraderet biogas. Allerede i



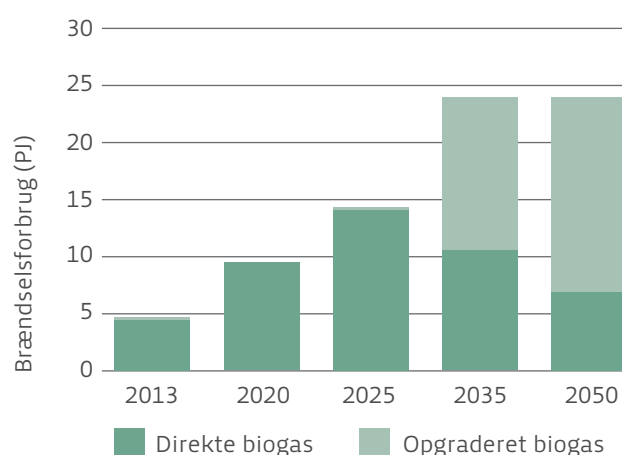
Figur 19. Biogasanvendelsen i det selskabsøkonomiske vindscenarie. Opgraderet biogas tilføres naturgasnettet og anvendes via dette til el- og varmeproduktion. Direkte biogas anvendes til el- og varmeproduktion uden først at blive opgraderet og tilført naturgasnettet.

2020 opgraderes lidt over halvdelen af den samlede produktion. I 2035 opgraderes ca. 60 pct. og i 2050 ca. 80 pct. af biogasproduktionen. Dette illustreres i figur 19.

Biogas, der i dag afsættes forholdsvis jævnt over hele året i eksisterende gasmotorer, anvendes fortsat på kort og mellemlang sigt på ca. samme måde. Fra 2035 vælger modellen dog at anvende en del biogas direkte uden opgradering på industrielle kraftvarmeanlæg, som forsyner et industrielt varmebehov.

### Samfundsøkonomisk vindscenarie

I det samfundsøkonomiske vindscenarie anvendes biogasressourcen frem til og med 2025 næsten udelukkende som direkte biogas uden opgradering. En del af denne anvendes på industrielle kraftvarmeanlæg, som har et relativt konstant varmebehov. Først i 2035 opgraderes lidt over halvdelen af biogasressourcen og i 2050 opgraderes ca. 70 pct. af biogasproduktionen. Dette illustreres i figur 20.



Figur 20. Biogasanvendelse i det samfundsøkonomiske vindscenarie. Opgraderet biogas tilføres naturgasnettet og anvendes via dette til el- og varmeproduktion. Direkte biogas anvendes til el- og varmeproduktion uden først at blive opgraderet og tilført naturgasnettet.

## Samfundsøkonomisk fordeling mellem direkte anvendelse og opgradering frem til 2050

Forskellen mellem det selskabsøkonomiske og samfundsøkonomiske scenarie er tilskuds- og afgiftsstrukturen. I dag er afsætning af biogas direkte uden opgradering og opgraderet via naturgasnettet i store træk tilskudsmæssigt ligestillet, hvis det forudsættes, at der opnås en afgiftsfordel ved biogasbaseret varmeproduktion. Denne afgiftsfordel er beregnet i forhold til naturgasbaseret varmeproduktion. Ofte, og især på længere sigt, er den alternative varmeproduktion dog ikke naturgas kraftvarme, men biomassebaseret fjernvarme og kraftvarme eller elbaseret varmeproduktion f.eks. varmepumper. Afgiftsfritagelsen vil dermed ikke kunne forventes afspejlet i den pris, der kan opnås for biogassen. Incitamentet til at afsætte den til opgradering vil derfor være større. I den samfundsøkonomiske beregning indgår tilskud og afgifter ikke.

Hertil kommer, at der i det selskabsøkonomiske scenarie også andre steder i energisektoren investeres på basis af selskabsøkonomiske overvejelser. Det betyder bl.a., at omlægning fra naturgasbaseret kraftvarme til solvarme, biomasse og varmepumper accelereres sammenlignet med det samfundsøkonomiske scenarie. Herved forringes biogassens lokale afsætningsmuligheder yderligere.

Det, der er afgørende for om modellen vælger direkte anvendelse af biogassen til kraftvarme eller opgradering i den samfundsøkonomiske analyse, er antallet af fuldlasttimer på gasmotoren. Beregningerne viser, at direkte anvendelse af biogas som minimum kræver et forbrug på ca. 3000 timer/år. Dette gælder ved anvendelse af den fleksible ressource på ombyggede kraftvarmeanlæg. Anvendes den uflexible ressource på nye gasmotorer, kræves der minimum ca. 6000 driftstimer/år. Ved færre fuldlasttimer er opgradering af biogas baseret på den respektive ressource billigste alternativ. Her er den fleksibilitet, der ligger i naturgasnettet, altså mere værd end opgraderingsomkostningerne.

I den samfundsøkonomiske beregning vælger modellen direkte anvendelse uden opgradering de næste ca. 15 år. Hvis tilskud og afgifter ikke fandtes, ville dette altså være den billigste måde at anvende biogas på til el- og varmeproduktion. Der er altså her muligt at afsætte al biogassen, så den fortrænger naturgas til produktion af el, kraftvarme eller ren varmeproduktion på anlæg, der har mere end 3000 driftstimer om året.

Selskabsøkonomisk bliver opgradering konkurrencedygtigt tidligere, på grund af de to ovennævnte forhold: Incitamentsstrukturen samt accelereret udfasning af naturgas. Den accelererede udfasning af naturgas i det selskabsøkonomiske scenarie skyldes bl.a. at afgifterne fordyrer naturgassen, der derfor anvendes i mindre grad og med færre driftstimer end i det samfundsøkonomiske scenarie. Når naturgas udfases konkurrerer biogaskraftvarme med især flis, halm, solvarme og varmepumper.

Beregningerne afhænger naturligvis af de brugte forudsætninger om teknologiudvikling, brændselspriser etc. I praksis vil også lokale forhold for de enkelte værker spille en væsentlig rolle. Det er således ikke sikkert, at det i en konkret situation er samfundsøkonomisk billigst at bruge biogassen direkte de næste 10-15 år og herefter opgradere den.

I praksis kræver direkte anvendelse desuden, at man kan finde en afsætning i den anden ende af lavtryksledningen som er stabil i et langt tidsperspektiv ca. 20 år, hvilket er en barriere. Her kan eventuel etablering af lokale lavtryksnet virke fremmende. Såfremt energisystemet fortsat udvikler sig i retning af vindscenariet, vil sådanne lavtryksnet sandsynligvis kunne indgå som et godt grundlag for en evt. opgraderingsbeslutning på et senere tidspunkt. Man kan eksempelvis forestille sig situationer, hvor der kan indgås en 10 årig kontrakt med levering til et kraftvarmeværk, og at parterne efter



10 år vurderer om kontrakten skal forlænges eller der i stedet skal investeres i et opgraderingsanlæg med tilslutning til naturgasnettet i nærheden af kraftvarmeværket.

### **Den fremtidige anvendelse af biogas til transport**

Det er en stor udfordring at dække transportsektorens energibehov i 2050. Transportsektoren har behov for store mængder energitæt brændsel, som kan leveres af biomasse. Flytransporten kan kun lade sig gøre med biomassebaseret flybenzin (kerosen). I Energistyrelsens scenarier for det fremtidige energisystem tænkes den øvrige transport hovedsagelig konverteret til el og i nogen grad VE-gas – f.eks. opgraderet biogas. VE-gas tænkes primært at forsyne den tunge transport, som ikke er egnet til elektrificering, og dele af skibstrafikken.

I Vindscenariet bruges 11,4 PJ VE-gas til lastbiler og busser i 2050. Der bruges brint i biokerosenproduktionen og brint til opgradering af biogas. Der bruges tilnærmelsesvis samme mængde VE-gas til transport i Biomasse og Bio+scenariet som i vindscenariet. I Brintscenariet tænkes den tunge trafik baseret på brint.

Energistyrelsens analyse "Alternative drivmidler"<sup>31</sup> peger på, at især el, biogas og naturgas som drivmidler frem mod 2030 er samfundsøkonomisk attraktive i forhold til traditionel benzin og diesel, mens de øvrige drivmidler har samme eller større omkostninger som benzin og diesel.

Særligt biogas og el indebærer væsentlige reduktioner i CO<sub>2</sub> udledningerne, som vist på figur 21. Men også brint, methanol, DME samt i mindre omfang 2. generation bioethanol og hovedparten af de øvrige alternative drivmidler reducerer CO<sub>2</sub>-udledningen. Anvendelse af de traditionelle fødevarer baserede 1. generations biobrændstoffer indebærer derimod

i bedste fald kun beskedne klimafordele, hvis ændringer i arealanvendelse medregnes. I værste fald indebærer de væsentlige negative klimaeffekter.

Naturgas som drivmiddel indebærer i sig selv en beskedne klimagevinst, men den kan spille en rolle for opbygningen af infrastruktur og marked for gasformige drivmidler i større flåder og dermed bidrage til indfasning af biogas til transport.

Biogas kan efter opgradering anvendes direkte til transport, eller den kan anvendes via naturgasnettet. Hvis den anvendes via naturgasnettet vil det i praksis være naturgas, der bruges – eller den blanding af naturgas og opgraderet biogas, som til enhver tid befinder sig i nettet.

Anvendelse af biogas i transportsektoren er udbredt i Sverige, og det er et argument, at biogas her har større samfundsøkonomisk værdi, da gassen fortrænger olie. Men for at biogas kan anvendes til transport skal den dels opgraderes, og dels skal en del af transportsektoren være omlagt til gas. Der kan derfor argumenteres for, at biogas i en omlagt transportsektor fortrænger naturgas og ikke olie eller benzin.

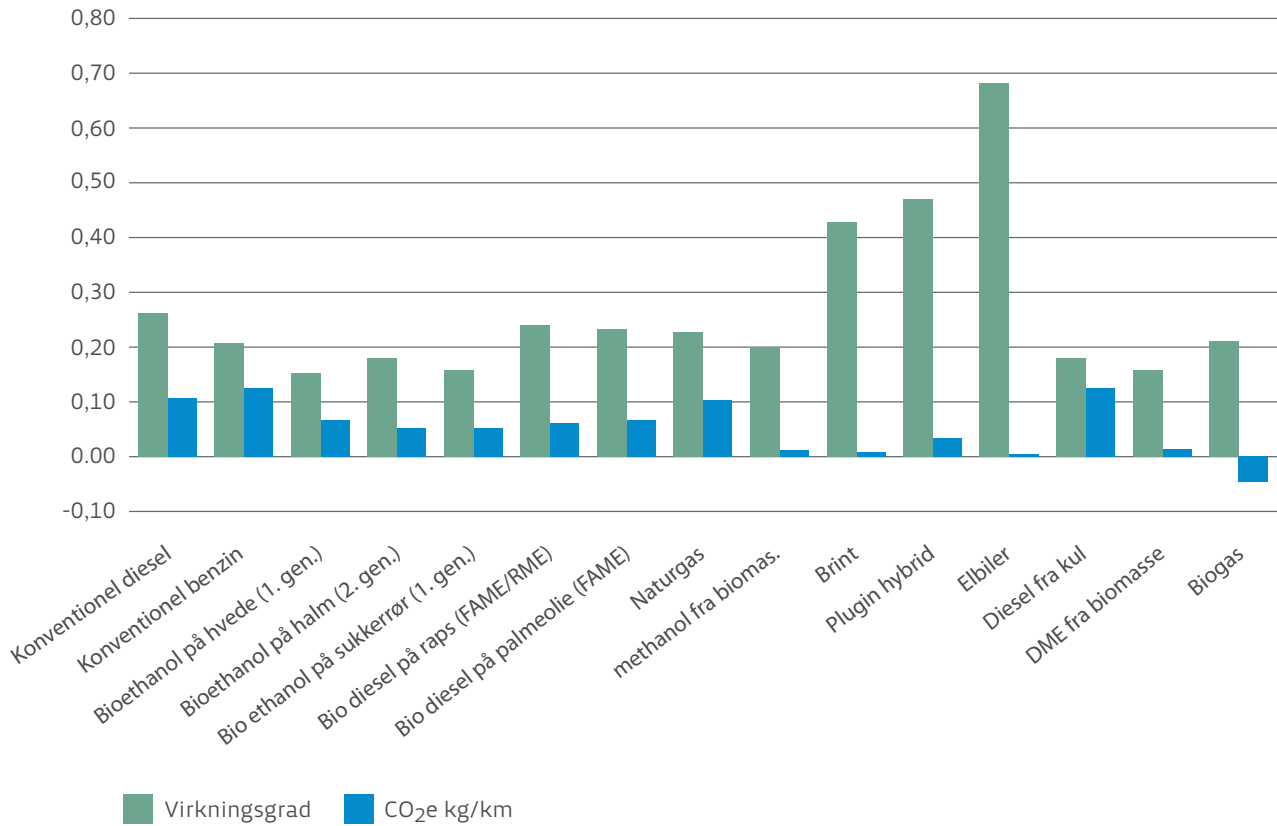
Transportsektoren ses alligevel af mange som en vej til at skabe økonomi i biogasudbygningen gennem en højere værdi af produktet. Jørgen Henningsen har f.eks. vurderet<sup>32</sup>, at eftersom biogas kan bidrage til opfyldelsen af EU-forpligtelsen om 10 pct. VE i transportsektoren, vil biogas her have en værdi på mellem 6 og 7 kr. pr. m<sup>3</sup> methan, og endnu højere som anden generations biobrændstof.

Dette hænger sammen med, at VE-direktivet i Danmark er implementeret gennem et iblandingskrav, der skaber et særskilt marked for biobrændstoffer, som gør, at de ikke skal konkurrere direkte med fossile brændstoffer. Til dette formål vil biogas skulle konkurrere med flydende biobrændsler

31. Alternative drivmidler, Cowi, Energistyrelsen. maj 2013 resultater rev.

32. Memorandum om biomasse i energiforsyningen. Jørgen Henningsen. Oktober 2013.

## Biogas



Figur 21. Forventet energieffektivitet og CO<sub>2</sub>-emission for forskellige drivmidler til personbiler i 2030. Fra "Alternative drivmidler", maj 2013.

– bioethanol og biodiesel. Når iblandingskravet skal opfyldes, tæller 2.g. biobrændstoffer dobbelt og kan dermed få en højere værdi. Biogas baseret på affald vil opfylde kravene til 2. g. og vil i denne forbindelse konkurrere med 2. g. bioethanol. Energistyrelsen vil i 2014 analysere denne problemstilling nærmere.

Hvis VE-direktivets iblandingskrav skal kunne give biogas en højere pris skal dette enten ske ved at den afsættes direkte til tankstationer, eller ved at EU Kommissionen anerkender, at certificeret opgraderet biogas, der sælges gennem naturgasnettet kan tælle med til at opfylde iblandingskravet. Dette er ikke tilfældet i øjeblikket. Her vil kun den blanding af VE-gas og naturgas, som fysisk findes i naturgasnettet kunne tælles med. VE-direktivet gælder frem til 2020.

Den højere værdi vil først for alvor kunne komme biogasproduktionen til gode, når dele af transportsektoren er omstillet til brug af naturgas. Det vil kræve store investeringer og tage 10 – 20 år, inden det vil kunne give en økonomisk mærkbar efterspørgsel efter biogas til transport.

Bedømt ud fra bl.a. energieffektiviteten er el det bedste langsigtede drivmiddel til den lette transport, mens VE-gas er bedst til den tunge transport. Det rejser spørgsmålet, om gassen kan og bør reserveres til den tunge transport – og om en anvendelse her kan komme i gang, uden at den lette transport også omstilles. Hvor mange ressourcer vil en omstilling af den lette transport i så fald kræve, og vil en sådan kunne besværliggøre en endnu mere fordelagtig omstilling til el? Og hvor stor er risikoen for, at en

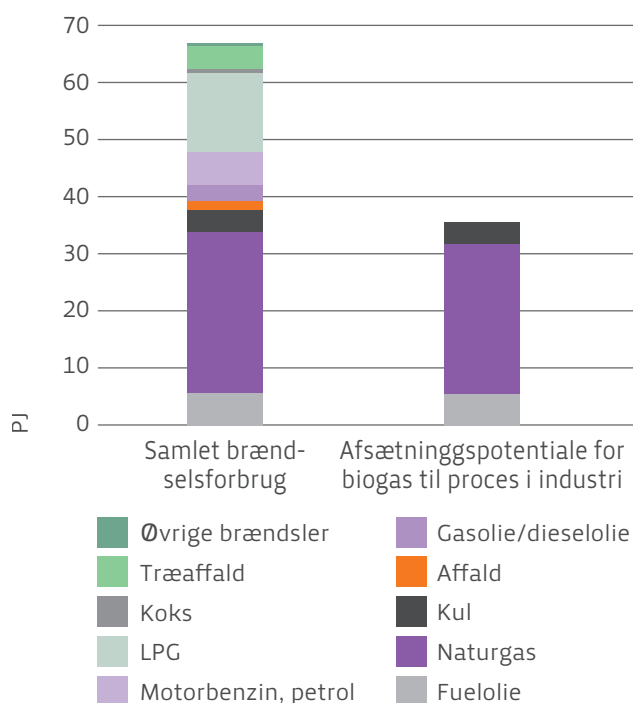
omstilling af den lette transport i realiteten kun fører til en omstilling til naturgas, uden at det lykkes at komme videre til biogas?

Disse spørgsmål vil blive belyst i en analyse af gas til tung transport, som Energistyrelsen har igangsat. Analysen skal skabe overblik over muligheder og begrænsninger ved anvendelse af naturgas og biogas til tung transport. I kølvandet på dette arbejde, skal Partnerskab for gas til tung transport forberede udmøntningen af en pulje på 20 mio. kr. over tre år. Puljen blev afsat i forbindelse med energiaftalen fra 2012.

Transportministeriet er i samarbejde med Klima-, Energi- og Bygningsministeriet desuden i gang med at udarbejde en Road Map 2050, der skal fungere som køreplan for, hvordan man indfrier målet om en fossilfri transportsektor i 2050. Arbejdet forventes afsluttet i 2014.

## Den fremtidige anvendelse af biogas i industrien

Hovedparten af energiforbruget i danske virksomheder er fossil energi heriblandt naturgas, fuelolie og kul, der anvendes til industrielle processer. Frasorteres virksomheder med et brændselsforbrug under 10 TJ har industrien et forbrug af naturgas på 27 PJ, som ville kunne erstattes af biogas. Figur 22 viser potentialet for afsætning af biogas til industri.



Figur 22. Samlet brændselsforbrug i industri samt den del af det fossile brændselsforbrug, der potentielt kan konverteres til biogas. Kilde (venstre søjle): Danmarks Statistik (2009, 2013). Små virksomheder med brændselsforbrug under 10 TJ/år er frasorteret. Kilde: "Afsætning af biogas til industri", Ea Energianalyse, 2014.

Ea Energianalyse har analyseret de fremtidige muligheder for at afsætte biogas til procesformål og konkluderer bl.a:

- › At der overordnet set er et fornuftigt geografisk sammenfald mellem industriens og biogasproduktionens beliggenhed idet begge dele primært er lokaliseret i Jylland.
- › At industrivirksomheder ud fra deres forbrugsprofiler i vidt omfang er velegnede som hovedaftagere eller delaftagere af biogas.
- › At industrien i dag bruger 15 PJ naturgas i processer, der kræver at brændslet afbrændes direkte i processen ved høje temperaturer. Her er biogas på kort sigt den eneste VE-form, der ville kunne anvendes<sup>33</sup>.

Ea Energianalyse har desuden undersøgt den samfundsøkonomiske værdi af at afsætte biogas til industri sammenlignet med at opgradere den og tilføje den til naturgasnettet. Opgørelsen viser, at der ville være en årlig samfundsøkonomisk gevinst på 50 – 130 mio. kr. ved at anvende biogas direkte til erstatning for naturgas til proces i industrien frem for at opgradere den. Analysen viser desuden, at ca. 8 – 9 PJ biogas kan anvendes mere samfundsøkonomisk

rentabelt til proces i industri end til opgradering i 2020. Der er her tale om et bruttopotentiale, idet der er forhold og omkostninger som ikke indgår i vurderingen f.eks. omkostningerne ved at omstille fra gas til biogas på virksomhederne, ligesom der kan være særlige forhold på de enkelte virksomheder, som gør biogas uegnet som brændsel.

Endelig viser analysen, at det er virksomhedens størrelse og dermed gasforbrug samt afstand til biogasanlægget, der er afgørende for om det er samfundsøkonomisk fordelagtigt at erstatte naturgas med biogas. For de største 100 virksomheder er det samfundsøkonomisk rentabelt ved en afstand op til 20 km. For de næste 100 virksomheder er det kun rentabelt, hvis afstanden er begrænset til 5 – 10 km.

Der er ikke mål om at udfase fossil energi til procesformål før i 2050. I 2035 forventes det i scenarierne således, at der fortsat bruges relativt store mængder naturgas og anden fossil energi i virksomhederne.

I Vindscenariet i 2050 bruges 14,1 PJ VE-gas til procesformål. Forbruget af gas er størst i Vind- og Brint-scenarierne. I Biomassescenarierne er det forventede brændsel primært (importeret) træ.

33. Afsætning af biogas til industri. Ea Energianalyse 2014.





## **11. Udfordringer og barrierer for biogasudbygningen**

Den, der vil bygge et biogasanlæg i Danmark står overfor en lang række udfordringer. Dette kapitel sammenfatter de udfordringer og barrierer, som er med til at bremse biogasudbygningen.

Usikkerhed i forbindelse med EU Kommissionens statsstøttegodkendelse af energiaftalens støttesatser for biogas har i en lang periode forhindret nye biogasprojekter i at få projektøkonomi, finansiering og afsætningsaftaler endeligt på plads. Herudover er der en række andre forhold, som kan forhindre biogasanlæg i at blive realiseret. Nogle af disse har at gøre med projektets økonomi. Andre vedrører samspillet mellem bygherrer og myndigheder i forbindelse med godkendelse af anlægget.

## Biomasse

Hvis økonomien skal hænge sammen, skal et biogasanlæg have adgang til tilstrækkelige mængder egnede biomasser med et tilstrækkeligt gasudbytte til en overkommelig pris. I forhold til husdyrgødningen er udfordringen at sikre tilstrækkelige mængder indenfor korte transportafstande og et højt nok tørstofindhold i gødningen til at det kan betale sig at afgasse den.

Teoretisk beregnede tørstofindhold i gylle har ofte vist sig ikke at holde i praksis. Biogasanlæg har indført bonus strafsystemer for at sikre et højt tørstofindhold. Det kan hjælpe, men stald- og gyllehåndteringssystem kan sætte grænser for, hvor meget gyllekvaliteten kan forbedres. Der er begrænsede mængder og dermed stigende konkurrence om og priser på affaldsbiomasser, som kan supplere husdyrgødningen. Energiafgrøder er kun en løsning i begrænset omfang, da de er dyre, på grund af høje kornpriser, og vil blive begrænset fra 2015 på grund

af bæredygtighedskrav. Andre biomassetyper, som f.eks. halm og slet fra naturarealer, er enten vanskelige at håndtere eller findes kun i relativt små mængder. Ressourcestrategiens mål om øget ud-sortering af affald kan bidrage til at skaffe relevant biomasse til biogasanlæg, men betingelsen er, at sorteringen kan blive god nok til, at den afgassede biomasse kan spredes på landbrugsarealer. Lovgivningsmæssigt er der ikke en barriere her, da et indhold på op til 25 pct. affald kan spredes ud ifølge bekendtgørelsen om anvendelse af affald til jordbrugsformål. Men Mejeribrugets branchekode har et krav om sporbarhed som også omfatter biomassen fra de arealer, der bruges til mælkeproduktion. Dette kan være en forhindring.

## Afsætning

Der skal være en vis sikkerhed for, at gassen kan afsættes i en årrække frem til en pris, der mindst dækker omkostningerne. Afsætningsmulighederne er kraftvarme, opgradering og salg via naturgasnettet, salg til industriformål og direkte anvendelse til transport. Disse afsætningsmuligheder har alle deres udfordringer. Det er svært at opnå langvarige afsætningskontrakter med kraftvarmeværker, og det er svært at opnå "naturgassubstitutionsprisen", da varmeværkerne foretrækker billigere alternativer til naturgas og ønsker at stå frit. Opgradering og afsætning til naturgasnettet er muligt, men omkostningen er ca. 1 kr./m<sup>3</sup> metan. Afsætning til industri har en lavere støttesats, og da de lave afgifter på industriens energiforbrug for nylig blev sænket yderligere, er virksomhedernes incitament til at aftage biogas blevet reduceret. Afsætning kræver infrastruktur i form af gasrør eller varmerør. Det er en stor opgave og omkostningskrævende for aktørerne at etablere.

## Driftsøkonomi

Trods de nye forhøjede støtteregler, som blev aftalt i energiaftalen, er driftsøkonomien i biogasanlæg fortsat usikker. Dette hænger – udover med ovenstående forhold – sammen med følgende:

- › Aftrapningen af de to nye tillægstilskud. Tillægget på 10 kr. pr. GJ aftrappes frem til 2020. Tillægget på 26 kr. pr. GJ aftrappes med stigende naturgaspris og p.gr.a. manglende pristalsregulering. Dette giver en usikker driftsøkonomien for især de biogasanlæg, der afsætter til anvendelser, hvor naturgas ikke er referencen.
- › Pristalsreguleringen. Grundtilskuddet på 79 kr. pr. GJ pristalsreguleres kun delvist og de nye pristillæg pristalsreguleres ikke. Dette betyder, at tillæggene allerede vil være delvist aftrappet inden de træder i kraft og muligvis helt væk inden 2023, såfremt naturgasprisen udvikler sig som fremskrevet af IEA.
- › Den forventede forsyningssikkerhedsafgift vil også ramme biogas. Det samme vil den nye energiafgift. Forsyningssikkerhedsafgiften på biomasse bliver lidt højere end på fossil energi.
- › Biogas er (ligesom andre former for VE) fritaget for afgift på varmeproduktion. Men denne del af støtten til biogas kan normalt ikke forventes afspejlet fuldt ud i den pris, der kan opnås for biogas ved afsætning til kraftvarme, idet de aktuelle fjernvarmeværker som regel kræver at kunne beholde en del af støtten som betingelse for at modtage biogassen.
- › Opgradering og tilslutning til naturgasnettet er omkostningstungt. Tilslutningsomkostningerne kan i nogle tilfælde vise sig at være meget høje.

- › En ”grøn værdi” af biogas, som slutbrugeren betaler gennem Energinet.dks certifikatordning kan muligvis øge biogasprisen i nogle tilfælde, men i hvilket omfang denne værdi realiseres i praksis er stadig meget usikkert.
- › Drift og vedligehold af biogasanlæg kan være svær at forudsige. Det kræver en stram styring at holde udgifterne på et lavt niveau.

## Finansiering

Banker og realkreditinstitutioner er generelt uvillige til at låne penge ud til biogasanlæg. De vurderer ofte projekterne som værende for risikable. Finanskrisen er en del af baggrunden herfor. Det er blevet svært for biogasprojekter at få kommunegaranti, og gives den, er det på ”markedsvilkår”, dvs. med en ekstra rente oveni, og på betingelse af at anlægget hviler-i-sig-selv ifølge kommunalfuldmagten, hvilket vil sige, at det kun i begrænset omfang er muligt at optjene et overskud. Anlægstilskudspuljen i Fødevareministeriet er brugt op, og der er ikke planlagt nogen ny pulje.

## Tilladelser og myndighedsbehandling

*Placering* af biogasanlæg er en udfordring, ikke mindst fordi de skal placeres i det åbne land mellem de husdyrbrug, som leverer størstedelen af biomassen. Placering af store anlæg i det åbne land er både en udfordring i forhold til kulturlandskabet og i forhold til lokalsamfund og naboer. Det kan være en langvarig proces at finde den rigtige placering. De nye kommuneplaner, som fra 2013 udpeger egnede placeringer til biogasanlæg, og som har indbygget de forskellige placeringshensyn, kan lette processen med at lokalisere anlæg fremover.

## Miljøgodkendelser og VVM.

Et biogasanlæg skal godkendes efter miljøbeskyttelsesloven, efter planlovens VVM-regler og efter regler om lokalplan. Den samlede sagsbehandling kan være langvarig, hvis ikke der etableres en grundigt planlagt proces, og visse dele af lovgivningen giver anledning til fortolkningstvivel som f.eks. spørgsmålet om, hvordan de arealer, som den afgassede biomasse skal spredes ud på skal godkendes. Det kan afhænge af arealernes karakter, og af hvornår i planlægningsprocessen de pågældende arealer er identificeret. Kommunernes afgørelser med hensyn til VVM-vurdering kan påklages til Natur- og Miljøklagenævnet. Det indebærer en risiko for forsinkelse af et anlægsprojekt. Forsinkelser kan blive alvorlige, hvis de betyder, at tidsfrister for anlægstilskud overskrides, eller at der i mellemtiden træffes anden afgørelse om varmforsyning. Sagsbehandlingstiden har i et nyligt eksempel været på over to år, men nævnet arbejder på at bringe sagsbehandlingstiden ned til under et år.

En anden usikkerhed vedrører de relativt komplicerede regler for udspredning af afgasset biomasse<sup>34</sup>, der ifølge biogasanlæggene håndteres forskelligt fra kommune til kommune. Denne problemstilling betyder, at biogasanlæggene har sværere ved at komme af med den afgassede gylle til f.eks. planteavlere, der finder det mindre kompliceret at bruge kunstgødning. Den miljømæssige udfordring der ligger i at sikre, at udspredning af afgasset gylle ikke indebærer negative konsekvenser for vandmiljøet, og de lokale forskelle med hensyn til arealernes karakter behandles under VVM og konsekvensvurderinger i forhold til habitatbekendtgørelsen regler. I sådanne vurderinger kan der indgå miljømæssige nødvendige krav til anvendelse af den afgassede biomasse, som for landmanden kan virke bebyrdende.

Landmænd har hidtil været villige til at "låne" deres husdyrgødning ud til biogasanlæg, da den afgassede gylle, de får tilbage, er lettere at håndtere og indeholder flere plantetilgængelige næringsstoffer. Da afgasset og ikke-afgasset husdyrgødning behandles ens i lovgivningen, kan landmanden opnå et højere udbytte med afgasset gylle. Natur- og Landbrugskommissionens forslag om emissionsbaseret regulering har skabt frygt for at denne fordel forsvinder. Dette kan betyde, at landmænd bliver mindre villige til at afholde anlægsomkostninger og låne deres gylle ud til biogasanlæg.

Ovenstående barrierer kan betyde, at nogle af de nitten nye biogasprojekter, der har fået anlægstilskud fra NaturErhvervsstyrelsen, ikke kan overholde tidsfristerne, og at anlægstilskuddene til disse anlæg derfor vil bortfalde.

34. Lov om jordbrugets anvendelse af gødning og om plantedække, husdyrgødningsbekendtgørelsen og slambekendtgørelsen.



## Oversigt over barrierer for biogasanlæg

### Biomasse

- › For lavt tørstofindhold i gylle.
- › Stigende konkurrence om affaldsbiomasser.
- › Stigende priser på energiafgrøder og begrænsninger på sigt.
- › Andre biomassetyper er enten vanskelige at håndtere eller findes kun i relativt små mængder.
- › Krav til renhed/sortering kan gøre det vanskeligt at anvende organisk husholdningsaffald.

### Afsætning

- › Faldende elpriser betyder færre driftstimer på kraftvarmeværkernes gasmotorer.
- › Kraftvarmeværker foretrækker billigere afgiftsfrie varmekilder og ønsker at stå frit.
- › Det er omkostningstungt at opgradere og afsætte til naturgasnettet.
- › Virksomhederne uinteresserede i biogas på grund af lavt tilskud og afgiftsfritagelser for fossil energi.
- › Afsætning kræver infrastruktur i form af gasrør eller varmerør, det er omkostningstungt for aktørerne.

### Driftsøkonomi

- › Nye pristillæg aftrappes relativt hurtigt og pristalsreguleres ikke.
- › Afgiftsfritagelsen på varmeproduktion kan ikke forventes afspejlet fuldt ud i den pris, der kan opnås for biogas ved afsætning til kraftvarme.
- › Forsynings sikkerhedsafgift og energiafgift reducerer værdien af det indirekte tilskud til kraftvarme.
- › Usikkert om biogas kan opnå en "grøn værdi".

### Finansiering

- › Banker og realkreditinstitutioner er ofte uvillige til at låne penge ud til biogasanlæg.
- › Svært at få kommunegaranti og gives den, er det på "markedsvilkår" og kun til kraftvarme.
- › Anlægstilskudspuljen i Fødevareministeriet er brugt op, og der er ikke planlagt nogen ny pulje.

### Tilladelser og myndighedsbehandling

- › Placering af biogasanlæg.
- › Uklarhed om VVM-regler.
- › Lange sagsbehandlingstider i Natur- og Miljøklagenævnet.
- › Landmænd frygter at næringsstoffordel ved at afgasse gylle forsvinder ved fremtidige gødningsregler.

Boks 4. Oversigt over barrierer for biogasanlæg

## Biogas







**12.  
Bilag og  
baggrundsrapporter**

## Rapporter udarbejdet for Biogas Taskforce

### **Biomasser til biogas I Danmark – på kort og lang sigt**

*Torkild Birkmose, Kasper Stefanek og Kurt Hjort-Gregersen, AgroTech 2013*

### **Notat om tørstof i husdyrgødning**

*Torkild Birkmose, AgroTech 2013*

### **Praktisk anvendelse af dybstrøelse som substrat på biogasanlæg**

*Peter Jacob Jørgensen, PlanEnergi, 2013*

### **Afdækning af muligheder for at fremme investeringer i biogas**

*Deloitte og Blue Planet Innovation, 2013*

### **Business cases for kraftvarme: decentral og centralt anlæg**

*Deloitte og Blue Planet Innovation, 2013*

### **Business case for opgradering**

*Frederik Møller Laugesen, Cowi, 2013*

### **Muligheder for sæson- og døgnregulering af biogasproduktion**

*PlanEnergi, 2013*

### **Afsætning af biogas til industri Analyse af potentiale og rammebetingelser**

*Ea Energianalyse, 2014*

### **Anvendelse af biogas til el- og varmeproduktion – analyser for Biogas Taskforce**

*Ea Energianalyse, 2014*

### **Omkostning ved tilslutning af biometan til naturgasnettet**

*Torben Kvist, Dansk Gasteknisk Center, 2013*

## Energistyrelsens analyser

### **Analyse af bioenergi i Danmark**

*Energistyrelsen 2013*

### **Life Cycle Assessment of bioenergy pathways for the future Danish energy system.**

#### **Main report**

*Henrik Wenzel, Linda Høibye, Rune Durban Grandahl, Lorie Hamelin, Claus Frier. Cowi og Syddansk Universitet, 2013*

### **Gasinfrastrukturanalyse**

*Energistyrelsen 2013*

### **Energicenarier frem mod 2020, 2035 og 2050**

*Sigurd Lauge Petersen, Energistyrelsen 2013*

### **Alternative Drivmidler**

*COWI, Energistyrelsen  
Maj 2013 Resultater rev*

### **Analyse af fjernvarmens rolle i den fremtidige energiforsyning**

*Energistyrelsen 2013*

### **Analyse af elnettets funktionalitet**

### **Begrænsning for brug af majs og andre energiaf- grøder til produktion af biogas**

*Notat, Søren Tafdrup, Energistyrelsen, September 2012*



## Øvrige referencer

### **Biogasproduktion i Danmark – Vurderinger af drifts- og samfundsøkonomi.**

Brian H. Jacobsen, Frederik M. Laugesen, Alex Dubgaard og Mikkel Bojesen

### **Danmark uden affald**

Regeringens ressourcestrategi  
Oktober 2013

### **Memorandum**

Om biomasse i energiforsyningen  
Jørgen Henningsen, 2013

### **Vedrørende garantier til virksomheder, som producerer både el og varme**

Tilkendegivelse fra Økonomi- og indenrigsministeriet 4. juni 2013

### **Regler for bionaturgas og certifikater:**

Certifikater (<http://energinet.dk/DA/GAS/biogas/Gascertifikater/Sider/default.aspx>)  
Regler for Gastransport /<http://energinet.dk/DA/GAS/Det-danske-gasmarked/Regler/Sider/Regler.aspx/>

### **Effekter af tiltag til reduktion af landbrugets udledninger af drivhusgasser**

Jørgen E. Olesen, Uffe Jørgensen m.fl.  
DCA-rapport nr. 027. August 2013.

### **Oplæg til udmøntning af den politiske aftale om begrænsning af majs og andre energiafgrøder til biogas**

Karl Tolstrup  
DCA, 14. juni 2013.

### **Biogas – grøn energi**

Proces, anlæg, energiforsyning, miljø  
Peter Jacob Jørgensen, PlanEnergi 2009.

### **Gødningsvirkning af kvælstof i husdyrgødning**

– Grundlag for fastlæggelse af substitutionskrav,  
Petersen og Jørgensen, 2008.

### **Notat om udvaskningseffekt af afgasset gylle**

Winther & Sørensen  
Notat til Natur- og Landbrugskommissionen 22. november 2012.

### **Vedrørende notat om effekt af udnyttelsesprocent for afgasset gylle**

Winther, Kristensen og Sørensen.  
Notat til NaturErhvervstyrelsen 8. oktober 2012

### **Konsekvens af skærpet udnyttelseskrav til afgasset husdyrgødning**

Henrik B. Møller  
PlanEnergi 14. juni 2013

### **Scenarieregning af afgang af husdyrgødning betydning for udvaskningen af kvælstof**

Leif Knudsen  
Videncenter for landbrug. 11. oktober 2012

### **Anvendelse af gylle og dybstrøelse – værdien af næringsstoffer.**

Oplæg på Biogasforeningens økonomiseminar  
Torkild Birkmose, dec. 2012.

### **Værdien af næringsstoffer – behov for et kompensationsystem**

Oplæg på Biogasforeningens økonomiseminar  
Torkild Birkmose dec. 2013.

### **The biogas handbook: Science, production and applications**

Edited by A Wellinger, Nova Energie, Switzerland, J Murphy, University College Cork, Ireland and D Baxter, Institute for Energy and Transport (IET), Joint Research Centre (JRC), The Netherlands, Woodhead Publishing Limited, 2013, ISBN-13: 978 0 85709 498 8

## Bilag 1 Mulige tiltag for at fremme biogasudbygningen

Biogas Taskforce har på aktørmøder, workshops og midtvejsseminar drøftet biogassens situation med en lang række interessenter. Hovedopfattelsen blandt de involverede er, at biogasudbygningen ikke vil nå 17 PJ i 2020, og at en udbygning svarende til 50 pct. af husdyrgødningen ikke vil kunne realiseres inden 2020, medmindre der iværksættes yderligere tiltag.

Der er i løbet af processen fremkommet en lang række forslag til sådanne tiltag. I det følgende præsenteres disse forslag. Der er ikke konsensus om forslagene. I stedet er der tale om en bruttoliste. Forslag er således medtaget, hvis der er fortalere for det i Biogas Taskforce' aktørgruppe<sup>35</sup>. Forslagene er rubriceret under følgende overskrifter:

1. Øge tilgængelighed af biomasse.
2. Fastholde afsætningsmuligheder for biogas til kraftvarme.
3. Fremme afsætning af biogas via naturgasnettet.
4. Reduktion af finansieringsbarrierer.
5. Fremme anvendelsen af biogas til transport.
6. Fremme opbygning af lokal infrastruktur til biogas.
7. Reduktion af barrierer vedrørende myndighedsbehandling.
8. Justeringer af støttesystemet.

35. En liste over dialogpartnere kan ses i bilag 3.

## 1. Øge tilgængelighed af biomasse

En øget tilgængelighed af tilstrækkeligt billige biomasser med høj gaspotentiale vil kunne fremme biogasudbygningen. Forslag fra aktører:

- › Støtte til håndtering af dybstrøelse, halm og græs i biogasanlæg.
- › Forstærket incitament til at bruge slet fra naturarealer i biogasanlæg.
- › Øge tilgængelighed af kildesorteret husholdningsaffald og organisk affald fra servicesektoren.
- › Øge tørstofindhold i gylle.
- › Afgift på ikke-afgasset husdyrgødning.
- › Afskaffe bæredygtighedskriterier så energiafgrøder kan anvendes ubegrænset.

Forslaget om støtte til håndtering af dybstrøelse og andre biomasser går ud på at støtte afprøvning af metoder og teknologier samt praktiske erfaringer og videndeling om håndtering af biomasserne i biogasanlæg. Der findes allerede støttepuljer til udvikling af nye teknologiske løsninger, men det er mere den praktiske anvendelse, der tænkes på her. Det kunne desuden overvejes at støtte projekter, der øger forsyningen af bæredygtige biomasser til biogasproduktion.

I forhold til slet fra naturarealer, tænkes der især på områder, hvor vegetationen alligevel skal slås af andre grunde, og hvor ressourcen ikke bruges som foder. Tanken er at forene sletproduktion med fremme af biodiversitet – bl.a. i forbindelse med øget udtagning af arealer. Der kunne desuden laves samarbejdsprojekter med og informationsmateriale til kommuner om brug af kommunale biomasser f.eks. have/park affald og afklip fra grøftkanter og kommunale arealer til biogas. Landbrug & Fødevarer står bag forslaget om at afskaffe bæredygtighedskriterierne, så energiafgrøder kan anvendes ubegrænset. Andre er uenige i dette, da de mener, at biogassens berettigelse ligger i, at produktionen er baseret på restprodukter.

Øget tørstof i gyllen kan opnås gennem bedre staldsystemer, øget anvendelse af strøelse, gyllekøling og hurtigere transport af gylle ud fra stalden og til biogasanlæg. Desuden kunne gylleseparering måske være en løsning ved lange transportveje og mindre, spredte brug.

## 2. Fastholde afsætningsmuligheder for biogas til kraftvarme

Som det er fremgået af tidligere kapitler, bremser en række barrierer for en yderligere afsætning af biogas til kraftvarme. Aktører har foreslået følgende tiltag for at fast holde en afsætning til kraftvarme:

- › Aftale med et antal kraftvarmeværker om at aftage biogassen på særlige vilkår.
- › Øgede krav til kommuner om aktivt at indpasse biogas i varmforsyningen.
- › Statslig overordnet planlægning og udpegning af kommuner eller værker, som skal gøre en indsats.
- › Statslig udmelding om aftagepligt for biogas til kraftvarme.
- › Begrænsning af muligheden for at omlægge varmforsyning til kedeldrift på biomasse.
- › Tiltag der gør det lettere for biogassen at komme ind på centrale fjernvarmeområder eller ind som en supplerende gasforsyning på centrale kraftværker.

Argumentet for at fastholde en afsætning til kraftvarme er, at det en del år frem fortsat er den samfundsøkonomisk billigste måde at indpasse biogas i energisystemet. Gasselskaberne prioriterer ikke denne afsætning højt. Dansk Fjernvarme vil gerne undgå at indpasningen af biogas medfører stigende

varmepriser, især naturligtvis, hvis der er udsigt til, at fjernvarmen ikke kan konkurrere med individuelle varmeløsninger. Dette – kombineret med udviklingen mod lavere el-produktion – betyder, at indførelse af en aftagepligt til naturgassubstitutionsprisen, ville møde kraftig modstand og være meget vanskelig at indføre. En aftagepligt til en ”konkurrencedygtig varmepris” kunne bestå i, at naturgasfyrede kraftvarmeværker i kommuner med stort biogaspotentiale forpligtes til at aftage biogas til en pris, der højst er prisen for det alternative brændsel. En sådan aftagepligt vil lettere kunne indføres, men den adskiller sig på den anden side ikke meget fra den mulighed for at give ”fortrinsret”, som allerede findes i varmforsyningsloven.

Det kunne i stedet overvejes at gøre det muligt for visse kraftvarmeværker på bestemte betingelser at beholde en form for betaling efter 2018, hvor ”grundbeløbet” falder væk mod at aftage biogassen og fastholde en minimumsdriftstid på motoren.

Alternativt kan der stilles krav til kommuner om strategisk energiplanlægning. Eller krav om, at kommuner med stort biogaspotentiale forpligtes til at tage stilling til indpasningen af biogas i forbindelse med godkendelse af nye varmforsyningsprojekter.

Et bidrag til at fastholde en afsætningsmulighed for biogas kunne være at begrænse mulighederne for at omlægge varmforsyning til kedeldrift på biomasse f.eks. ved at stille skrappe krav til størrelsen af nye ”spidslastkedler”.



### 3. Fremme afsætning af biogassen via naturgasnettet

Forslagene her sigter på at forenkle tilslutningsreglerne for biogasanlæggene. Det vil desuden mindske barrieren for at få biogas ind i naturgasnettet, hvis en del af omkostningerne betales af netselskabet og dermed af gaskunderne generelt på lige fod med øvrige investeringer i netselskabers net. Dette kan fremme opgradering af biogassen og dermed anvendelsen af biogas til fleksibel elproduktion og til transport.

Aktører har konkret foreslået, at reglen om at opgraderingsejeren skal afholde "de direkte henførbare omkostninger ved tilslutning til naturgasnettet" ændres til

- a. En ensartet tarif, som er et gennemsnit af omkostningerne i dag.
- b. En ensartet tarif, som er lavere end de gennemsnitlige omkostninger.

En ensartet tarif som er lavere end de gennemsnitlige omkostninger, kan opnås ved at udgifter til afregning af gaskunder og evt. til kompression i stedet pålægges netselskaberne. Dette svarer omtrent til at opgraderingsejeren kun skal afholde alle omkostninger forbundet med tilslutning til 4 bar distributionsnettet og at ekstraomkostninger ved at tilslutte på højere trykniveau afholdes af netselskaberne. Løsningen er sammenlignelig med kraftvarmeværkers tilslutning til el-nettet.

Der er flere fortalere for disse forslag blandt aktørerne. De frygter, at de eksisterende regler vil medføre en urimelig forskelsbehandling af biogasanlæggene, og de mener, at tilslutningsomkostningerne generelt er urimeligt høje. Nogle ønsker derfor at mindske opgraderingsejerens omkostninger, som model b ovenfor lægger op til, og derved fremme afsætningen af biogas via naturgasnettet. Dette vil forstærke det i forvejen stærkere incitament til at afsætte via naturgasnettet fremfor afsætning til kraftvarme.

### 4. Reduktion af finansieringsbarrieren

Hvis finansieringsbarrieren kan mindskes, vil det kunne fremme biogasudbygningen. I forhold til dette er følgende forslag fremkommet:

- › En ny pulje anlægstilskud under Landdistriktsprogrammet.
- › Etablering af en mulighed for at yde statsgaranterede lån med lav rente.
- › Etablering af hjemmel til at stille kommunegaranti i varmforsyningsloven.
- › Mulighed for at kombinere driftsstøtten med anlægstilskud fra "VE i proces".

En hjemmel til at stille kommunegaranti i varmforsyningsloven ville kunne gøre det muligt at bruge varmforsyningslovens hvile-i-sig-selv-princip, hvor der kan indregnes et overskud.

## 5. Fremme anvendelsen af biogas til transport

Biogas kan anvendes til transportbrændstof i opgraderet form eller konverteret til flydende metanol. Fremstilling af metanol får ikke pristillæg med de nuværende regler, da det kun er direkte anvendelse af biogas til energiformål, der støttes. Nogle har derfor fremsat forslag om en justering af reglerne, så metanol fremstillet af biogas kan opnå samme pristillæg som opgradering.

Initiativer, der øger afsætningsmulighederne for biogas til transport, vil på sigt kunne give en større efterspørgsel efter biogas og øge betalingsviljen til biogassen. Der er blandt aktørerne delte meninger om, hvor stor betydning dette vil kunne få for biogasudbygningen. En række forhold skal dog være på plads før det kan give en efterspørgsel af en sådan størrelse, at det vil kunne mærkes for biogas-anlæggene og dermed være med til at drive biogasudbygningen.

Der er i dag en tilskudspulje til infrastruktur for gas til tung transport, men den har efter flere aktørers vurdering ringe effekt. De mener snarere der er brug for tilskud til gaskøretøjer.

Forslag:

- › Afklaring af, hvordan biogas kan allokeres til transportsektoren og tælle med i opfyldelsen af iblandingskravet i forhold til VE-direktivet.
- › Tilskudspulje til gaskøretøjer i tung transport evt. målrettet bionaturgas.
- › Offentlige indkøb af biogas til tung transport, herunder buskørsel, fremmes gennem krav eller et økonomisk incitament – eller en kombination.
- › Afgiftslempelse på gas til tung transport evt. målrettet bionaturgas.

## 6. Fremme opbygning af koordineret lokal gasinfrastruktur til biogas

Uanset hvad biogassen skal anvendes til, er det nødvendigt med en infrastruktur – i form af gasrør, el-ledninger eller fjernvarmerør. Det er i øjeblikket op til det enkelte biogasanlæg at etablere denne. Aktørerne – biogasanlæg, fjernvarmeværker, naturgasselskaber og kommuner – kan samarbejde om at etablere en fælles infrastruktur. Men da initiativ og finansiering er overladt til den enkelte, er der stor risiko for, at der etableres individuelle løsninger, som ikke er optimale ud fra et samfundsøkonomisk synspunkt. Som det foregår nu, er udbygningen af infrastrukturen til biogas ”noget rod”, som det er blevet udtrykt.

Kommunerne har som varmeplanmyndighed en rolle i forhold til at planlægge og godkende projekter til kollektiv varmforsyning. Kommuner kan derfor gå ind i projekter, hvor biogassen skal leveres til fjernvarme og bistå med koordinering og planlægning af infrastruktur. Kommunerne er imidlertid ofte tilbageholdende med dette, og i forhold til afsætning til naturgasnettet har kommunerne ikke nogen direkte rolle.

Dette taler for at etablere et stærkere incitament til at opbygge samfundsøkonomisk hensigtsmæssig lokal infrastruktur. Et sådant incitament ville kunne skabes gennem en støttepulje til planlægningen eller gennem en mulighed for at etablere nye bygasnet. Initiativer kunne med fordel koordineres med strategisk energiplanlægning.

Forslag:

- › Pulje til planlægning af biogasinфраstruktur til aktører, der vil etablere lokale biogasnet.
- › Mulighed for at etablere nye ”bygasnet”.

Levering af rensset biogas til bygasnet er støttømæssigt ligestillet med levering af opgraderet biogas til naturgasnettet. Et bygasnet er et lokalt net, der eventuelt er sammenkoblet med naturgasnettet, som etableres i et område, hvor der ikke er gasinfrastruktur i forvejen, og som kan transportere gas som ikke er opgraderet til naturgaskvalitet. Det tænkes ikke at være en forudsætning at bygasnettet leverer til husholdninger. Hvis der gives mulighed for at etablere nye bygasnet, vil det kunne fremme opbygning af en koordineret infrastruktur til biogas, og hvor opgraderingsomkostningerne kan begrænses, fordi det kun er den gas, der skal bruges udenfor lokalområdet, der skal opgraderes. Samtidig gives sammenkoblingen med naturgasnettet en større forsyningsikkerhed.

## 7. Reduktion af barrierer vedrørende myndighedsbehandling

Der er gennem arbejdet i taskforce blevet påpeget barrierer i forbindelse med myndighedernes håndtering af regler om VVM, gødskning og klagesager.

Natur- og Landbrugskommissionen har foreslået, at der etableres en emissionsbaseret anlægsregulering og en sårbarhedsdifferentieret arealregulering. Dette indebærer bl.a. at der på robuste arealer tilledes øget gødskning mod at gødskningen reduceres på mindre robuste arealer. Anbefalingerne har blandt landmænd skabt frygt for, at den fordel som afgasset gylle har ved at gøre det muligt for landmanden at gødske op til tættere på det økonomisk optimale afskaffes. Dette vil mindske landmændenes interesse for at etablere biogasanlæg.

Det er blevet nævnt, at de meget lange sagsbehandlingstider i bl.a. Natur- og Miljøklagenævnet er en barriere.

Endelig er det blevet påpeget, at VVM-regler for udspretningsarealer håndteres forskelligt fra kommune til kommune og nedsætter afgasset husdyrgødningens konkurrencestilling i forhold til handelsgødning.

Aktører har formuleret følgende forslag:

- › Reglerne, der regulerer næringsstofftilførslen til landbrugsarealer, fastholdes, således at der fortsat er fordele for landmanden ved at levere gylle til afgasning i biogasanlæg.
- › Der etableres et "fast track" for biogassager i Natur- og Miljøklagenævnet.
- › Miljøministeriet tydeliggør VVM-regler overfor kommuner.

## 8. Justering af støttesystemet

Ændringer i principper og satser for støtte er tidkrævende. Senest tog det over halvandet år fra energiaftalens indgåelse i marts 2012 til november 2013, hvor statsstøttegodkendelsen blev givet fra EU. Dele af godkendelsen er endnu ikke færdigbehandlet i EU. Ændringer i støttesystemet har derfor en længere tidshorisont. Uanset dette, er der i det forløbne år fremkommet mange forslag til ændringer af støttesystemet. Nogle finder det nuværende støttesystem kompliceret og præget af "sprintertillæg" og hurtig aftrapning af tilskud<sup>36</sup>. Dette egner sig ikke til biogas, der kræver en omfattende og langsigtet planlægningsindsats og stabile rammevilkår for langsigtede aftaler. Analyserne i denne rapport har vist, at incitamentet til at afsætte til opgradering er højere end incitamentet til at afsætte til kraftvarme, da indirekte tilskud (afgiftsfritagelsen på varme) ikke kan forventes at afspejles i biogasprisen. Hovedparten af den nye biogasproduktion kan derfor forventes afsat til opgradering, selv om det på kort sigt ikke er den samfundsøkonomisk billigste anvendelse af biogas.

Forslag:

- › Aftrapningen af støtteordningerne udskydes.
- › Aftrapningen af støtteordningerne annulleres. De nye pristillæg gøres permanente på nuværende niveau.
- › Pristalsreguleringen forbedres.
- › Tilskuddet, der er afhængigt af naturgasprisen, gøres uafhængigt af denne, når naturgas ikke er referencen.
- › Det undersøges om tilskuds- og afgiftsstrukturen bør ændres for at øge incitamentet til direkte afsætning af biogas til kraftvarme og industri.

36. Hurtig aftrapning skyldes bl.a. at værdien af 26 øre tilskuddet udhules ca. tre gange så hurtigt som den almindelige prisudvikling, og endnu hurtigere ved stigende naturgaspriser (se kapitel 5).



## Bilag 2.

### Liste over planlagte biogasanlæg

Nedenstående liste indeholder de planlagte biogasprojekter, som taskforce har kendskab til og som danner grundlag for vurderingen af udviklingen i biogasproduktionen.

Nye biogasanlæg	Udvidelser af eksisterende anlæg
Bio-Center Gudenå	Blaabjerg
Bioenergi-Vest Borris	BioVækst, Audebo
Bioenergi-Vest Sdr. Vium	Dammen, Lars Bo Thomsen, Hjørring
Bioenergi-Vest Strømmesbøl	Ejnar Kirk
Bionaturgas Korskrø	Fangel
Bionaturgas Ørbæk	Filskov
Bjørnkær Agro, Kaj Jensen	Fårborggård I/S
Brørup-Holsted Biogas	Graugaard I/S
Dahlman, Storde Biogas	Hashøj
Djurs Bioenergi, Norddjurs	Holbæk Biogas, Skærbæk, Anders Rosenkvist
Djurs Bioenergi, Syddjurs	Holger Kirketerp, Hjørring
Envo Biogas Tønder	Lemvig
Envo Biogas Aabenraa	Linko Gas
Fritz Husmann	Maabjerg Energy Concept
Fåborg Midtfyn Biogas	OL bioenergy
Grøn Gas Vrå	Ribe Biogas
Hans Martin Westergaard	Rybjerg
Horsens Bioenergi	Studsgaard
Jens Krogh	Thorsø
Madsen Bioenergi I/S	Tovsgaard Biogas, Jens Kirk
Månsson Biogas	Vegger Biogas
Nordfyns Biogas	Vaarst
Nørager Bio- og Miljøanlæg	
Solrød Biogasselskab	
Sønderjysk Biogas	
Thy Øko Energi	
Videbæk Biogas	
Viftrup Biogas	

## Bilag 3. Dialogpartnere

### Tværministerielt udvalg

Annette Samuelsen,  
Naturstyrelsen, Biogas Rejseholdet

Jeppe Johannes Bjerg,  
Naturstyrelsen, Biogas Rejseholdet

Linda Bagge,  
Miljøstyrelsen

Nikolaj Ludvigsen,  
Miljøstyrelsen

Susanne Sonne Kibsgaard,  
NaturErhvervsstyrelsen

Tanja Erbs,  
NaturErhvervsstyrelsen

Bjarne Thomsen,  
NaturErhvervsstyrelsen

Karen-Marie Mortensen,  
NaturErhvervsstyrelsen

Mette Thomsen,  
NaturErhvervsstyrelsen

### Energistyrelsen

Bodil Harder  
Søren Tafdrup  
Michelle Peled  
Vivi Yieng-Kow

### Aktørgruppen

Asger Myken,  
Dong Energy

Bruno Sander Nielsen,  
Brancheforeningen for Biogas

Christian Ege,  
Det Økologiske Råd

Erik Nørregaard,  
Foreningen for Danske Kraftvarmeværker

Jeppe Bjerg,  
Energinet.dk

John Tang Jensen,  
Dansk Fjernvarme

Hans Duus Jørgensen,  
Bionaturgas Fyn, Naturgas Fyn

Sine Beuse Fauerby,  
Danmarks Naturfredningsforening

Knud Boesgaard,  
E.ON

Kristine van der het Erve Grunnet,  
Dansk Energi

Kurt Hjort-Gregersen,  
Foreningen af Danske Biogasanlæg

Lise Fogh,  
Thisted Kommune, KL

Lis Ravn Sørensen,  
Lemvig Kommune, KL

Rasmus Munch Sørensen,  
Energinet.dk

Peter Vadstrup,  
HMN

Søren Korsholm,  
Landbrug & Fødevarer

Mikkel Stein-Knudsen,  
Landbrug & Fødevarer

Michael Tersbøl.  
Økologisk Landsforening

## Bilag 4.

### Øvrige rammebetingelser for biogas

#### EU regulering

##### VE-direktivet

VE-direktivet angiver, at VE-andelen af medlemsstaternes energiforbrug bør være 20 pct. i 2020 og at andelen af VE i transport bør være 10 pct. Biobrændstoffer skal være bæredygtige for at kunne tælle med i målopfyldelsen. Dette indebærer, at drivhusgasreduktionen skal være mindst 35 pct. sammenlignet med fossile alternativer. I 2017 skærpes kravet til 50 pct. og til 60 pct. for ny produktionskapacitet. Biobrændstoffer lavet af restprodukter (2. g) skal kun opfylde dette krav, mens 1. g. biobrændstoffer skal opfylde en række yderligere krav til f.eks. ikke at være dyrket i naturområder mm. Samtidig tæller 2. g. biobrændstoffer dobbelt i regnskabet.

##### Iblandingskrav for biobrændstoffer til transport

VE-direktivets mål om 10 pct. VE i transportsektoren i 2020 er i Danmark implementeret i form af et overordnet iblandingskrav på 5,75 pct. om iblanding af biobrændstoffer i benzin og diesel.

Dette krav omfatter i princippet alle leverandører af brændstoffer til transport. Det er dog muligt, at de enkelte leverandører kan indgå i et samarbejde, hvor de i gennemsnit opfylder kravet. Derudover kan man også "købe" VE-bidrag fra hinanden – så længe energien faktisk er anvendt i transportsektoren. VE-anvendt til skibe og fly, kan ligeledes indgå i opfyldelsen af VE-kravet.

Kravet om iblanding gælder også for gas til transport. Leverandørerne vil i første omgang være gasselskaberne, der således allerede i dag skal opfylde iblandingskravet ved at sørge for at minimum 5,75 pct. af den gas, der sælges til transport, er VE-gas f.eks. biogas. Da det er fremstillet af affald, er biogas et 2. g biobrændstof, der kan tælle dobbelt.

Som reglerne er i dag skal iblandingskravet opfyldes ved at den gas, der fysisk sælges til transport, som minimum består af 5,75 pct. VE-gas. Det kan ikke opfyldes ved at tanke gas fra natugasnettet og købe biogascertifikater for 5,75 pct. af gassen. VE-direktivet forbyder direkte at anvende et "book and claim" system til handel med certifikater/biobrændstoffer. Der kan dog godt ske en iblanding inden for et afgrænset område. Der er behov for at afklare, hvor rammerne går for fortolkning af disse bestemmelser. Hvis der ikke findes en snarlig løsning, vil der enten være behov for at kunne dispensere fra iblandingskravet eller gasselskaberne skal købe sig til VE-bidrag hos andre udbydere af energi til transportsektoren.

Hvis der sker en opbygning af en flåde af gaskøretøjer, vil dette kunne give et betydeligt markedstræk for biogas til transport. Iblandingskravet vil gøre det nødvendigt for gasselskaberne at prioritere en sådan anvendelse. Det kan desuden vise sig attraktivt for olieselskaberne at gå ind på gasmarkedet for at opfylde den del af iblandingskravet, der ikke kan klares inden for de nuværende standarder (pt. E5 og B7). Biogas kan på denne måde blive et attraktivt alternativ til iblandinger af diesel og 2.g. biodiesel og 2.g. bioethanol.

I forbindelse med energiaftalen af 22. marts 2012 blev det besluttet at forhøje iblandingskravet for biobrændstoffer i benzin og diesel til 10 pct. i 2020.

VE-direktivet formulerer ikke bæredygtighedskrav til faste og gasformige bioenergiformer, men opfordrer medlemsstaterne til selv at sikre bæredygtigheden ved at overholde direktivets principper.

##### VVM-direktiv

Direktivet siger, at der skal foretages en vurdering, inden der gives tilladelse til projekter, der vil kunne påvirke miljøet væsentligt. Direktivet indeholder mindstekrav til bl.a. hvilke projekter, der bør un-

derkastes vurderingen, vurderingens indhold og offentlighedens inddragelse. Biogasanlæg har ikke et selvstændigt punkt i VVM-direktivet, men fordi biogasanlæg ifølge affaldsdirektivet skal klassificeres som anlæg, der nyttiggør affald, er biogasanlæg omfattet af VVM-bekendtgørelsens bilag 1, punkt 10 eller bilag 2 pkt. 12b. VVM-bekendtgørelsen implementeres via Planloven VVM-direktivet i dansk lovgivning. En af problemstillingerne i forbindelse med biogasanlæg er afgrænsning af selve projektet. Europa-Domstolen har i adskillige sager fastslået, at der i implementeringen af VVM-direktivet skal anvendes et bredt projektbegreb, som skal fortolkes i lyset af direktivets formål og brede anvendelsesområde. Se nærmere om VVM-bekendtgørelsen nedenfor.

## Habitatdirektiv

Efter habitatdirektivet skal myndighederne foretage en konkret konsekvensvurdering af planer og projekter, hvis det ikke kan udelukkes, at planen eller projektet væsentligt vil påvirke et konkret Natura 2000-område (habitat- eller fuglebeskyttelsesområde). Der må ikke gives tilladelse, dispensation e.lign., hvis skade ikke kan udelukkes.

Europa-Domstolen anlægger en bred fortolkning af habitatdirektivets projektbegreb. Udbringning af afgasset biomasse må i sig selv betragtes som et projekt, hvis aktiviteten ikke vurderes som led i myndighedsbehandlingen af biogasanlægget. Habitatdirektivets projektbegreb indebærer således, at der efter dette direktiv (i modsætning til VVM-direktivet) vil være krav om konkret vurdering af udbringningens evt. påvirkning af Natura 2000-områder, også selv om det skulle blive besluttet ikke at betragte udbringningsarealerne, herunder ændring af udbringningsarealerne, som en del af biogasanlægget.

Habitatdirektivets væsentlighedsbegreb er ikke nærmere defineret i direktivet. Ud fra domstolspraksis kan imidlertid fastslås, at der er tale om en

væsentlig påvirkning, hvis en plan eller et projekt risikerer at skade bevaringsmålsætningen for det pågældende Natura 2000-område<sup>37</sup>. Domstolen har dermed understreget, at påvirkningen skal vurderes ud fra, om den er så væsentlig, at gunstig bevaringsstatus ikke kan opretholdes, eller der ikke kan opnås gunstig bevaringsstatus eller – når mere præcise mål er fastsat – de mål, som opstilles i Natura 2000-planen. De naturtyper og arter, som området er udpeget for at beskytte, skal således være stabile eller i fremgang.

Habitatdirektivets væsentlighedsbegreb er således snævert knyttet til udpegningsgrundlaget for det enkelte fuglebeskyttelses- eller habitatområdet.

Hvis det faglige grundlag ikke er tilstrækkeligt til umiddelbart at vurdere, om planen eller projektet væsentligt vil påvirke Natura 2000-området, skal der foretages en nærmere konsekvensvurdering, hvor væsentlighedskriteriet ikke længere er relevant.

Såvel habitatdirektivet som VVM-direktivet stiller krav om inddragelse af den kumulative effekt i forbindelse med vurderingerne af de miljømæssige konsekvenser.

## Vandrammedirektiv

Vandrammedirektivets formål er at fastlægge en ramme for beskyttelse af overfladevand og grundvand. Direktivet fastsætter generelle miljømål for vandområderne, en frist for opfyldelse heraf samt krav om gennemførelse af indsatsprogrammer. De konkrete miljømål for det enkelte vandområde fastsættes i vandplaner. Eksempelvis er der for alle kystvande fastsat miljømål. For at nå disse mål er det i vandplanerne bl.a. forudsat, at der skal ske en reduktion af kvælstofudledningen.

Vandrammedirektivet opererer ikke med procedureregler som VVM- og habitatdirektivet gør. Vandplanerne er bl.a. baseret på en række forud-

37. jf. EU-Domstolens Muslingedom (C-127/02)



sætninger om, hvor meget kvælstof der udledes til vandmiljøet. Hvis et givent projekt medfører, at vandplanens miljømål ikke kan overholdes, må projektet antages at ville påvirke miljøet væsentligt.

I vandrammedirektivet skelnes mellem grundlæggende og supplerende foranstaltninger, som samlet skal sikre opfyldelse af direktivets mål om god tilstand.

De grundlæggende foranstaltninger i form af det generelle miljøretlige regime skal have karakter af en præcis retlig ramme, som sikrer, at der ikke umiddelbart inden for lovgivningen kan gennemføres projekter/aktiviteter, som hindrer opfyldelse af direktivets miljømål. Da udbringning af gylle eller afgasset biomasse (ud over det i vandplanerne forudsatte) kan påvirke vandmiljøet væsentligt og forhindre målopfyldelse, vil det derfor være et krav, at den pågældende aktivitet skal være reguleret (f.eks. gennem et krav om tilladelse) samt om nødvendigt forinden undergives en miljøvurdering.

## Miljøregulering

### Planloven

I forbindelse med "Grøn Vækst" aftalen, blev kommunerne forpligtet til at inddrage lokalisering af biogasanlæg i kommuneplanlægningen senest fra kommuneplan 2013. I vurderingen af den bedste placering skal der indgå hensyn til landbrugsejendomme som gødningsleverandør, omgivelserne og tracéer til veje og gasledninger. Pr. 1. november 2013 er der ca. 75 kommuneplaner vedtaget eller i høring hos Naturstyrelsen.

Planloven udgør også rammen om den løbende planlægning for biogas, herunder udarbejdelse af lokalplaner eller om nødvendigt kommuneplantillæg.

### VVM-bekendtgørelsen

VVM-bekendtgørelsen, som udgør den danske implementering af VVM-direktivet, har hjemmel i planloven. Bekendtgørelsen sikrer, at et anlæg, der kan påvirke miljøet væsentligt, ikke kan gennemføres uden VVM-myndighedens tilladelse. Inden tilladelsen kan gives skal myndigheden have vurderet anlæggets placering og udformning, så væsentlige miljøpåvirkninger kan undgås eller begrænses. VVM-processen sikrer også, at offentligheden inddrages i planlægningen af biogasanlægget.

Biogasanlæg indgår i VVM-bekendtgørelsen som anlæg, der nyttiggør affald og optræder dermed enten på listen over anlæg, hvor en VVM-vurdering er obligatorisk (bilag 1) eller i de fleste tilfælde på listen over anlæg, hvor der i de konkrete tilfælde tages stilling til behovet for en VVM-vurdering på baggrund af en screening (bilag 2).

Denne regulering indebærer, at det ikke er entydigt, om der skal gennemføres en VVM-vurdering af planlagte biogasanlæg eller ej. Biogasanlæg er derfor i nogle tilfælde genstand for en fuld VVM-proces, dvs. indledende screening og efterfølgende

VVM-vurdering, mens der i andre tilfælde kun gennemføres en screening.

Det er den pågældende kommune der træffer afgørelse om, hvorvidt der skal gennemføres en fuld VVM-proces på baggrund af screeningen. Kommunens beslutning kan påklages til Natur- og Miljøklagenævnet.

VVM-bekendtgørelsens screeningskrav gælder både for selve biogasanlægget og for de arealer, hvor den afgassede gylle udspreddes efterfølgende. Udspreddingsarealerne vil ikke kunne give anledning til VVM-pligt, hvis udspreddingsarealerne er:

1. Godkendt til at modtage husdyrgødning i henhold til lov om miljøgodkendelse m.v. af husdyrbrug
2. Godkendt til at modtage husdyrgødning på grundlag af en VVM-vurdering – enten ved en VVM-tilladelse eller en miljøgodkendelse
3. Screenet i henhold til VVM-reglerne til at kunne modtage husdyrgødning – dog forudsat at screeningsafgørelsen fortsat er gyldig – dvs. at den ligger indenfor rammerne af det screenede anlægsprojekt
4. Arealer som umiddelbart kan anvendes til udspreddning af husdyrgødning i henhold til lov om miljøgodkendelse m.v. af husdyrbrug

Der kan umiddelbart ske udskiftning af arealer mellem de fire kategorier uden anmeldelse til kommunen. Hvis der inddrages arealer, som ikke er omfattet af disse fire kategorier, skal det anmeldes til kommunen i overensstemmelse med VVM-reglerne.

## Miljøbeskyttelsesloven

Biogasanlæg, der har kapacitet til at håndtere mere end 30 tons/dag af råmateriale husdyrgødning og/eller andet biomasseaffald, er omfattet af krav om miljøgodkendelse<sup>38</sup>, mens mindre anlæg ikke skal godkendes, men i stedet kan få påbud om miljømæssige foranstaltninger<sup>39</sup>.

For biogasanlæg, der etablerer opgradering, kan denne opgradering være omfattet af et selvstændigt punkt. Hvilket punkt beror på valg af opgraderingsmetode, og om afsætningen sker til naturgasnettet, el nettet til LNG-gas, eller andet.

## Husdyrbrugslove

Lov om miljøgodkendelse af husdyrbrug indeholder særlige regler for miljøgodkendelse af husdyrbrug. Hvis der på et husdyrbrug udføres andre aktiviteter f.eks. biogasproduktion, der kræver særskilt godkendelse eller tilladelse efter lov om miljøbeskyttelse, omfatter vurderingen alle forurenende aktiviteter på husdyrbruget. Kommunalbestyrelsen træffer afgørelser om, der kan meddeles tilladelse eller godkendelse<sup>40</sup>.

38. Miljøbeskyttelsesloven § 33, om særligt forurenende virksomhed

39. Miljøbeskyttelseslovens § 42

40. efter §§ 10, 11 eller 12 i lov om miljøgodkendelse m.v. af husdyrbrug, jf. § 84 b i lov om miljøbeskyttelse og § 68 i lov om miljøgodkendelse m.v. af husdyrbrug.

## Kommunale lånegarantier

Hovedparten af de eksisterende biogasanlæg er finansieret med kommunale lånegarantier. Kommunerne har altså stillet garanti for lån til disse anlæg, der alle producerer el og varme. Lånene er enten optaget i Kommunekredit eller i banker. Før liberaliseringen af elmarkedet var både el- og varmeforsyning en del af kommunernes forsyningsopgaver og kommuner – eller private på kommunernes vegne – kunne derfor optage lavt forrentede lån i kommunekredit med en kommunal garanti i ryggen.

Hjemmelen til at stille kommunal garanti for lån til biogasanlæg findes ikke i den skrevne lovgivning, men i kommunalfuldmagtsreglerne. Her er der hjemmel til at stille garanti til kollektive varmeforsyningsanlæg – dvs. anlæg der leverer energi til rumopvarmning og varmt brugsvand – på visse betingelser.

En af betingelserne er, at kommunalfuldmagtsreglernes hvile-i-sig-selv princip overholdes. Dette indebærer, at forsyningsvirksomhedens indtægter og udgifter set over en årrække skal balancere. Der er således ikke hjemmel til at stille garanti til privatejede virksomheder, der drives på kommercielle vilkår, dvs. med fortjeneste for øje.

En anden betingelse er, at garantien gives ”på markedsvilkår”. Dette betyder, at anlægget ikke med en kommunegaranti i ryggen må kunne opnå en særlig lav rente, idet der i så fald ville være tale om statsstøtte ifølge EUs statsstøtteregler. Og statsstøtte må ikke gives, med mindre der er opnået en godkendelse heraf hos EU Kommissionen.

Efter liberaliseringen af el-markedet i år 2000 blev det muligt at producere el med fortjeneste for øje. Det skabte tvivl om hvorvidt der, med hjemmel i kommunalfuldmagten, kunne gives kommunegaranti til et privat kollektivt varmeforsyningsanlæg, hvis det udover varme også producerer el. Drøftelser

mellem Økonomi- og Indenrigsministeriet og Energistyrelsen har ført til, at kommuner kan give kommunegaranti til varmeforsyningsanlæg, der også producerer el, under forudsætning af, at garantien gives på markedsvilkår, og at kraftvarmeanlægget drives efter hvile-i-selv-selv princippet. Garantistillelsen ikke vil belaste kommunens låneramme, og der vil kunne optages lån i kommunekredit. Der vil dog ikke kunne optages lån til el-delen af anlægget i kommunekredit.

For at etablere en hjemmel i den skrevne lovgivning er der planlagt en ændring af varmeforsyningsloven på lovprogrammet 2013-2014 således, at der indsættes en bestemmelse, der regulerer kommunernes hjemmel til at etablere og drive kollektive varmeforsyningsanlæg.

Der vil også fremover kun være mulighed for at stille garanti til kollektive varmeforsyningsanlæg, der producerer under hvile-i-sig-selv-princippet. Der vil fortsat ikke kunne stilles garanti til anlæg der drives med fortjeneste for øje. Der vil heller ikke kunne stilles kommunegaranti til anlæg der opgraderer og tilfører gassen til naturgasnettet.

## Landbrugsregulering

### Støttemuligheder under Landdistriktsprogrammet

I aftalen om Grøn Vækst fra 2009 indgik en igangsætningspulje under Landdistriktsprogrammet, hvor der var afsat i alt 300 mio. kr. til etablering og udvidelser af biogasanlæg samt supplerende investeringer på de bedrifter, der leverer biomasse til anlæggene.

Puljen skulle udmøntes via 3 ansøgningsrunder i 2010, 2011 og 2012. Dette blev dog ændret, da ansøgningsrunden i 2010 blandt andet viste, at det var meget vanskeligt at finansiere anlæggene med de daværende rammevilkår for biogasproduktion.

Der blev derfor afholdt en sidste runde i 2012, hvor de nye, forbedrede rammevilkår i energiaftalen gjorde, at interessen for at etablere og udvide anlæggene var øget markant. I denne runde søgte mere end 50 projekter om ca. 850 mio. kr. i anlægstilskud. Der blev givet tilsagn for ca. 285 mio. kr. til otte nye fælles biogasanlæg, fire nye økologiske gårdanlæg, et nyt konventionelt gårdanlæg og fem udvidelser af eksisterende anlæg. Tilsagnene er betinget af overholdelse af følgende tidsfrister:

- › 14. december 2013 skal projekterne kunne dokumentere, at 10 pct. af de tilskudsberettigede udgifter er betalt. Der kan dog dispenseres individuelt herfor.
- › August 2015 skal hele projektet være afsluttet. Herfor kan ikke dispenseres, og hvis fristen overskrides skal evt. udbetalte beløb tilbagebetales.

Intentionen med anlægspuljen til biogas var, at forsøge at kickstarte udviklingen i Danmark, så de nye anlæg kunne bane vejen for andre, og vi kunne få flere erfaringer med biogasproduktion. Der er ikke aktuelle planer om nye puljer med anlægstilskud til biogas. Der skal afsættes meget store beløb, hvis ordningen skal have en effekt, og da der endnu ikke er opført biogasanlæg fra den forrige pulje, er der ikke foretaget en effektvurdering af tilskudsordningen.

Der vil i det nye Landdistriktsprogram komme mere fokus på bioøkonomi, og i særdeleshed på biomasser og leverandørerne af disse. Afprøvning og udvikling af nye forbehandlingsmetoder eller biomasser kan være en fremtidig støttemulighed, som vil kunne gavne biogasanlæggene og forbedre deres adgang til biomasser.

## Regulering af næringsstofførsel efter gødskningsloven

Gødskningsloven indeholder regler for, hvor meget jordbrugere må gødske med husdyrgødning, handelsgødning og affaldsprodukter, og hvordan der skal redegøres herfor over for NaturErhvervstyrelsen. Reglerne blev indført som led i vandmiljøplanerne. Loven er senest ændret i 2009 som led i implementeringen af 'Grøn Vækst'-aftalen.

Kvælstoftildeling på den enkelte bedrift reguleres gennem gødningsregnskabet, som landmanden indberetter hvert år i marts. I gødningsregnskabet opgøres forbruget af alle gødningstyper i det foregående år fra august til juli. Forbruget af både husdyrgødning og handelsgødning bliver opgjort på baggrund af modtaget og afsat gødning, gødningsproduktion og lagre. Herudover oplyses om harmoniforhold og pligtige efterafgrøder.

Bedriftens gødningsplan indeholder oplysninger om afgrøder, afgrøder dyrket året før, jordbundstype, efterafgrøder m.m. På den baggrund, og ud fra afgrøde og kvælstofnormer, beregnes kvælstofkvoten<sup>41</sup> (tilladt mængde kvælstof) for bedriften, og denne sammenlignes med forbruget, der fremgår af gødningsregnskabet. På den måde kontrolleres det, om landmanden har overholdt kvælstofkvoten for bedriften.

Gødskningsloven danner også rammer for regler om bl.a. etablering af efterafgrøder. Afhængig af mængden af udbragt husdyrgødning skal der etableres efterafgrøder på 10 – 14 pct. af arealet.

41. Reglerne om fastsættelse af kvælstofnormer, både hvad angår afgrøde og husdyrnormer findes i gødskningsloven og de nærmere regler for den enkelte planperiode findes i den årlige udgave af Bekendtgørelse om jordbrugets anvendelse af gødning og om plantedække (gødskningsbekendtgørelsen) samt i NaturErhvervstyrelsens årlige vejledning om gødsknings- og harmoniregler. (Bekendtgørelse nr. 804 af 18. juli 2012 om jordbrugets anvendelse af gødning og om plantedække i planperiode 2012/13).

## Regulering af biogasanlæg i gødskningsloven og husdyrgødningens bekendtgørelsen

Landbrug, der har et biogasanlæg, skal oplyse om leverancer af afgasset biomasse og anden gødning i forbindelse med indberetning af landbrugets gødningsregnskab via gødningskvitteringer.

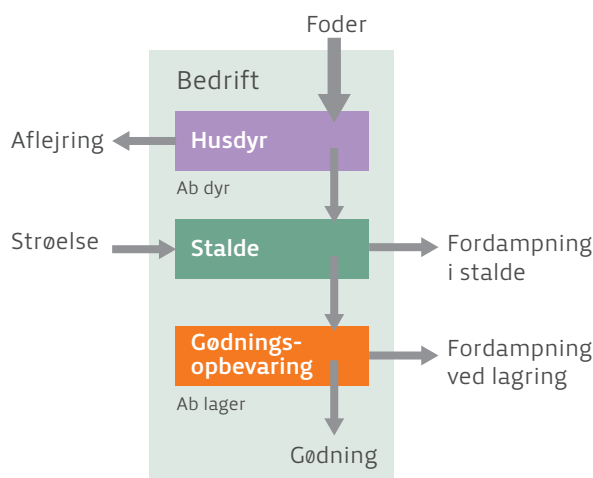
Hvis biogasanlægget er en virksomhed, som ikke driver landbrug, skal virksomheden tilmeldes som leverandør hos NaturErhvervstyrelsen. Virksomhed skal registreres i 'Leverandørregisteret' og skal årligt senest den 1. september oplyse om, hvem der er leveret afgasset biomasse til og modtaget gødning fra virksomheden i den senest afsluttede planperiode. For såvel modtaget som afsat afgasset biomasse skal der indberettes oplysninger om bl.a., typen af gødning, udnyttelsesprocent, den samlede mængde af gødning i kg, og det totale indhold af kvælstof i kg.

### Fastsættelse af kvælstofnormer

Både afgrødenormer og normer for husdyr fastsættes i regi af det såkaldte Normudvalg.

Normudvalget indstiller hvert forår de økonomisk optimale afgrødenormer, kvælstofprognosen og normtal for husdyrgødning til NaturErhvervstyrelsen til videre forarbejdning (reduktion jf. VMPIII). NaturErhvervstyrelsen offentliggør på den baggrund normerne i den årlige gødskningsbekendtgørelse og 'Vejledning om gødsknings- og harmoniregler' for den kommende planperiode, der starter 1. august. DCA-AU varetager formandskabet for Normudvalget. Derudover består udvalget af repræsentanter fra Videncentret for Landbrug, Miljøstyrelsen, DCE-AU og NaturErhvervstyrelsen. Inden for normudvalget er der yderligere nedsat to faglige arbejdsgrupper for udarbejdelse af hhv. afgrøde- og husdyrnormer.

Normerne for kvælstofindholdet i husdyrgødning er baseret på dokumentation fra effektivitetskontroller i praktiske brug samt på statistikker over anvendte foderplaner. Desuden indgår data fra Fødevarestyrelsens foderkontrol samt relevante data fra DCA-AU (forskningsresultater fra flere institutter, internationale publikationer mv.) og fra erhvervet. Figuren nedenfor viser de faktorer, som har indflydelse på husdyrgødningens indhold af kvælstof. Institut for Husdyrvidenskab (ANIS), DCA-AU har etableret et data- og beregningssystem til beregning af normtallene for alle husdyrarter og - kategorier fordelt på relevante stald- og gødningssystemer. Systemet bliver løbende opdateret i forbindelse med inddragelse af ny viden. Selve beregningerne gennemføres i 3 trin ab dyr, ab stald og ab lager.





## Faktorer, som har indflydelse på husdyrgødningens indhold af kvælstof.

Gødskningsbekendtgørelsen fastsætter nærmere regler om opgørelse af virksomhedens besætning, normer for det totale indhold af kvælstof i husdyrgødning og korrektion af normer på grund af afvigelser i ydelses- og produktionsniveau. Bekendtgørelsen træder i kraft 1. august hvert år.

Under 'Normudvalget' er der som nævnt nedsat en arbejdsgruppe, der fastsætter husdyrnormer, og som er sammensat af personer, der arbejder med fagområderne husdyrernæring og - fodring samt næringsstofomsætning og -tab i stalden og under lagring. For de enkelte husdyrarter, for stalde og for håndtering og opbevaring af gødning indgår repræsentanter fra forskning og erhverv (DCA-AU, Videnscentret for Landbrug, NaturErhvervstyrelsen og DCE-AU).

DCA-AU har formandskabet for arbejdsgruppen. Den samlede arbejdsgruppe mødes mindst en gang årligt, hvor også en repræsentant fra Miljøstyrelsen deltager.

Gennemgangen udføres årligt forud for udarbejdelsen af ændringerne i normtal for indhold af kvælstof, fosfor og kalium. Normtallene udvidet med volumen, tørstofindhold mv. samt dokumentation publiceres ligeledes fortløbende af Institut for Husdyrvidenskab (DCA-AU).

Normtallene for kvælstof i husdyrgødning bliver hvert år lagt ind i Landbrugsindberetning.dk af NaturErhvervstyrelsen. Ved indberetning af gødningsregnskab skal virksomheden angive oplysninger om antal dyr, staldsystem, samt korrektioner, hvis produktionen afviger fra standard.

På baggrund af disse oplysninger beregnes virksomhedens samlede kvælstofproduktion fra husdyrgødning.

Landbrugsindberetning.dk trækker på oplysninger fra Fødevarestyrelsens Centrale HusdyrbrugsRegister (CHR), og indeholder derfor oplysninger om den enkelte virksomheds besætning. Yderligere sker der en overførsel af oplysninger fra Kvægdatabasen til Landbrugsindberetning.dk, som betyder, at kvælstofbidraget for kvægproducenter i mange tilfælde kan beregnes automatisk. Virksomhedens samlede kvælstofproduktion fra husdyrgødning bliver således overført automatisk til gødningsregnskabet.

## Vurdering af gaspotentialer i husdyrgødning

Grundlaget for opgørelser af gaspotentialer i husdyrgødning er husdyrproduktionen og husdyrgødningsnormer for de pågældende dyretyper og staldsystemer. Normerne angiver gødningsmængden pr. produceret dyr og tørstofindholdet i gødningen. Ud fra disse oplysninger og antagelser om, hvor stor en del af tørstoffet i gødningen, der omsættes til metan i et biogasanlæg, kan man beregne det teoretiske gaspotentialer.

Der indgår en række usikkerheder og antagelser i denne beregning. Selve antallet af dyr er veldokumenteret og må anses for præcist opgjort, men der er usikkerheder knyttet til følgende punkter:

### › Husdyrgødningsnormernes angivelse af gødningsmængde pr. dyr og tørstofindhold.

Normerne bruges primært til gødningsregnskaber og ved udarbejdelse af miljøgodkendelser. Der er derfor størst fokus på at opgøre næringsstofindholdet nøjagtigt, men opgørelsen af mængden og tørstofindholdet er mere usikkert. Tørstofindholdet i den gylle biogasanlæg modtager er således ofte lavere end normtallene. Torkild Birkmose har f.eks. for Biogas Taskforce indsamlet tørstofindhold fra 9 biogasanlæg. Det gennemsnitlige tørstofindhold i anlæggenes svinegylle var 5,7 pct. ab stald, mens normtallene siger 6,6 pct. ab lager på

trods af at biogasanlæggene har bestræbt sig på at fravælge "tynd" gylle, og på trods af, at gylle ab lager har et lavere tørstofindhold end gylle ab stald på grund af fortynding med regnvand i gyllebeholderen.

- › **Metanudbyttet fra gødningens tørstof.** Hvor stor en del af tørstofindholdet, der omsættes til biogas, afhænger blandt andet af opholdstider mv. i biogasanlægget. For kvæggødning er det som tommelfingerregel ca. halvdelen af den organiske del af tørstoffet omsættes til biogas. For svinegødning er omsætningsgraden højere. En anden faktor der har stor betydning for metanudbyttet er den tid, der går fra gødningen forlader dyret til den pumpes ind i et biogasanlæg. Jo længere tid der går, jo mere af det organiske stof omsættes i gyllekanaler og fortanke, og jo lavere gasudbytte opnås i biogasanlægget. De høje potentialevurderinger regner med en hurtigere udslusning af gylle, end det er praksis i dag, eller med køling af gyllen, som kun sjældent praktiseres i alle tilfælde.

### **Regulering af biogasanlæg i gødskningsloven og husdyrgødningsbekendtgørelsen**

Virksomhed der er tilmeldt Register for Gødningsregnskab og samtidig har et biogasanlæg (samme CVR-nr.), skal oplyse om leverancer af afgasset biomasse og anden gødning i forbindelse med indberetning af virksomhedens gødningsregnskab via gødningskvitteringer.

Hvis biogasanlægget er en virksomhed, som ikke driver landbrug og dermed ikke er tilmeldt Register for Gødningsregnskab, skal virksomheden tilmeldes som leverandør hos NaturErhvervstyrelsen. Virksomhed skal registreres i 'Leverandørregisteret' og skal årligt senest den 1. september oplyse om, hvem der er leveret afgasset biomasse til og modtaget gødning fra i den senest afsluttede planperiode. Indberetningen sker elektronisk til NaturErhvervstyrelsen.

For afsat afgasset biomasse skal der indberettes oplysninger om modtagers CVR-nr., typen af gødning, udnyttelsesprocent, den samlede mængde af gødning i kg, det totale indhold af kvælstof i kg, antal dyreenheder.

For modtaget husdyrgødning skal der indberettes oplysning om afsætters CVR-nr., typen af gødning, udnyttelsesprocent, den samlede mængde af gødning i kg, det totale indhold af kvælstof i kg, antal dyreenheder.

For modtaget anden organisk gødning skal der indberettes oplysning om afsætters CVR-nr., typen af gødning, udnyttelsesprocent, den samlede mængde af gødning i kg, det totale indhold af kvælstof i kg.

## **Fastsættelse af kvælstofindhold i den afgassede biomasse**

Mængden af kvælstof i den afgassede biomasse skal bestemmes ud fra indgangsmaterialet. Biogasanlæg, der afsætter afgasset biomasse, kan alternativt få indholdet af kvælstof i afgasset biomasse bestemt ved analyse af prøver. Prøverne skal sendes til analyse på et autoriseret eller et akkrediteret laboratorium.

Biogasanlæg, der bruger al afgasset biomasse på egen bedrift, må dog ikke benytte analyser. Her skal virksomheden benytte normtal for den husdyrgødning, der tilgår anlægget.

## **Analyseprøver og udnyttelsesprocent af afgasset biomasse**

Hvis der benyttes analyseprøver, skal de være repræsentative og analyserne skal foretages af et laboratorium, der er autoriseret hertil af Fødevarestyrelsen, eller som er akkrediteret til udførelse af kemiske analyser af gødning af Den Danske Akkrediterings- og Metrologifond (DANAK) eller et tilsvarende akkrediteringsorgan.

Der skal udtages mindst 12 prøver om året. Prøverne skal tages med passende intervaller inden for planperioden, hvor den afgassede biomasse skal anvendes. Hvis indgangsmaterialet er en blanding af forskellige gødninger med forskellige udnyttelsesprocenter, beregnes den samlede udnyttelsesprocent for indgangsmaterialet ved at tage et vægtet gennemsnit af udnyttelsesprocenterne i indgangsmaterialet ud fra indholdet af total kvælstof. Sammensætningen af gødningen skal kunne dokumenteres.

## Biogas

# Biogas i Danmark - status, barrierer og perspektiver

Udarbejdet af Energistyrelsen februar 2014.

Analysens samlede tekniske bilag kan læses og downloades på [www.ens.dk/analyser](http://www.ens.dk/analyser)

De øvrige udgivelser i samme serie er:

Energiscenarier for  
2020, 2035 og 2050

Fjernvarmens rolle i den  
fremtidige energiforsyning

Den fremtidige anvendelse  
af gasinfrastrukturen

Analyse af elnettets  
funktionalitet

Analyse af  
bioenergi i Danmark

Biogas i Danmark  
- status, barrierer og perspektiver

ISBN: 978-87-93071-69-8

Grafik og layout: Solid Media Solutions