



# PERSPEKTIVER FOR PRODUKTION OG ANVENDELSE AF BIOGAS I DANMARK

November 2018



# Indhold

1	Sammenfatning .....	5
1.1	Analysen .....	5
1.2	Konklusioner .....	5
2	Rammer og mål for biogas .....	8
2.1	Danske klima og energimål.....	8
2.2	EU's klima- og energimål .....	10
2.3	Affaldsdirektiv og ressourcestrategi.....	11
2.4	Cirkulær økonomi .....	13
2.5	Statsstøtteregele.....	14
2.6	EU's vinterpakke og det nye VE-direktiv.....	15
3	Produktion og brug af biogas .....	17
3.1	Den historiske udvikling.....	17
3.2	Status og udvikling i dag .....	18
3.3	Udbygning efter 2020 .....	24
3.4	Det langsigtede potentiale for biogas .....	25
3.5	Det langsigtede potentiale for bioenergi .....	27
4	Det nuværende støttesystem.....	29
4.1	Driftstilskud til biogas .....	29
4.2	Støtteomfang.....	30
4.3	Karakteristika og udfordringer ved det nuværende støttesystem .....	30
4.4	Øvrige rammebetingelser.....	33
5	Biogasstøtte i andre lande.....	38
5.1	Sverige .....	39
5.2	Tyskland.....	41
5.3	Holland.....	44
5.4	Norge .....	46
5.5	Konklusion om støtte i andre lande .....	47
6	Biogasproduktionens eksternaliteter og konsekvenser i andre sektorer .....	48
6.1	Præsentation af eksternaliteterne .....	48
6.2	Udledning af drivhusgasser .....	49

6.3	Miljø- og landbrugseksternaliteter .....	59
6.4	Konklusion .....	62
7	Produktionsomkostninger for biogas .....	64
8	Biogassens rolle i energisystemet .....	69
8.1	Anvendelser af biogas .....	69
8.2	Biogassens bidrag til opfyldelse af VE-mål .....	71
8.3	Biogassens bidrag til reduktion af drivhusgasudledning .....	79
8.4	Biogassens bidrag til forsyningssikkerhed .....	81
8.5	Sammenfatning og konklusion om biogassens rolle .....	84
9	Gasnettets rolle for biogassen og andre mulige VE-gasser .....	86
9.1	Gasnettets rolle for udnyttelsen af biogas .....	86
9.2	Andre VE-gasser.....	87
10	Beskæftigelse, eksport og teknologiudvikling .....	91
11	Bionaturgascertifikater .....	92
11.1	Den danske certifikatmodel for bionaturgas.....	92
11.2	Hvad kan danske certifikater anvendes til i dag? .....	93
11.3	Hvilken biogas kan få udstedt certifikater? .....	95
11.4	Udfordringer med den nuværende certifikatmodel.....	95
11.5	Certifikatmodeller i andre lande .....	96
11.6	Regler for oprindelsesgarantier i det nye VE-direktiv .....	98
12	Referencer .....	99

# 1 Sammenfatning

## 1.1 Analysen

I december 2016 blev der i samarbejde mellem Energistyrelsen og Energi-, Forsynings- og Klimaministeriets departement igangsat et biogasprojekt, der havde som hovedformål at analysere, hvordan støtte til biogas kan tilrettelægges efter 2023. Denne rapport beskriver det faglige grundlag til brug for udformning af en strategi for biogas og dermed for fastsættelsen af biogassens fremtidige støttevilkår.

Analysen skal ses i sammenhæng med de generelle overvejelser om fremtidens støtte til vedvarende energi, hvor der overordnet sigtes mod en harmonisering af støtten til de forskellige teknologier, dog under hensyn til eksternaliteter og sammenhæng med energisystemet.

Der er i øjeblikket en større biogasudbygning i gang i Danmark. Produktionen forventes at blive firdoblet fra 2012 til 2020. Udbygningen lever op til det politiske ønske om en "ambitiøs udbygning", som var baggrunden for 2012-Energiaftalens forhøjelse af støtten til biogas. Biogasproduktionen forventes at nå det niveau, der blev forventet efter Energiaftalens indgåelse i 2012 på 16,8 PJ i 2020, og der er sandsynlighed for, at produktionen i 2020 også vil overstige dette niveau.

Biogas anvendes i dag fortrinsvis til kraftvarmeproduktion samt til opgradering og indfødning i naturgasnettet. Disse anvendelser har været støttet gennem en årrække. Siden 2016 har der endvidere været tilskud til biogas til varme-, proces- og transportformål.

Støtten til biogas er relativt høj i forhold til det, der var forventningen ved Energiaftalens indgåelse i 2012. Det skyldes, at markedspriserne på gas og el har været lavere end forventet, og dermed medført et større støtteomfang end forudset, da støtten automatisk reguleres op, når el- og naturgaspriserne falder. Biogasudbygningen medfører derfor voksende udgifter til støtte.

Analysen beskriver de rammer, som har betydning for designet af et fremtidigt støttesystem, herunder EU-forpligtelser.

Der gøres status over biogasudbygningen, og de forskellige anlægstyper beskrives. Det nuværende støttesystem beskrives og perspektiveres i forhold til støttesystemer i vores nabolande. Der redegøres for biogassens produktionsomkostninger, som optakt til en analyse af biogassens rolle i det fremtidige vedvarende energisystem.

## 1.2 Konklusioner

Støtten til biogas skal ses i forhold til værdien af at producere biogas og anvende den i energisystemet. Denne værdi har fire delvist overlappende elementer, som beskrives nedenfor.

### Fortrængning af fossile brændsler

Biogas er en VE-gas, der kan erstatte fossil naturgas eller evt. diesel i transportsektoren. Biogas reducerer derfor forbruget af fossil energi og bidrager til at opfylde VE-mål.

### **Bidrag til opfyldelse af mål udenfor kvotesektoren**

Drivhusgasreduktioner fra biogasproduktion finder sted både indenfor og udenfor kvotesektoren. Produktionens effekt på metanemissionen i landbruget bidrager til opfyldelse af mål uden for kvotesektoren. Det samme er tilfældet, når biogassen anvendes til energiformål udenfor kvotesektoren, f.eks. til transportformål.

### **Biogassens betydning for fremtidens energisystem**

Et energisystem, der er uafhængigt af fossil energi, har brug for VE-brændsler som supplement til sol og vind. Disse kan komme fra bioenergi, og til visse anvendelser er gasformige eller flydende brændsler nødvendige. Det gælder bl.a. for visse industrielle processer, som ikke på kort sigt har andre VE-alternativer.

Både biogas og flydende VE-brændstoffer vil kunne anvendes i transportsektoren. Anvendelse af biogas kræver, at der investeres i tankstationer og gasdrevne køretøjer, men til gengæld er biogas et billigere brændsel end alternative flydende VE-brændstoffer. Analyser tyder på, at biogas til tung transport samlet set vil være billigere end flydende biobrændstoffer på længere sigt. Biogas lavet af husdyrgødning og affald lever op til EU-Kommissionens definition af "avanceret biobrændstof". Analyser tyder på, at biogas er mere bæredygtigt end alternative avancerede flydende biobrændstoffer. Anvendelsen af gasformige brændsler i energisystemet er tæt forbundet med teknologiudviklingen på transportområdet herunder om el kan blive en reel mulighed for tung transport.

Grundlast-elproduktion baseret på biogas er relativt dyrt og væsentligt dyrere end elproduktion fra sol og vind. Biogas er imidlertid et velegnet brændsel til spidslast-elproduktion, da gasmotorer er billige i investering og kan regulere hurtigt op og ned. Det vil normalt være nødvendigt at lagre den biogas, der skal bruges til spidslast-elproduktion. Dette kan ske ved, at gas til spidslast-el opgraderes og tilføres naturgasnettet, så den kan lagres i de store naturgaslagre.

Biogas kan bidrage til forsyningsikkerheden på flere måder: til elforsyningsikkerhed, til gasforsyningsikkerhed samt til den langsigtede energiforsyningsikkerhed, idet gassen fremstilles af indenlandske affalds- og restprodukter, som ikke har alternativ anvendelse.

Biogassens rolle i energisystemet er tæt forbundet med gassystemets rolle og den fossile naturgas' rolle i perioden frem mod 2030 og 2050. Langsigtede beslutninger om biogassens rammevilkår og om gasnettets fremtidige rolle kan derfor ikke træffes uafhængigt af hinanden.

### **Eksternaliteter for miljø og i landbruget**

Biogasproduktion (afgasning) af husdyrgødning reducerer udslippet af metan fra husdyrgødning i landbruget.

Biogasproduktionen bidrager til at recirkulere næringsstoffer og nå genanvendelsesmål i resourcestrategi og affaldsdirektiv. Biogas bidrager dermed til visionen om den cirkulære økonomi. Når anlæggene afgasser husdyrgødning, medvirker produktionen til at reducere udvaskningen af kvælstof til vandmiljøet.

Afgasning af husdyrgødning mindsker lugtgenerne ved udbringning som gødning på markerne. For landbruget har bioafgasning af husdyrgødning desuden den fordel, at næringsstofferne i husdyrgødning og organiske restprodukter bliver lettere at optage for planterne.

Biogassens samlede klima- og miljøregnskab afhænger af en lang række forhold, herunder hvilke biomasser anlægget afgasser, og hvilken referencesituation der sammenlignes med. Meget tyder på, at biogasproduktionen ikke er klimaoptimeret i dag, og at klimagevinsten ville kunne forbedres betydeligt ved en yderligere optimering.

Både biogas- og opgraderingsanlæg risikerer at tabe metan til omgivelserne. Hvis foreløbige målinger er udtryk for et generelt niveau, kan metantabet fra anlæggene eliminere produktions positive effekt på metanudslippet fra gylle i landbruget. Der er ikke en sikker viden om metantab fra biogasanlæg, men biogasbranchen har iværksat et frivilligt måleprogram, som forventes at forbedre videngrundlaget.

Svinegylle taber en stor del af gaspotentialet i stalden, hvor den typisk opholder sig i 20 dage, inden den udsluses. Hurtigere udslusning ville kunne nedbringe metantabet betydeligt og øge biogasproduktionen.

Det formodes, at bioafgasning reducerer lattergasudledningen fra udbragt husdyrgødning set i forhold til udbringning af ikke-afgasset husdyrgødning. Denne effekt medregnes dog ikke læn- gere i det nationale drivhusgasregnskab på grund af manglende dokumentation.

Hvis anlæggene afgasser biomasser, der kun bliver bragt ud på markerne *på grund af* biogasan- læggene, kan lave udnyttelseskrav til kvælstoffet i disse biomasser potentielt betyde, at afgas- ning af sådanne biomasser medfører en øget tilførsel af kvælstof til markerne og dermed en stigende udvaskning af kvælstof. Dette hænger sammen med de nuværende regler, hvor kvælstofmængderne reguleres ved generelle normer for, hvor meget udnytteligt kvælstof, der må tilføres en mark. Der er behov for mere viden om de forskellige affaldsfraktioner og deres betydning for udvaskningen af kvælstof.

## 2 Rammer og mål for biogas

Dette kapitel beskriver de vedtagne politiske mål, strategier og direktiver, som har betydning for udformning af en fremtidig strategi for biogas. Nationale mål og strategier beskrives først efterfulgt af de overordnede rammer, som er fastlagt på EU-niveau.

### 2.1 Danske klima og energimål

#### 2.1.1 Energiaftalen fra 2012

Energiaftalen fra marts 2012 lagde op til *ambitiøs udbygning* med biogas, som blev konkretiseret i en Basisfremskrivning 2012 som fremskrev biogasproduktionen til 16,8 PJ biogas i 2020. Det tidligere "Grøn Vækst"-mål om, at "op til 50% af husdyrgødningen kan udnyttes til grøn energi i 2020", blev opgivet af regeringen i 2015.

#### 2.1.2 Energiaftalen fra 2018

I den nye energiaftale fra juni 2018 indgår, at ny biogas og andre grønne gasser skal støttes inden for en samlet pulje på 240 mio. kr. årligt. Støtten skal gå til biogas og andre grønne gasser, der anvendes til opgradering, transport og industrielle processer. Puljen udmøntes i 2021-23. Samtidig lukkes de eksisterende tilskudsordninger til biogas for nye støttemodtagere fra og med 2020.

Ny biogas til elproduktion skal fremover støttes via en samlet støtteordning for biomasse og biogas til kraftvarme, mens der ikke vil være støtte til ny biogas til varmeproduktion.

Regeringen forventer, at den samlede biogasproduktion hermed vil stige til ca. 23 PJ pr. år.

#### 2.1.3 Regeringsgrundlag, november 2016

Den danske regering har en langsigtet målsætning om, at Danmark i 2050 skal være uafhængig af fossile brændsler. Det fremgår ikke af regeringsgrundlaget, hvad der præcist forstås ved "uafhængig af fossile brændsler", men den tidligere regering definerede uafhængighed som, at "Danmark i 2050 kan producere vedvarende energi nok til at kunne dække det samlede danske energiforbrug". Dette må fortolkes som, at Danmark godt kan have et vist forbrug af fossile brændsler, hvis vi blot har en mindst lige så stor nettoeksport af VE.

Regeringsgrundlaget for trekløverregeringen fra november 2016 lover, at der skal udarbejdes en omkostningseffektiv strategi for opfyldelse af Danmarks reduktion af non-ETS-drivhusgasudledninger i 2030. Her skal anbefalinger fra Klimarådet inddrages. Regeringen vil desuden arbejde for, at Danmark i år 2030 skal have mindst 50% af sit energibehov dækket af vedvarende energi. Denne ambition er med den nye energiaftale forhøjet til 55%, idet der i energiaftalen er afsat finansiering til at nå op på denne VE-andel i 2030.

Regeringen lægger vægt på at sikre "international progression i den grønne omstilling" og via EU at fastlægge ambitiøse mål og politikker i fællesskab. Regeringen ønsker "det mest integrerede, markedsbaserede og fleksible energisystem i Europa, der kan håndtere stigende mængder vedvarende energi på en omkostningseffektiv måde" og lægger op til "en integration af



energisystemer på tværs af lande og sektorer (el, varme, gas, transport og forsyning) og en effektiv udnyttelse af ressourcerne”.

Regeringen ønsker at videreudvikle elmarkedet og at ”harmonisere vores støttesystemer for vedvarende energi”. Regeringen vil analysere barrierer for lagring af el. ”Fremtidens fleksible energimarked kræver samtænkning af energiformer og fleksibilitet på både udbuds- og efterspørgselssiden. Regeringen vil derfor udarbejde en handlingsplan for smart energi”. Regeringen vil endelig gennemføre den politiske aftale om at indføre et iblandingskrav på 0,9% avancerede biobrændstoffer i brændstof til landtransport. Kravet er efterfølgende blevet gennemført ved ændring af lov om bæredygtige biobrændstoffer.

#### **2.1.4 Forsyningsstrategien**

Regeringens strategi ”Forsyning for fremtiden” fra september 2016 har som mål at forsyningssektorerne - herunder el og gas, fjernvarme og spildevand - samlet set skal realisere et effektiviseringspotentiale på 5,9 mia. kr. årligt i 2025. Gasdistribution skal realisere et effektiviseringspotentiale på 0,1 mia. kr. i 2025 bl.a. ved at sammenlægge de tre gasdistributionselskaber, skabe øget konkurrence på detailmarkedet og forbedre den økonomiske regulering.

Fjernvarmesektoren skal effektiviseres for 0,5 mia. kr. i 2020 og 2,3 mia. kr. i 2025. Dette skal bl.a. ske ved at lægge loft over omkostningerne, give selskaberne individuelle effektiviseringskrav og ændre mulighederne for at optjene overskud. Regeringen lægger desuden op til at ændre krav og bindinger på produktionsform og brændsler. Regeringen vil således afskaffe kraftvarmekravet og brændselsbindingen til naturgas for de små værker udenfor kvotesektoren samt ophæve kommunernes mulighed for at pålægge tilslutningspligt. Samtidig skal vejledning og projektbekendtgørelse opdateres, og der skal indføres dokumentationspligt for beregningsforudsætninger. Desuden stilles krav om selskabsgørelse og udskillelse af den kommunale forvaltning. Ophævelse af kraftvarmekrav og brændselsbinding til gas vil sammen med grundbeløbets bortfald i 2019 kraftigt forringe afsætningsmulighederne for biogas til kraftvarme.

Affaldssektoren skal effektiviseres for 0,4 mia. kr. i 2025, bl.a. ved at konkurrenceudsætte affaldsforbrænding. Kommunerne skal indsamle og udbyde husholdningsaffald og kommunens eget affald. Kommunerne får pligt til at anvende private løsninger til håndtering og sortering af kommunalt indsamlet affald. Regeringen ønsker en markedsbaseret regulering og en konkurrenceudsat sektor, der bidrager til en mere cirkulær økonomi.

#### **2.1.5 Energikommissionen**

Energikommissionen konkluderer i deres rapport (Energikommissionen, April 2017), at der fremover vil være mindre behov for gas til grundlast-elproduktion og til rumopvarmning. Men der vil fortsat være brug for gas til industrielle processer, spidslast-elproduktion og formentlig til tung transport. Kommissionen peger på, at gassystemet i kraft af dets store lagerkapacitet kan levere fleksibilitet og forsyningssikkerhed til det øvrige energisystem, hvilket der vil blive stigende brug for i takt med øget produktion fra vind og sol.

Energi kommissionen forventer derfor, at der vil være en væsentlig rolle for gassystemet både i 2030 og frem mod 2050, i det omfang de grønne gasser bliver konkurrencedygtige. Kommissionen forventer, at den fossile naturgas vil kunne skabe en "glidende overgang i den grønne omstilling" og anbefaler, at den fossile naturgas i en overgangsperiode anvendes der, hvor det giver samfundsøkonomisk mening, og hvor grønne gasser potentielt kan være en løsning på sigt. Kommissionen anbefaler desuden, at det løbende vurderes, hvordan gassystemet bedst kan udnyttes i omstillingen til vedvarende energi.

### **2.1.6 Klimarådet**

Klimarådet anbefaler i deres rapport "*Omstilling frem mod 2030 - Byggeklodser til et samfund med lavere drivhusgasudledninger*" (Klimarådet, 2017) generelt, at bioenergi skal bruges, hvor den gør mest gavn, hvilket især er på transportområdet. Rådet kategoriserer biogassen som "dyr", men finder, at der er et godt perspektiv i biogas, fordi biogas kan spille en vigtig rolle i elproduktionen, når vinden ikke blæser og solen ikke skinner, og i den tunge transport, hvor elektrificering kan være vanskelig.

Rådet anbefaler derfor at fremme gas som drivmiddel til lastbiler, med henblik på at bane vejen for biogas. Det er i den forbindelse et argument, at det samfundsøkonomisk er meget billigt at skifte til gasdrevne lastbiler, og at gas er et billigere drivmiddel end diesel.

Rådet mener, at gassystemet kan udgøre et vigtigt element i et fremtidigt energisystem, som er præget af store mængder fluktuerende energikilder, blandt andet som lagerkapacitet og som backup-kapacitet i perioder med begrænset vind- og solenergi.

Biogas i naturgasnettet er en metode til at fortrænge fossile brændsler og derved få en større andel vedvarende energi i gassystemet samtidig med, at udledninger fra landbruget reduceres. Fremadrettet vil også metanisering kunne få en større rolle i at integrere el- og gassystemet ved eksempelvis at bruge gassystemet til lagring af overskydende vindenergi. Rådet forventer store læringseffekter ved at øge produktionen af biogas frem mod 2030.

Overordnet mener Rådet, at en prioritering af biogas inden 2030 i høj grad vil lette omstillingen mod et lavemissionssamfund i 2050 og bidrage meget til målet for vedvarende energi i 2030.

## **2.2 EU's klima- og energimål**

EU's fælles mål for reduktion af drivhusgasudledninger og for fremme af vedvarende energi er en vigtig drivkraft for klima- og energipolitikken i Danmark. EU har en politisk målsætning om at reducere udledningen af drivhusgasser for EU som helhed med 80-95% i forhold til 1990.

### **2.2.1 Klima- og energimål for 2020**

Med EU's klima- og energipakke fra 2009 blev disse mål fastlagt for Danmark for 2020:

- 20% reduktion af drivhusgasser udenfor kvote
- 30% vedvarende energi i energiforbruget
- 10% vedvarende energi i transport

Danmark er godt i gang med at opfylde målene for 2020. Basisfremskrivningen 2018 viser, at Danmark vil overopfylde målet om 30% vedvarende energi i energiforbruget i 2020 med stor margin, da andelen forventes at være 42% i 2020.

Transportsektoren anvender næsten udelukkende fossile brændstoffer, og opfyldelse af transportsektorens VE-mål på 10% i 2020 vil kræve en øget anvendelse af 2. generation biobrændsler, f.eks. biogas, eller alternative indsatser.

### **2.2.2 Klima- og energimål for 2030**

For 2030 har EU et CO<sub>2</sub>-reduktionsmål for ikke-kvotesektoren på 30% i forhold til 2005. Samtidig skal vedvarende energi udgøre 32% af energiforbruget i 2030.

Hvert EU-land er blevet tildelt et reduktionsmål for 2030 mellem 0 og 40%. For Danmark er reduktionsmålet på 39%. Det er som ventet i den høje ende, da Danmark er et af de rigeste EU-lande. Den ikke-kvotekomfattede del af økonomien består hovedsageligt af landbrug, transport og den individuelle opvarmning i boliger og erhverv.

For Danmark ligger de største udfordringer i at opfylde klimamålene uden for kvotesektoren dvs. bl.a. indenfor landbrug og transport. Biogas har mulighed for at bidrage til opfyldelsen af disse mål, men det er ikke besluttet, i hvilket omfang biogas skal bidrage.

EU's VE-målsætning er ikke udmøntet i nationale mål, i stedet skal EU-landene redegøre for, hvad deres bidrag til det fælles mål forventes at være, og hvilket udviklingsforløb de forventer. Med indgåelsen af den nye energiaftale er der lagt op til en VE-andel i Danmark på 55% i 2030.

Der er opnået enighed i EU om VE-målsætninger for transportområdet for 2021-2030. I 2030 skal der være 14% VE i transport, heraf 3,5% såkaldt avancerede biobrændstoffer og avanceret biogas. Der sker en gradvis indfasning af det sidstnævnte mål, idet der kræves mindst 0,2% i 2022 og mindst 1% i 2025. Avancerede biobrændstoffer/biogas kan tælle dobbelt mod de nævnte mål.

## **2.3 Affaldsdirektiv og ressourcestrategi**

I 2018 vedtog EU-landene en ny cirkulær økonomi-pakke, der reviderede seks eksisterende affaldsdirektiver. De reviderede direktiver indeholder nye og mere ambitiøse mål for øget genanvendelse og reduktion af deponi i medlemsstaterne.

Ifølge affaldsrammedirektivet (EU-Kommissionen, 2008) skal følgende affaldshierarki tjene som en prioritetsrækkefølge for lovgivning og politikker om affaldsforebyggelse og -håndtering:

- a) forebyggelse
- b) forberedelse med henblik på genbrug
- c) genanvendelse

- d) anden nyttiggørelse, f.eks. energiudnyttelse, og
- e) bortskaffelse.

Når medlemsstaterne anvender affaldshierarkiet, skal de fremme de muligheder, der giver det bedste samlede miljøresultat. Dette kan indebære at lade særlige affaldsstrømme afvige fra hierarkiet, når det kan begrundes af hensyn til de samlede miljømæssige konsekvenser ud fra en livscyklus-tankegang. Med revideringen i 2018 blev det tilføjet, at medlemsstaterne skal gøre brug af økonomiske instrumenter og andre foranstaltninger for at skabe incitament til anvendelse af affaldshierarkiet, såsom dem i bilag IVa eller andre hensigtsmæssige instrumenter og foranstaltninger.

Affaldsrammedirektivet fra 2008 satte et overordnet mål om, at medlemsstaterne skulle genanvende min. 50% af kommunalt affald i 2020, herunder som min. f.eks. papir, metal, plastic og glas fra husholdninger. Direktivet pålagde desuden medlemslandene som minimum at indføre særskilt indsamling af fraktionerne papir, metal, plast og glas fra den 1. januar 2015. Desuden opfordrede direktivet medlemsstaterne til at fremme en særskilt indsamling af bioaffald med henblik på kompostering og bioforgasning. Både kompostering og biogasproduktion tæller i denne forbindelse som genanvendelse, såfremt det afgassede organiske affald efterfølgende udbringes som gødning på landbrugsjord og næringsstofferne dermed recirkuleres (EU-kommissionen, 2017).

Med revideringen af affaldsrammedirektivet i 2018 blev der indsat følgende nye genanvendelsesmål for kommunalt affald:

- 55% i 2025
- 60% i 2030
- 65% 2035.

Desuden blev der indført krav om separat indsamling af organisk husholdningsaffald i 2023, ligesom Kommissionen forpligtes til senest i 2024 at overveje at opstille et separat mål for genanvendelse af kommunalt bioaffald.

Derudover revideres en række centrale definitioner, og metoden for beregning af genanvendelse ensrettes. Det vil betyde, at der fremdadrettet skal måles på den faktiske genanvendelse, og ikke kun på affald, der er sendt til genanvendelse på et genanvendelsesanlæg. Det vil formentlig betyde, at genanvendelsesmålene bliver sværere at nå.

Den nuværende danske affaldsstrategi, Ressourcestrategien "*Danmark uden affald*" fra 2013, satte som mål at fordoble genanvendelsen af 7 specifikke husholdningsaffaldsfraktioner, herunder organisk affald, fra 22% i 2013 til 50% i 2022. Den danske målsætning om at nå 50% genanvendelse i 2022 kan ikke direkte sammenlignes med EU-direktivets mål, men ses som mere ambitiøs end EU-målsætningen. Med de fastsatte mål og initiativer i affaldsstrategien forventes Danmark at leve op til EU's målsætning om 50% genanvendelse af det kommunale affald i 2020.

Regeringen har yderligere sat et nationalt mål om, at det "våde" organiske affald skal tælles med, hvilket forventes at medføre en stigning i udsorteringen af organisk affald fra 50.000 tons til ca. 300.000 tons fra husholdninger i 2022. Ifølge ressourcestrategien blev der i 2013 kilde-sorteret ca. 7% af det samlede potentiale på knap 800.000 ton fra organisk husholdningsaffald til efterfølgende central biologisk behandling - dette primært til biogasanlæg.

Ressourcestrategien beskriver videre, at der i 2011 blev beregnet et potentiale på ca. 206.000 tons organisk affald fra servicesektoren. Heraf blev der indsamlet og anvendt ca. 35.000 tons (17%) i biogas- eller komposteringsanlæg. Med initiativerne i ressourcestrategien forventes det, at ca. 4 gange så meget organisk affald fra restauranter, dagligvarehandel m.v. skal indsamles og anvendes til biogasproduktion i 2018.

Det forventes, at en ny national affaldsplan for Danmark udgives primo 2020 på baggrund af de reviderede affaldsdirektiver.

## **2.4 Cirkulær økonomi**

Cirkulær økonomi er et koncept, der udfordrer den gængse lineære økonomi, som starter med udvinding af ressourcer og fremstilling af produkter, der til sidst smides væk som affald. I en cirkulær økonomi holdes materialer og produkter i en kontinuert økonomisk kredsløb, hvor de bibeholder den højeste værdi længst muligt (Ellen MacArthur Foundation, 2015). Dette opnås gennem genbrug og genanvendelse af materialer og produkter i deres biologiske og tekniske kredsløb, der derved sikrer en mere bæredygtig forvaltning af jordens ressourcer, og samtidig giver nye økonomiske muligheder. Konceptet om cirkulær økonomi er visualiseret i figur 2-1. Det biologiske kredsløb indeholder organiske materialer, der på sikker vis, kan ekstraheres fra og returneres til biosfæren. Det tekniske kredsløb indeholder materialer, der ikke uden videre kan returneres til biosfæren, såsom plastic og metal.

## PRINCIPLE

# 1

Preserve and enhance natural capital by controlling finite stocks and balancing renewable resource flows  
ReSOLVE levers: regenerate, virtualise, exchange

## PRINCIPLE

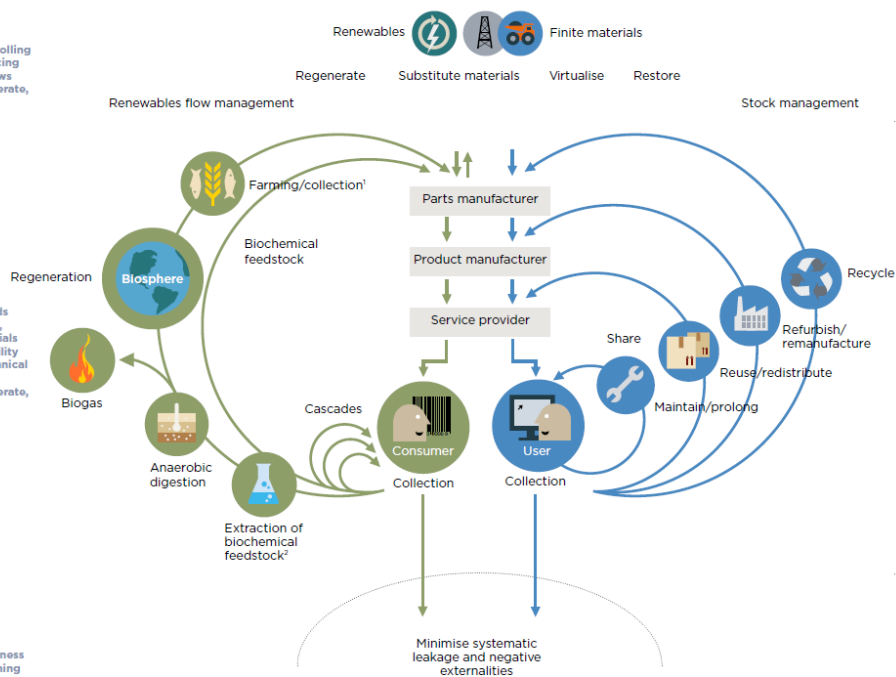
# 2

Optimise resource yields by circulating products, components and materials in use at the highest utility at all times in both technical and biological cycles  
ReSOLVE levers: regenerate, share, optimise, loop

## PRINCIPLE

# 3

Foster system effectiveness by revealing and designing out negative externalities  
All ReSOLVE levers



Figur 2-1. Den cirkulære økonomi (Ellen MacArthur Foundation, 2017)

Produktionen af biogas fra organiske restprodukter og affald fra landbrug, by og industri, anses som en af nøgleprocesserne i det biologiske kredsløb (Ellen MacArthur Foundation, 2017). Som det fremgår af figur 2-1 tillader produktionen af biogas en langsigtet og kontinuerlig cirkulation af ressourcer, når organiske restprodukter og affald afgasses til energiformål, samtidig med at den afgassede biomasse spredes som naturlig gødning på marken og derved opretholder en god jordkvalitet til den videre landbrugsproduktion. På denne måde returneres vigtige næringsstoffer til biosfæren og hjælper til opretholdelsen af et sundt og bæredygtigt økosystem. Omstillingen til vedvarende energi er ligeledes et af hovedformålene i en cirkulær økonomi, og her spiller biogasproduktionen yderligere en rolle.

## 2.5 Statsstøtteregler

Den gældende statsstøttegodkendelse af støtte til biogas til elproduktion og opgradering udløber i november 2023, og godkendelsen af støtten til proces, transport og varme udløber i december 2026. Hvis noget anlæg – eksisterende eller nyt – skal have støtte efter disse tidspunkter, skal Danmark forinden have anmeldt – og Europa-Kommissionen godkendt - en ny støtteordning. En sådan ny ordning skal opfylde kravene i de statsstøttereftningslinjer, der er gældende, når den nye støtteordning notificeres. De nuværende retningslinjer gælder fra 2014 til 2020.

### De nuværende retningslinjer for statsstøtte

De gældende retningslinjer stiller forskellige krav til forskellige former for vedvarende energi.

Støtte til elektricitet fra vedvarende energi skal fra 2017 gives efter en udbudsprocedure, medmindre medlemsstaten kan påvise, at der er for lidt konkurrence eller risiko for, at det vil føre til for højt støtteniveau eller lav gennemførelsesprocent. Udbudsproceduren bør som udgangspunkt være teknologineutral, men der kan laves teknologispecifikke udbud, hvis der er gode grunde hertil. Sådanne grunde kan være, at et teknologineutralt udbud ville føre til et suboptimalt resultat, eller at der er behov for diversificering, netstabilitet, eller hvis der er tale om en ny og innovativ teknologi, der har potentiale på længere sigt.

Støtte til anden vedvarende energi end elektricitet kan gives uden udbud, hvis støtten pr. energienhed ikke overstiger forskellen mellem produktionsomkostningerne og markedsprisen på brændslet.

For biomasse og biogas kan der gives støtte efter afskrivning af anlæggene, hvis driftsomkostningerne stadig er højere end markedsprisen på energien, eller det kan påvises, at fossil energi er mere fordelagtig.

Støtte kan ydes gennem certifikater, hvis støtten er nødvendig for at sikre rentabiliteten og ikke fører til overkompensation, samt at den ikke afholder producenterne fra at effektivisere. Støtte gennem certifikater må kun differentieres, hvis der er særlige grunde hertil.

Tidligere modtaget investeringsstøtte skal fratrækkes. Fødevarebaserede biobrændstoffer kan som hovedregel ikke støttes. Biobrændstoffer, der er underlagt et iblandingskrav kan ikke støttes.

Det vides ikke på nuværende tidspunkt, hvilke retningslinjer der vil gælde fra 2020.

### **Eksisterende og nye anlæg**

Det vil i forbindelse med en fornyet statsstøttegodkendelse være nødvendigt at skelne mellem nye og eksisterende anlæg. Eksisterende elproducerende anlæg skal således ikke opfylde krav om udbud, men det skal nye elproducerende anlæg, medmindre der er tilstrækkelig gode grunde til at fravige dette krav.

Eksisterende anlæg kan gives støtte til dækning af meromkostninger ved anvendelse af VE-brændsler. Rettesnoren her er, at der ikke må være overkompensation. Det vil her være en udfordring, at anlæggene har forskelligt støttebehov, da nogle har været i drift i mange år, og andre kun lige har foretaget store investeringer. Eksisterende anlæg må ikke få støtte til afskrivning ud over afskrivningsperioden.

## **2.6 EU's vinterpakke og det nye VE-direktiv**

På EU-plan lægger Vinterpakken og det nye VE-direktiv op til et bedre fungerende indre marked for energi. VE-direktivet lægger op til, at medlemslandene skal sikre, at oprindelsesgarantier for energi skal kunne dokumentere VE-andelen af en energimængde til slutkunden. Hvis en producent ønsker det, skal der udstedes oprindelsesgarantibeviser. Ifølge direktivet skal medlemslandene sikre, at der kun udstedes ét bevis for hver VE-produktion på 1 MWh.

For støttet VE skal oprindelsesgarantibeviserne sikres mod overkompensation. Oprindelsesbeviserne skal ikke have nogen betydning for opfyldelsen af EU's VE-mål på 32% VE i 2030. Oprindelsesgarantier skal kun gælde for et bestemt år og udløbe senest 12 måneder efter, at året er omme. En producent skal kunne bevise sin VE-andel med VE-oprindelsesgarantier.

Det fremgår desuden af VE-direktivet, at støtte til VE-el skal udformes således, at el fra vedvarende energikilder integreres i elmarkedet, og at producenterne reagerer på markedssignaler. Støtten skal evalueres med mellemrum.



## 3 Produktion og brug af biogas

Biogas dannes, når biologisk stof nedbrydes under iltfrie forhold, f.eks. i skovsøers bundslam. Det er denne naturligt forekommende bakterielle nedbrydningsproces, som udnyttes til energiproduktion i biogasanlæg, hvor processen foregår i en gastæt beholder med omrøring og opvarmning til 35-55°C. Biogas består af 55-65% metan, som er den brændbare del af gassen. Resten er CO<sub>2</sub>, samt nogle få procent svovlbrinte (H<sub>2</sub>S), kvælstof og vanddamp.

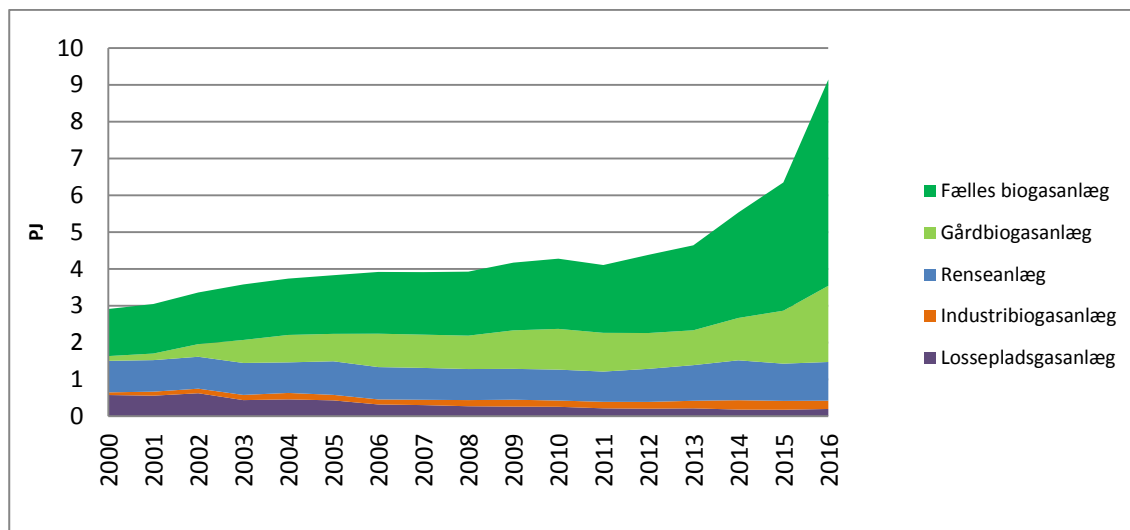
### 3.1 Den historiske udvikling

Biogasprocessen er i over hundrede år blevet brugt til stabilisering af slam på spildevandsanlæg. Der er i dag biogasanlæg på ca. 50 spildevandsanlæg. Der er nogle få industrier med egne biogasanlæg, og der er knap 30 større og mindre lossepladser, hvorfra biogas indvindes og udnyttes. Mulighederne for nye lossepladsgasanlæg er i hovedsagen udtømt. Det største potentiale for nye anlæg findes i husdyrgødningsbaserede biogasanlæg i landbruget, men spildevandsanlæggene ser også muligheder for en større biogasproduktion, hvis de kan få lov til at afgasse nye organiske affaldsfraktioner.

De husdyrgødningsbaserede anlæg udgøres i dag af ca. 90 store fællesanlæg og gårdbiogasanlæg. De omsætter op mod 15% af den samlede mængde husdyrgødning i Danmark. Fællesanlæggene har kapaciteter til behandling af 100-2000 tons gylle og anden biomasse pr. dag. De største anlæg behandler gylle/gødning fra over hundrede besætninger i deres områder. Gårdanlæggene har kapaciteter indenfor et spektrum på 10-100 tons pr. dag. Tendensen går mod større anlæg for både fælles- og gårdanlæg på grund af økonomiske fordele herved.

#### Produktionen år 2000 til 2016

Udviklingen i biogasproduktionen fra år 2000 til 2016 fremgår af figur 3-1. Det ses, at produktionen fra lossepladsgas, industrianlæg og spildevandsanlæg er nogenlunde konstant. Stigningen kommer fra udbygningen med husdyrgødningsbaserede anlæg. Op gennem 00'erne stagnerede den samlede produktion. Efter energiaftalerne i 2008 og 2012, hvor støtten via pristillæg blev hævet markant, er udbygningen med husdyrgødningsbaserede anlæg accelereret kraftigt. Mange af de nye anlæg har desuden fået anlægstilskud fra Fødevareministeriet, og en del gårdanlæg har opnået støtte via energisparemidlerne.



Figur 3-1. Udviklingen i biogasproduktionen fra 2000 til 2016 i PJ.

Den samlede biogasproduktion er steget fra knap 3 PJ i år 2000 til ca. 9 PJ i 2016. I 2017 viser foreløbige tal en produktion på ca. 11 PJ<sup>1</sup>.

Drivkraften er især de forbedrede støttemuligheder, der blev aftalt i Energiaftalen i 2012, hvor bl.a. biogas, der afsættes til naturgasnettet, begyndte at få støtte. Dette forbedrede afsætningsmulighederne i betydeligt omfang, og samtidig blev gasselskabernes interesse for at inkludere biogas i deres forretning mobiliseret. Dette har været kraftigt medvirkende til den acceleration i udbygningen, som nu afspejler sig i stigende produktion.

## 3.2 Status og udvikling i dag

### 3.2.1 Fællesanlæg og gårdanlæg

Af de eksisterende fællesanlæg er de 16 etableret før år 2000. Det er typisk for fællesanlæggene, at de fungerer som infrastrukturanlæg for behandling og omfordeling af landbrugets husdyrgødning. De bliver derfor løbende vedligeholdt og med mellemrum renoveret og udvidet. De fleste af de 16 gamle anlæg er blevet udvidet væsentligt, og mange af dem planlægger yderligere udvidelser.

Den anden 'bølge' af fællesanlæg blev igangsat med de anlægstilskud, der blev bevilget i 2012. Produktionen fra disse anlæg bidrager væsentligt til den samlede stigning i produktionen de seneste år.

Gårdanlæggene er historisk blevet etableret og lukket igen ud fra en lidt anden 'logik' end fællesanlæggene. De fleste af de gamle gårdbiogasanlæg - fra før år 2000 - er i dag lukket. Gårdanlæggenes levetid er i gennemsnit omkring 15 år. Når gårdanlæg lukkes, hænger det typisk sammen med den kraftige strukturudvikling i landbruget, hvor besætningerne samles på færre

<sup>1</sup> Tallene for 2017 er ikke bearbejdet endnu.

og større gårde. I dag er gårdanlæggene betydeligt større, end de var for 10-20 år siden. De er i stigende grad baseret på gødning fra flere nærtliggende gårde og på organisk affald. På den måde kan en del af gårdanlæggene også betragtes som små fællesanlæg.

### **Udbygningen fortsætter**

I foråret 2018 er 5-10 nye biogasanlæg ved at blive bygget, og derudover er en række projekter for nye anlæg er i gang med planlægningsfasen. Energistyrelsen forventer derfor en fortsat vækst i produktionen frem til 2020 og herefter. I 2020 forventes produktionen at nå op på ca. 19 PJ<sup>2</sup>. Udbygningen er lidt større end den forventede udbygning efter Energiaftalen fra 2012, hvor biogasproduktionen blev fremskrevet til 16,2 PJ<sup>3</sup> i 2020.

### **Opgradering foretrækkes af mange**

Andelen af biogas, der bliver opgraderet og tilført naturgasnettet, stiger kraftigt, og i 2018 forventes omkring halvdelen af gassen at blive opgraderet. Der er dermed sket en markant udvikling siden 2012, hvor produktionen udelukkende gik til produktion af el og varme. Elproduktionen blev afsat til elnettet, mens varmeproduktionen blev afsat til fjernvarmeforsyning eller - for mange gårdanlægs vedkommende - anvendt til opvarmning af stuehuse og staldbygninger på gårdene. Afsætning af biogas til naturgasnettet er i de senere år steget kraftigt. Der er i dag ca. 30 opgraderingsanlæg i Danmark.

Opgradering og tilførsel til naturgasnettet forventes at blive den primære afsætningsvej for biogassen. Hovedparten af de nye og planlagte anlæg forventer at afsætte biogas til opgradering, og nogle af de anlæg, der i dag afsætter gas til elproduktion, forventes at skifte til opgradering. Der forventes kun en svag stigning i elproduktion på biogas. Det skyldes bl.a., at biogas til kraftvarme på varmesiden presses af billigere alternativer, og at anlæg, der leverer til fjernvarmeverker, ofte har afsætningsproblemer for varmeproduktionen om sommeren.

Der er stor interesse for biogas til transport, hvor gassen anvendes i opgraderet form via naturgasnettet, og flere projekter er i gang.

HOFOR har i oktober 2013 igangsat anvendelsen af biogas i Københavns bygasnet. Dette anlæg adskiller sig ved kun at rense, men ikke opgradere biogassen.

### **Interesse for biogas til proces, transport og varme**

Støtteordningerne til biogas anvendt til proces-, transport- og varmeformål trådte i kraft 1. juli 2016. Der er indtil videre 7 anlæg, der har fået tilsagn om pristillæg på disse ordninger. Nogle større virksomheder ønsker biogas leveret direkte fremfor at købe opgraderet biogas via nettet. Der forventes kun en svag stigning i anvendelsen af biogas til proces og varme, men denne vurdering er meget usikker.

---

<sup>2</sup> Ekskl. forgasningsgas til elproduktion, som modtager støtte efter samme regler som biogas.

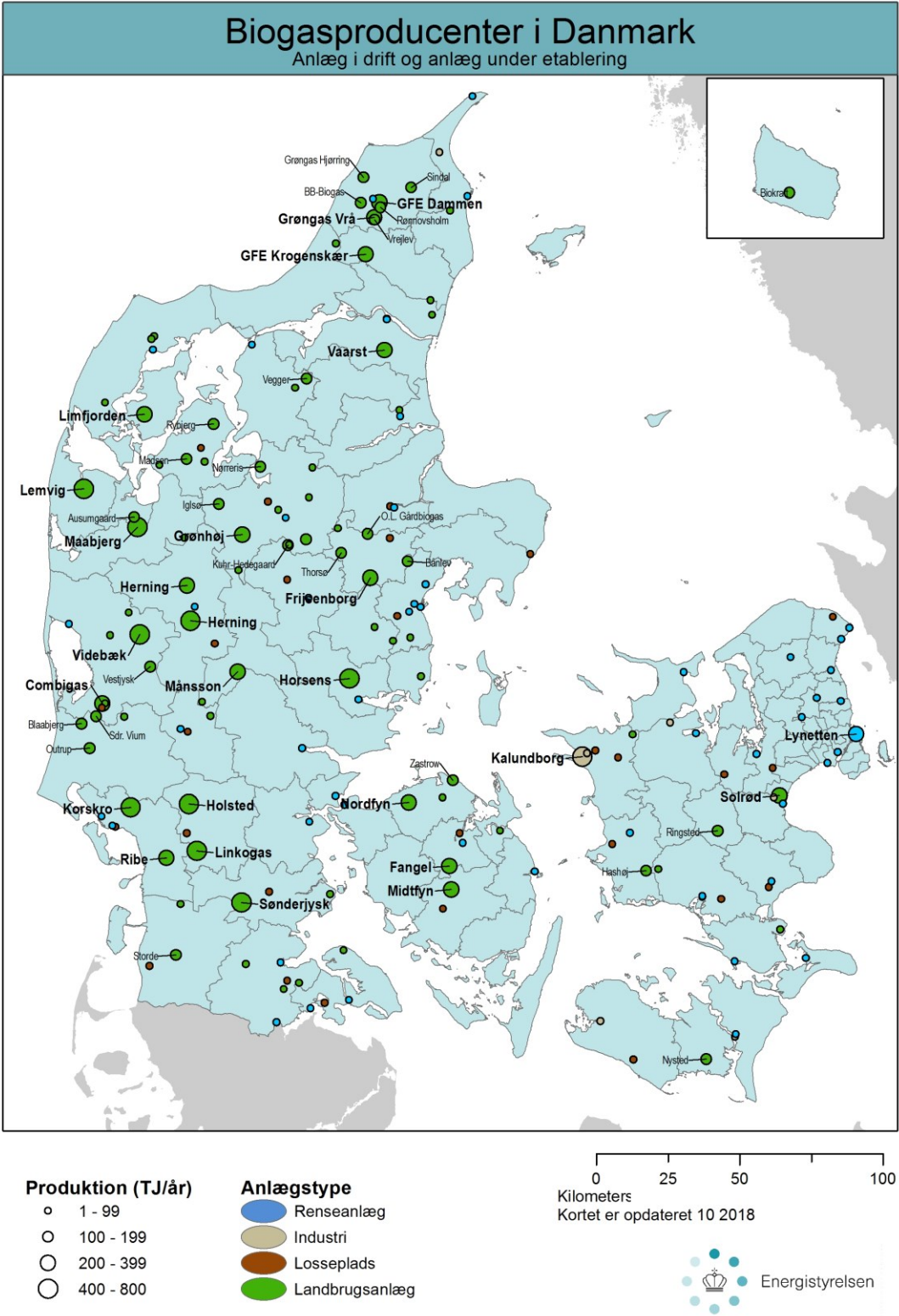
<sup>3</sup> Ekskl. 0,6 PJ forgasningsgas.

Der har endnu ikke været ansøgt om støtte til direkte anvendelse af biogas til transport, og indtil nu har interessen kun i begrænset omfang resulteret i anvendelse af biogas i transportsektoren.

### **Anlæggene bliver større**

Fællesanlæg og gårdanlæg baseret på husdyrgødning står for langt den største del af biogasproduktionen og tegner sig også for den største forventede produktionsstigning fremover. Et markant udviklingstræk er, at anlæggene bliver større. Det gælder både fælles- og gårdanlæg og en række endog meget store fællesanlæg er nu etableret eller under etablering. Denne udvikling hænger sammen med en ændring i ejerforholdene. Hvor de landmandsejede anlæg (gårdanlæg eller andelsselskaber bag fællesanlæg) dominerede før år 2000, etableres de store fællesanlæg nu typisk som aktieselskaber med store gasselskaber som hovedkræfter (Nature Energy og E.ON) og/eller med biogasselskabet Bigadan A/S som investor. I disse selskaber indgår landmændene typisk med en aktieandel via deres leverandørselskab.

Gårdanlæggene vokser også. Nogle landmænd har specialiseret sig i biogasproduktion i ret betydeligt omfang. Kommunale/varmeforbrugerejede værker og nogle kommunale anlæg er blevet solgt til landmændene og til Bigadan A/S.



Figur 3-2. Kort over biogasanlæg i drift og under etablering.

### **Nye biomasser bliver taget i brug**

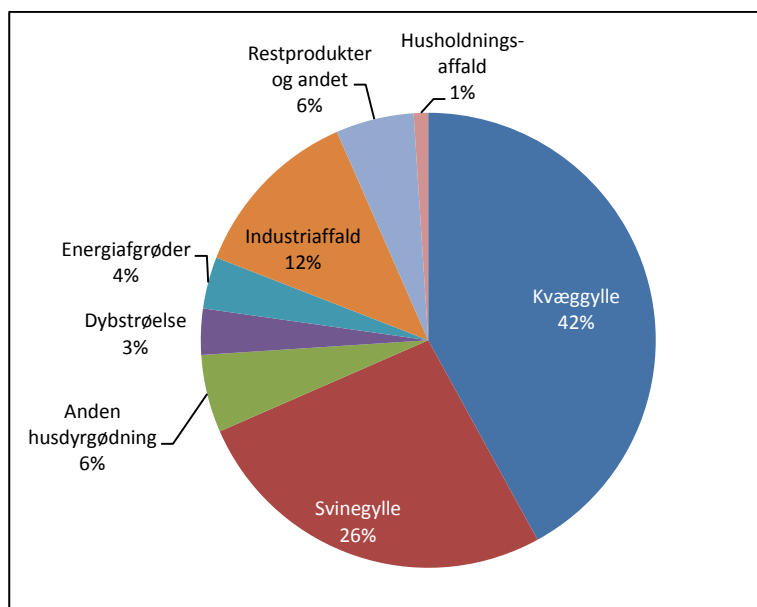
I dag bliver op mod 15% af den danske husdyrgødning anvendt til biogas. Det kan forventes, at 25-30% af husdyrgødningen afgasses i biogasanlæg i 2020. Udover gødning afgasses blandt andet organisk industriaffald, madaffald, energiafgrøder og spildevandsslam i biogasanlæg.

Brug af dybstrøelse, som var næsten ukendt i 2012-2013, er steget overraskende hurtigt. Dybstrøelse indgår nu i biomassegrundlaget på mange anlæg og i 2016/17 udgjorde anvendelsen af dybstrøelse 3% af den totale mængde af anvendte biomasser (se figur 3-3). Brug af halm er også etableret en del steder, om end dette går langsommere end udviklingen i brug af dybstrøelse. Dette skyldes, at halm er svært nedbrydeligt, hvorfor det er teknisk svært at anvende i biogasanlæggene.

Madaffald fra detailhandlen indgår i dag også som råvare i biogasproduktionen. Også denne udvikling har været overraskende hurtig. Årsagen er, at en effektiv teknik til at skille indhold fra emballage er blevet introduceret. De store supermarkeds kæder har i dag indgået aftaler om levering af madvarer, som har overskredet holdbarhedsdatoen, til biogasproduktion.

Organisk husholdningsaffald er som følge af ressourcestrategiens mål om genanvendelse på vej ud af forbrændingsanlæggene. Et stigende antal kommuner indfører sorteringsordninger, som gør affaldet tilgængeligt for biogasanlæg. Biogasproduktion giver - i modsætning til affaldsforbrænding - mulighed for at genanvende næringsstofferne. Biogasproduktion kategoriseres af denne grund som "genanvendelse" og kan bidrage til at nå ressourcestrategiens mål herfor - i modsætning til forbrænding. Ved udbringning af den afgassede biomasse på landbrugsjord, er det dog vigtigt at sikre at urenheder såsom plastikrester fra eksempelvis husholdningsaffald, så vidt muligt undgås. Når det organiske affald udsorteres, vil mindre mængder affald blive forbrændt i forbrændingsanlæg.

Som følge af etablerede kriterier for bæredygtig biogasproduktion er der opsat grænser for brugen af energiafgrøder til biogas. Fra og med august 2018 må der højst anvendes 12% energiafgrøder. Biogasproducenter i Danmark anvender generelt et lavt niveau af energiafgrøder i biogasproduktionen.



Figur 3-3. Anvendte biomasser i fælles- og gårdanlæg i planåret 2016/17 indberettet fra anlæggene.

### 3.2.2 Spildevandsrensningsanlæg

Der er etableret biogasproduktion på ca. 50 spildevandsanlæg. Processen har været i brug på spildevandsanlæggene i over hundrede år, primært med det formål at stabilisere slammet og reducere volumen. De senere år er interessen for biogassen som energikilde vokset på spildevandsanlæggene. Eksempelvis leverer Danmarks største spildevandsanlæg, Lynetten, nu biogas til HOFOR, som renses gassen og leverer den ud til over 100.000 kunder via bygasnettet.

En del spildevandsanlæg undersøger nu mulighederne for at udvide biogasproduktionen ved anvendelse af flere affaldsfraktioner, ligesom flere værker ønsker at opgradere gassen og levere den til naturgasnettet. Drivkraften er bl.a. ressourcestrategiens genanvendelsesmål, idet afgangning af det organiske affald regnes for genanvendelse, mens afbrænding med energiuudnyttelse ikke gør. Kommuners og spildevandselskabers klima/energimål og de høje driftstilskud spiller også en rolle for denne udvikling.

Når afgangning af det organiske affald regnes for genanvendelse skyldes det, at afgangning gør det muligt at genanvende næringsstofferne i det organiske affald, hvilket ikke er tilfældet ved afbrænding af affaldet. Hvis der skal være tale om genanvendelse, skal næringsstofferne fra det organiske affald således udbringes på landbrugsjord. I dag udbringes imidlertid kun en del af næringsstofferne fra spildevandsanlæggene. Den manglende udbringning skyldes dels, at næringsstoffer i den "tynde del" af det afgangede affald renses væk i spildevandsrensningsanlægget, og dels, at ikke alle udbringer den "tykke del" af slammet. Manglende udbringning kan skyldes, at slammet overskrider miljømæssige grænseværdier, eller at egnede landbrugsjorde ligger for langt fra spildevandsanlægget. Organisk affald bør derfor ikke omdirigeres fra afbrænding til afgangning på spildevandsanlæg som følge af ressourcestrategiens genanvendelsesmål, medmindre det sikres, at næringsstofferne i affaldet genanvendes på landbrugsjord. Dette vil ske automatisk, hvis afgangningen finder sted i et husdyrgødningsbaseret biogasanlæg.

Om det samlet set er hensigtsmæssigt at afgasse organisk affald i rådnetanke på spildevandsanlæg afhænger af, hvilken type organisk affald der er tale om, og hvad den alternative anvendelse er (se kapitel 6). Klimaregnskabet, herunder udledningen af drivhusgasser, for spildevandsanlæg er generelt et underbelyst område, der med fordel kunne undersøges og optimeres.

### **3.2.3 Industrianlæg**

Det generelle billede er, at de virksomheder, der qua deres produktion har organisk affald, der egner sig til biogasproduktion, leverer dette affald ud til de gyllebaserede biogasanlæg. Arla leverer således sit affald til gylleanlæggene og får biogas leveret direkte til brug på virksomheden. Dette har i mange år været en billig og fordelagtig løsning for industrierne. Der er få undtagelser herfra, idet der findes 6 industribiogasanlæg, der selv forgasser eget organisk affald. Senest er der etableret et stort biogasanlæg i Kalundborg med Novo's organiske affald som sit primære grundlag. Nye dedikerede industrielle affaldsanlæg vil i nogle tilfælde betyde, at affald, der før tilgik husdyrgødningsbaserede anlæg – og bidrog til at skabe en rentabel produktion på disse anlæg – i stedet bliver afgasset uden husdyrgødning på rene industrianlæg.

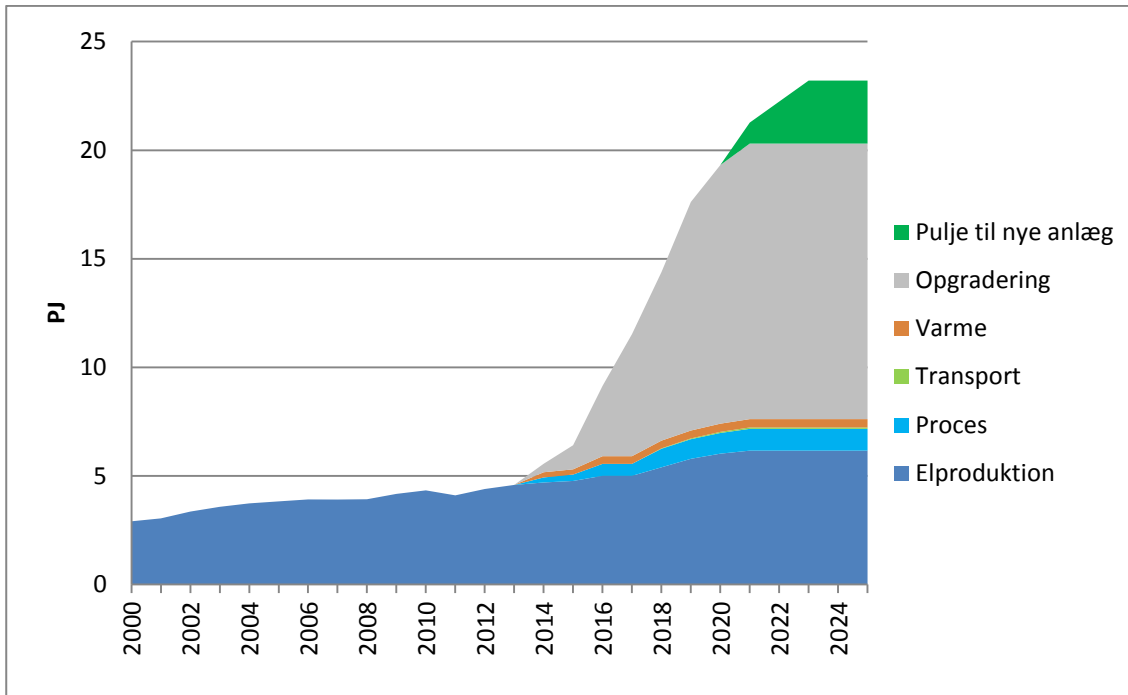
### **3.2.4 Lossepladsanlæg**

Det er efterhånden længe siden, at deponering af organisk affald ophørte. Udvinning af biogas fra lossepladserne sker fortsat fra knap 30 lossepladsgasanlæg, men produktionen er langsomt aftagende, efterhånden som det organiske affald i de gamle deponier bliver omsat. Lossepladsanlæg leverer i dag kun ca. 2% af biogasproduktionen.

## **3.3 Udbygning efter 2020**

Med indgåelsen af den nye energiaftale i juni 2018 er der afsat en pulje på 240 mio. kr. til udbygning med ny biogas i perioden 2021-23. Beløbet forventes at svare til en udbygning på ca. 3 PJ. Der er p.t. ikke afsat midler til yderligere udbygning herefter. Figur 3-4 viser den forventede samlede biogasproduktion frem til 2025.

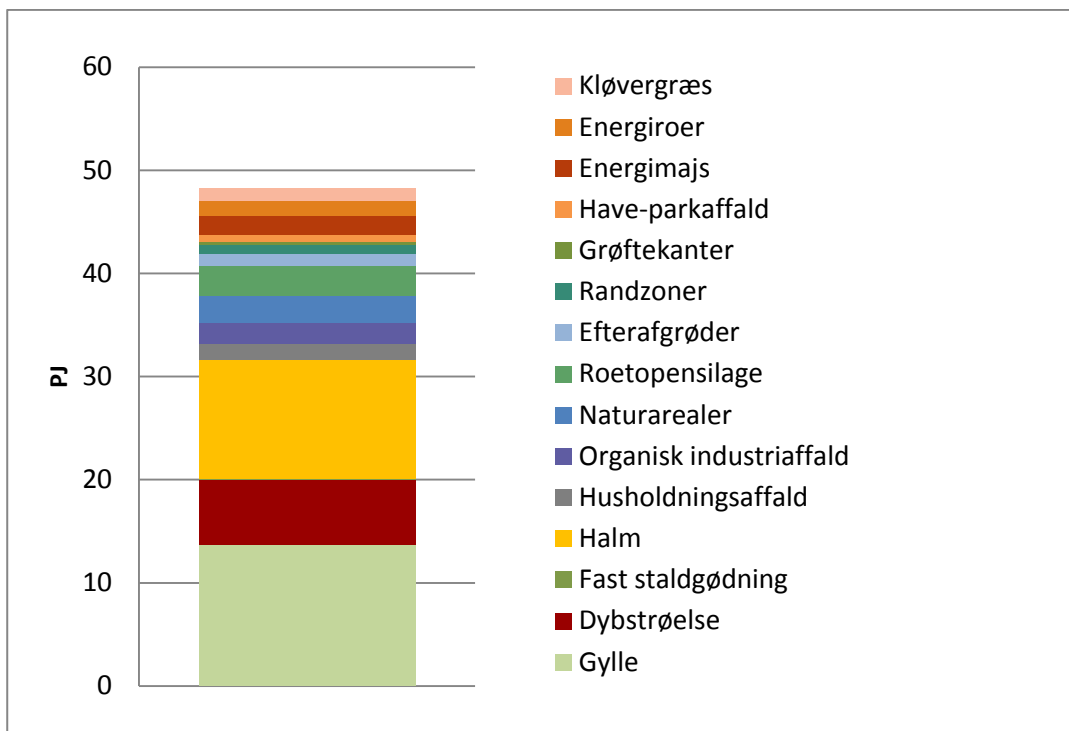




Figur 3-4. Den forventede udvikling i biogasproduktionen frem til 2025, opgjort i PJ/år.

### 3.4 Det langsigtede potentiale for biogas

Det langsigtede tekniske potentiale for biogasproduktion i Danmark baseret på nationale ressourcer er blevet opgjort til mellem 40 og 50 PJ, afhængigt af, hvilke ressourcer der antages anvendt. Nedenstående figur 3-5 viser en opgørelse af det samlede biogaspotentiale i et antal udvalgte ressourcer, der teknisk set kan være til rådighed for biogasproduktion (Birkmose, Hjort-Gregersen, & Stefanek, 2013). Det vil dog formentlig ikke være økonomisk rentabelt at udnytte alle disse ressourcer, ligesom der endnu er tekniske udfordringer med at bruge halm i store mængder i biogasanlæg. Hvis reglerne for brug af energiafgrøder strammes, f.eks. som følge af Europa-Kommissionens betingelser for statsstøtte, vil potentialet herfra falde væk. Omvendt kan eksempelvis udnyttelse af akvatisk biomasse forøge potentialet væsentligt.

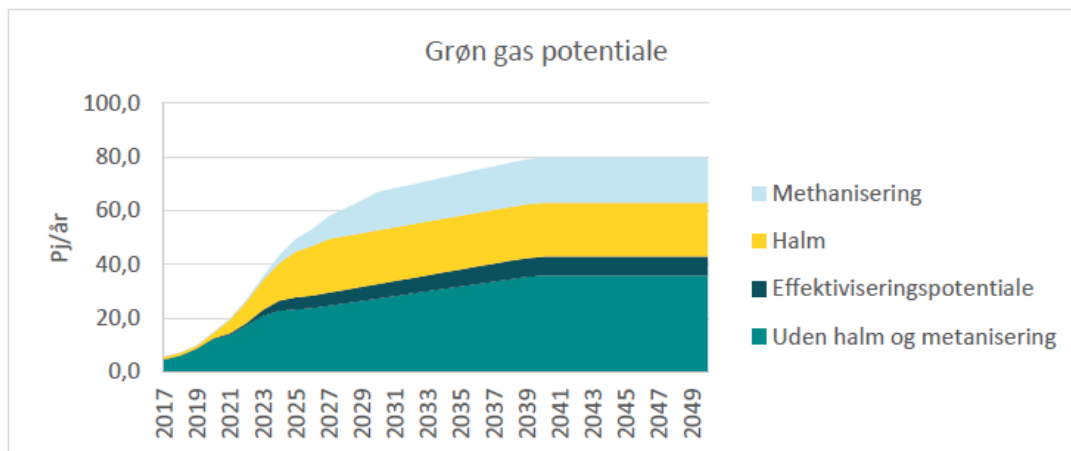


Figur 3-5. Oversigt over samlet biogaspotentiale fra udvalgte ressourcer.

I potentialet for biogas fra halm indgår den mængde halm, der skønnes at være til rådighed for biogas udover anvendelsen til foder, strøelse og andre energiformål.

Potentialet kan øges, hvis biogassens CO<sub>2</sub>-indhold i stedet for at blive rensset væk i opgraderingsprocessen omdannes til metan under anvendelse af brint, der kan fremstilles af el gennem elektrolyse.

Henrik B. Møller (Møller H. B., 2017) har yderligere opstillet en række scenarier for det danske biogaspotentiale. Afhængigt af en række ændrede produktionsvilkår i det danske landbrug i fremtiden, er det mest ambitiøse scenarie opgjort til et samlet teknisk potentiale på 105 PJ biogas. Dette scenarie inkluderer blandt andet, en øget udnyttelse af husdyrgødning, halm og græs, yderligere effektivisering, samt mulighed for lagring af overskuds-el via metanisering. På baggrund af Henrik B. Møllers scenarier (Møller H. B., 2017), har gasdistributionselskaberne vurderet, at et realistisk niveau vil ligge på omkring 80 PJ grøn gas (inkl. metanisering) i 2035 som vist i figur 3-6 (GrønGasDanmark, 2017). Gunstige rammevilkår og teknologiudvikling er dog en forudsætning for at opnå en samfundsøkonomisk realisering af dette niveau.



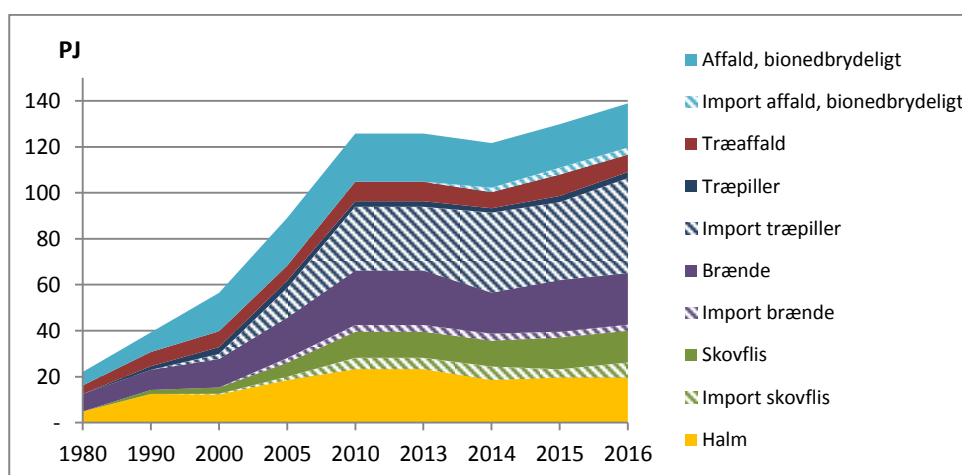
Figur 3-6. Grøn gas potentiale ved dansk satsning på biogas (GrønGasDanmark, 2017)

### 3.5 Det langsigtede potentiale for bioenergi

Forbruget af biomasse til energiformål har udviklet sig markant i de seneste tyve år. Frem til 2000 var det især affald, halm og brænde, der blev anvendt. I perioden herefter steg anvendelsen af især træpiller og flis ret markant, og efter 2010 har specielt træpiller domineret forbruget af faste biomasser til energiformål.

I 2016 dækkede vedvarende energi (VE) ca. 29% af det danske bruttoenergiforbrug, og fast biomasse udgjorde størstedelen - ca. 64% - heraf, mens biogas stod for ca. 4%. I Basisfremskrivning 2017 forventes en stigning i forbruget af fast biomasse på ca. 40 PJ fra 2015 til 2020 (Energistyrelsen, 2017).

Figur 3-7 illustrerer udviklingen i anvendelse af forskellige typer af fast biomasse fra 1980-2016.



Figur 3-7. Anvendelse af fast biomasse i dansk bruttoenergiforbrug fra 1980-2016, hhv. egenproduktion og import, direkte energiindhold (PJ) (Energistyrelsen, 2017).

### Langsigtet bæredygtigt forbrug af biomasse til energi

Ifølge IRENA's<sup>4</sup> globale vedvarende energi roadmap – REmap 2030 – (IRENA, 2014) kan bioenergi udgøre 60% af det totale globale forbrug af vedvarende energi i 2030. I 2010 var det globale forbrug af bioenergi på 53 exajoules (EJ), og det kan blive fordoblet til 108 EJ i 2030, hvis det realisable potentiale for alle vedvarende energiteknologier implementeres.

Den totale globale mængde bioenergi, der vil være til rådighed i 2030, er vurderet til mellem 97 EJ og 147 EJ pr år. Heraf udgør restprodukter og affald fra landbruget størstedelen, nemlig 37-66 EJ, mens energiafgrøder står for 33-39 EJ og biomasse fra skov står for 24-43 EJ.

I 2050 forventes den globale mængde bioenergi, der kan udnyttes bæredygtigt, at udgøre et sted mellem 100 og 300 EJ pr. år (Energistyrelsen, 2014).

Høje vækstrater i det globale forbrug af bioenergi medfører øget risiko for stigende priser og uønskede konsekvenser for fødevarer sikkerhed, klima, miljø, biodiversitet og sociale forhold. Brugen af biomasse kan bl.a. medføre forskydning i arealanvendelse som følge af markedseffekter (ILUC), hvilket påvirker det globale kulstofkredsløb og dermed også mængden af drivhusgasser i atmosfæren (COWI og Københavns Universitet, 2015.).

IRENA anbefaler derfor (IRENA, 2014), at landene satser på den brede portefølje af vedvarende energiteknologier og reducerer anvendelsen af bioenergi.

I Danmark er den mængde bioenergi, som kan produceres indenfor landets grænser, vurderet til 148 PJ pr. år (Ea-Energianalyse; SDU, 2017). I fremtiden vil potentialet formentlig være højere, idet forskellige scenarier fremskriver det til mellem 102 og 315 PJ/år. Et højere potentiale kan komme af en øget produktivitet i land- og skovbrug og/eller øget udnyttelse af rest- og biprodukter (Energistyrelsen, 2014).

I Energistyrelsens scenarier for et fremtidigt vedvarende energisystem er *mængden* af bioenergi til rådighed en afgørende faktor for, hvordan systemet kan indrettes (Energistyrelsen, 2013).

Det har desuden stor betydning, *hvilke* bioenergiressourcer der anvendes. Biogas er i vidt omfang baseret på indenlandske affalds- og restprodukter, der ikke kan eksporteres og ikke har anden anvendelse. Biogas vil derfor med større sikkerhed end importerede træpiller levere bæredygtig bioenergi og bidrage til den langsigtede forsyningssikkerhed. Udnyttelse af hjemlige rest- og affaldsbiomasser, fremfor importeret træ, bidrager samtidig til at undgå, at Danmark trækker uforholdsmæssigt meget på de globale biomasseressourcer og følger en omstillingsvej, som andre lande dermed ikke har mulighed for at følge på bæredygtig vis.

---

<sup>4</sup> International Renewable Energy Agency (IRENA) er en mellemstatslig organisation der danner platform for og støtter internationalt samarbejde med fokus på udbredelsen af bæredygtig og vedvarende energi (<http://www.irena.org/home/index.aspx?PriMenuID=12&mnu=Pri>)

## 4 Det nuværende støttesystem

### 4.1 Driftstilskud til biogas

Det nuværende støttesystem til biogas blev aftalt i forbindelse med Energiaftale 2012, der gælder for tiden frem til 2020. I perioden 2010 – 2012 blev der givet anlægstilskud til biogasanlæg under landdistriktsprogrammet, men denne tilskudsmulighed er ophørt. Til og med 2016 kunne gårdbiogasanlæg desuden i visse tilfælde få energisparemidler.

Der ydes i dag kun støtte til anvendelsen af biogas til elproduktion, til opgradering med tilførsel til naturgasnettet, samt til transport, procesformål og varmeformål, jf. VE-lovens § 43a – § 43e og naturgasforsyningslovens § 35c.

Forligsparterne aftalte i 2012, at der skulle være "tilskudsmæssig ligestilling" mellem afsætning via naturgasnettet og afsætning til kraftvarme, og at den samlede støtte til biogas, der anvendes til kraftvarme eller sendes ud i naturgasnettet skulle være på 115 kr./GJ.

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 blev statsstøttegodkendt i december 2015 og trådte i kraft 1. juli 2016.

Støtte til:	Grundbeløb	Tillæg, der reguleres i forhold til naturgaspris	Tillæg, der aftrappes frem mod 2020	Samlet støtte før regulering af satser
Opgradering	79 kr./GJ <sup>1</sup>	26 kr./GJ <sup>2, 9</sup>	10 kr./GJ <sup>3</sup>	115 kr./GJ
Proces	39 kr./GJ <sup>4</sup>	26 kr./GJ <sup>2</sup>	10 kr./GJ <sup>3</sup>	75 kr./GJ
Transport	39 kr./GJ <sup>4</sup>	26 kr./GJ <sup>2</sup>	10 kr./GJ <sup>3</sup>	75 kr./GJ
Varmeformål	-	26 kr./GJ <sup>2</sup>	10 kr./GJ <sup>3</sup>	36 kr./GJ
<b>Elproduktion:</b>				
Fast afregningspris (inkl. elpris)	79,3 øre/kWh <sup>5</sup>	26 øre/kWh <sup>6, 9</sup>	10 øre/kWh <sup>7</sup>	115,3 øre/kWh
Pristillæg	43,1 øre/kWh <sup>8</sup>	26 øre/kWh <sup>6</sup>	10 øre/kWh <sup>7</sup>	79,1 øre/kWh

Tabel 4-1. Oversigt over sammensætning af biogasstøtte, jf. energiaftalen fra 2012 (i 2012-priser).

Anm.:1) Opreguleres årligt med 60% af nettoprisindekset. 2) Ved en naturgaspris på 53,2 kr./GJ. Nedreguleres ved en højere naturgaspris og opreguleres ved en lavere naturgaspris. 3) Aftrappes med 2 kr./GJ årligt fra og med 2016, og bortfalder i 2020. 4) Fastholdes på 39 kr./GJ i løbende priser. 5) Fast afregningspris. Markedsprisen på el er inkluderet i satsen. Opreguleres årligt med 60% af nettoprisindekset. 6) Op- og nedreguleres i forhold til naturgasprisen på samme måde som 26 kr./GJ-tillægget. 7) Aftrappes med 2 øre/kWh årligt fra og med 2016, og bortfalder i 2020. 8) Opreguleres årligt med 60% af nettoprisindekset. 9) Som følge af overkompensation forventes støtten til opgradering nedsat med 5 kr./GJ fra 1. januar 2019, og støtten til el, der afregnes efter fast afregningspris, nedsættes med 8 øre/kWh.

Elproduktion baseret på biogas modtager i udgangspunktet i alt enten 115 øre pr. kWh inklusiv elprisen eller 79 øre i støtte oven i elprisen (2012-satser), jf. tabel 4-1. Støtten gives som enten en fast afregningspris eller et pristillæg, plus to yderligere pristillæg, hvoraf det ene reguleres med naturgasprisen og det andet aftrappes frem mod 2020. Det er i dag muligt for støttemodtageren at vælge frit mellem de to muligheder; dog skal den ønskede afregningsmetode vælges for et helt kalenderår ad gangen. Hvis elprisen er lavere end ca. 36 øre pr. kWh er det for-

delagtigt at få den faste afregningspris frem for pristillægget. Da elprisen i dag ligger omkring 20 - 25 øre/kWh har de fleste i øjeblikket valgt fast afregningspris.

Tillægget på 26 kr. /GJ til opgradering, samt proces, transport og varme, nedreguleres ved en højere markedspris på naturgas end 53,2 kr./GJ og opreguleres ved en lavere markedspris. Tillægget på 26 øre/kWh til elproduktion reguleres tilsvarende.

Den varmeproduktion, der fremkommer ved kombineret el- og varmeproduktion (kraftvarme), opnår indirekte støtte, hvis den fortrænger afgiftsbelagt varmeproduktion, typisk naturgas. For hver GJ afgiftsbelagt naturgas, der fortrænges, spares en CO<sub>2</sub>-afgift på 9,8 kr./GJ og en energi-afgift på 55,3 kr./GJ (2017-satser). Det er forskelligt, hvilken gavn anlægget har af den indirekte støtte. Den afhænger af, om biogas-kraftvarmeanlæg kan afsætte al varmen, og om alternativet reelt er naturgas. I praksis konkurrerer biogas ofte med afgiftsfritaget flis og vil derfor få en langt lavere pris for varmen, end hvis alternativet var afgiftsbelagt naturgas.

For alle 5 støtteordninger er betingelsen for at være omfattet, at der anvendes biogas, der i loven er defineret som gas, der er fremstillet gennem "anaerob udrådning af biologisk materiale". For elproduktion støttes desuden produktion baseret på gas fremstillet ved termisk forgasning af biomasse. Der gives samme støtte til rensed biogas, der tilføres et bygasnet, som til opgraderet biogas, der tilføres naturgasnettet. Metan, der er fremstillet via metanisering af CO<sub>2</sub> med brint under anvendelse af el, er ikke omfattet af støtteordningerne.

## **4.2 Støtteomfang**

De samlede støtteomkostninger udgjorde i 2017 ca. 1,4 mia. kr., og omkostningerne forventes at stige til ca. 2 mia. kr. i 2020. Støtten til biogas er en del højere end antaget ved 2012-energiaftalens indgåelse. Det skyldes, at støtteudgifterne pr. enhed er steget markant som følge af lavere naturgaspriser og elpriser end forventet.

Da støtten er en driftsstøtte, er der ikke fastsat en udløbsdato for støtteordningen, men ifølge den nye energiaftale skal støtten til den enkelte støttemodtager fremover begrænses til en 20-årig periode.

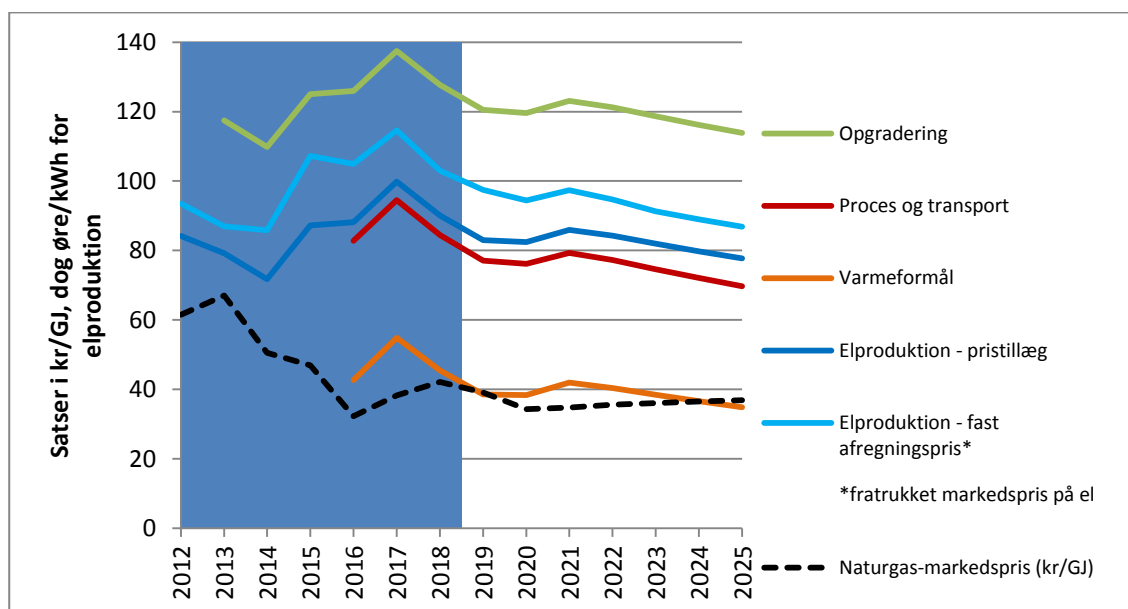
## **4.3 Karakteristika og udfordringer ved det nuværende støttesystem**

### **4.3.1 Støtten varierer med el- og gaspriserne**

Støtten til biogas varierer med el- og gaspriserne. Formålet hermed er at aftrappe støtten ved stigende el- og gaspriser, idet støttebehovet er mindre i disse situationer. Ved samtidig at hæve støtten ved faldende el- og gaspriser påtager staten sig en del af risikoen for investorerne, der får en større sikkerhed for, at indtægterne også i fremtiden står mål med udgifterne ved produktion af biogas. Mekanismen er med til at give mere biogasproduktion pr. støttekrone. Støttens afhængighed af priserne på el og gas betyder imidlertid, at støtten stiger ved faldende el og gaspriser, og at støtteomfanget bliver lige så uforudsigeligt som de fremtidige el- og gaspriser.

Da 2012-Energiaftalen blev indgået var det forventet, at udviklingen i naturgasprisen ville betyde, at 26-tillægget ville være aftrappet omkring 2020. Lavere gaspriser end forventet har imidlertid betydet, at 26-tillægget har været større og støtten dermed højere end forventet til samtlige anvendelser af biogas. Figur 4-1 viser udviklingen i naturgasprisen og de samlede støttesatser.

Støtten til elproduktion baseret på biogas afhænger desuden af elprisen, idet støttedelen af den faste afregningspris for el stiger ved faldende elpriser. Elpriserne har været lavere end forventet, hvorfor støtteomfanget til biogasbaseret el har været højere end forventet. Endelig har pristalsudviklingen været lavere end forventet, hvilket har modvirket den aftrapping af støtten, der ligger i, at støtten kun pristalsreguleres med 60% af nettoprisindekset.



Figur 4-1. Udvikling i biogasstøttesatser. Den faktiske udvikling i naturgaspris (sort stiple) og støtteniveau til de forskellige anvendelser fra 2012 til 2018 (farvede kurver) samt den forventede udvikling fra 2018 ifølge Basisfremskrivning 2018. Støttenedsættelser pga. overkompensation ikke medtaget. Prisniveau 2018. Kilde: egne beregninger.

#### 4.3.2 Støtte til anvendelsen af biogas

Støttesystemet er indrettet således, at støtten gives til den, der anvender gassen til f.eks. elproduktion eller opgradering – ikke til biogasproducenten. Fordelen herved er, at kun den mængde biogas, der rent faktisk anvendes til et energiformål, får støtte. Dermed motiveres aktørerne til at overkomme de afsætningsmæssige barrierer og sikre en reel afsætning af gassen. Hvis støtten gives til produktionen, er der risiko for, at gassen vil blive flaret bort eller anvendt til ineffektive pseudoformål som f.eks. at opvarme nærliggende bygninger med et uforholdsmæssigt stort energiforbrug.

Når støtten gives til anvendelsen og ikke til produktionen, er det ikke muligt at differentiere støtten til hhv. nye og afskrevne biogasanlæg, eller hhv. til rådnetanke på spildevandsrens-

ningsanlæg, til gyllebaserede anlæg og til lossepladsanlæg, for støttemodtageren kan jo til hver en tid vælge at købe biogassen af en anden producent.

Når støtten gives til anvendelsen af gassen, kan den potentielt differentieres i forhold til de anvendelser, der politisk anses for vigtigst at støtte. I det nuværende støttesystem gives den højeste støtte til elproduktion og opgradering til naturgasnettet. Dette afspejler, at elproduktion hidtil har været betragtet som en værdifuld anvendelse af biogas. Dette kan imidlertid være ved at ændre sig som følge af billigere VE-alternativer til elproduktion i form af sol og vind.

#### **4.3.3 Samme støtte til forskellige anlægstyper**

Når støtten gives til anvendelsen af biogas for at sikre en udbygning af biogasproduktionen, skal støtten være høj nok til, at støttemodtageren kan betale en pris for biogassen, der motiverer aktører til at investere i nye biogasanlæg. Nye gyllebaserede anlæg har højere produktionsomkostninger end afskrevne anlæg og sandsynligvis også højere produktionsomkostninger end biogasanlæg på spildevandsanlæg og lossepladsanlæg.

En undersøgelse af energiteknologier på spildevandsanlæg som NIRAS (NIRAS, 2016) har gennemført i 2016 viste, at produktion af biogas selskabsøkonomisk var den bedste forretning for spildevandsanlæggene, selv om andre energiteknologier som f.eks. varmepumper, havde et bedre klimaregnskab.

Det vil altid være sådan, at nogle anlæg har højere omkostninger end andre. Det er kompliceret at undersøge, hvad produktionsomkostningerne er for biogas på spildevandsanlæg og lossepladsanlæg, da det er vanskeligt at udskille biogasøkonomien fra den øvrige drift af disse anlæg. En sådan analyse er således ikke gennemført i dette projekt.

#### **4.3.4 Støtten kan påvirke priser på biomasse**

Et stigende støtteniveau kan påvirke priserne på de biomasser, som biogasanlæg efterspørger i opadgående retning. Den større betalingsevne hos anlæggene kombineret med en hårdere konkurrence om råvarer, fik således priserne på affald og anden biomasse til at stige efter 2012 (Hjort-Gregersen, 2016). I det omfang der sker prisstigninger på råvarer, som også anvendes til andre formål, f.eks. halm eller industrielle restprodukter, som også kan anvendes til foder, vil det påvirke de øvrige anvendelser af disse ressourcer.

#### **4.3.5 Støtte til elproduktion fra forgasningsgas**

På linje med støtten til elproduktion baseret på biogas ydes der i dag støtte til elproduktion baseret på forgasningsgas. Der er i dag tre forgasningsgasanlæg, der modtager støtten.

Støtteordningen til elproduktion baseret på forgasningsgas blev første gang vedtaget i 2008, og støttesatsen blev i 2012 forhøjet til et niveau svarende til elproduktion på biogas, i forlængelse af indgåelsen af 2012-Energiaftalen.



## 4.4 Øvrige rammebetingelser

### 4.4.1 Varmeforsyningslov og projektbekendtgørelse

#### Kraftvarmekrav og brændselsbindinger

Med ophæng i varmforsyningslovens formålsparagraf om fremme af samproduktion af el og varme er der i projektbekendtgørelsen (BEK nr. 825 af 24/06/2016) opstillet krav til varmeværkernes produktionsform. Populært omtales kravet som "kraftvarmekravet", men der er reelt to forskellige krav – et for de decentrale værker (§11) og et for de centrale værker (§13). I sammenhæng med kraftvarmekravet omtales ofte også brændselsbindingen. Brændselsbindingen defineres ligeledes i projektbekendtgørelsen (§15-19), og beskriver, hvilke brændsler der må anvendes ved forskellige produktionsformer. I tabel 4-2 ses en simpel opstilling af kraftvarmekravet og brændselsbindingen for hhv. de centrale og decentrale værker. Kraftvarmekravet og brændselsbindingen supplerer hinanden.

	Decentrale værker	Centrale værker
<b>Kraftvarmekrav</b>	Kraftvarmekravet afhænger af, om produktionsformen er den mest samfundsøkonomisk fordelagtige	Kraftvarmekravet kan kun fraviges ved dispensation
<b>Brændselsbindinger</b>	I udgangspunktet frit brændselsvalg (bortset fra kul og potentielle fødevarer). I områder med eksisterende naturgasforsyning skal der dog som udgangspunkt anvendes naturgas.	I udgangspunktet frit brændselsvalg.

Tabel 4-2. Hovedelementer i reguleringen vedr. kraftvarmekrav og brændselsbindinger. Kilde: Projektbekendtgørelsen, BEK nr. 825 af 24/06/2016.

Kraftvarmekravet og brændselsbindingen har i en årrække forhindret omstilling fra naturgas til ren varmeproduktion på biomassekedler på landets decentrale værker. Der eksisterer dog en række undtagelser for brændselsbindingen til naturgas. Undtagelserne har haft forskellige formål, men er af stadig flere værker blevet set som en attraktiv mulighed for at begrænse anvendelsen af den relativt dyre naturgas. Værker med adgang til biogas og lossepladsgas må til enhver tid anvende dette til erstatning af naturgasforbrug på motor- og kedelanlæg.

I alt 85 navngivne barmarksværker har lov til at opstille en biomassekedel på maksimalt 1 MW. Det er uvist, hvor mange værker, der har benyttet sig af muligheden, men værkerne er udvalgt ud fra deres meget høje varmepriser, hvorfor det forventes, at mange har fundet undtagelsen økonomisk attraktiv.

Ved udvidelse af et fjernvarmeområde må der ved behov opstilles en biomassekedel til dækning af det øgede spidslastbehov. En biomasse-"spidslastkedel" vil dog ofte være en billigere varmeproduktionsløsning end den eksisterende naturgasproduktion og derfor reelt fungere som grundlast. 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.

### **Hvile-i-sig-selv-princippet**

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.

Biogasanlæg kan under visse forudsætninger undtages fra varmforsyningslovens prisregulering. Formålet var at ligestille biogasleverandører med naturgasleverandører og 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.

## **4.4.2 Fremtidige rammebetingelser for varmforsyning og brug af biogas mv.**

### **Ophævelse af kraftvarmekravet og brændselsbindingen**

Brændselsbindinger og kraftvarme har været en central del af varmeplanlægningen gennem dens snart 40-årige historie. Oprindeligt var formålet med bindingerne at fremme kraftvarme, idet samproduktion af el og varme på daværende tidspunkt gav væsentlige miljømæssige og samfundsøkonomiske fordele i kraft af en mere effektiv ressourceudnyttelse.

I dag er fordelene ved kraftvarme dog til dels udhulet. Det skyldes, at kraftvarmeværkerne ikke har samme økonomiske incitament til at producere el pga. de lavere elpriser, hvilket gør det svært at få fornuftig selskabsøkonomi i kraftvarmedrift på særligt mindre kraftvarmeværker. Endvidere begrænser kraftvarmekravet og brændselsbindingerne selskabernes mulighed for at tilpasse sig markedet og derved tilbyde varmekunderne en konkurrencedygtig pris.

I den nye energiaftale indgår derfor, at kraftvarmekravet og brændselsbindingen til naturgas bliver afskaffet. Afskaffelsen skal ske trinvis, og omfatter i første omgang de mindre fjernvarmeområder, hvor produktionsbindingerne skal ophæves fra 1. januar 2019. Da der samtidig i energiaftalen indgår en nedsættelse af elvarmeafgiften, forventes det, at værkerne vil overgå til varmepumper. De mindre fjernvarmeområder omfatter i alt ca. 350 fjernvarmeområder med under 200 TJ leveret varme.

### **Mulige konsekvenser for biogas**

De værker, der i dag helt eller delvist anvender biogas som brændsel til kraftvarme- eller fjernvarmeproduktion, er langt overvejende udenfor kvotesektoren. Det økonomiske incitament for at anvende biogas er i disse områder bundet op på brændselsbindingen til naturgas. I områder uden naturgasforsyning (ikke omfattet af brændselsbindingen) er der mulighed for at anvende biomassekedler. Varmeproduktion på biomasse er generelt set billigere end varmeproduktion på naturgas og biogas. Ophæves brændselsbindingen til naturgas udenfor kvotesektoren, skabes der derfor et selskabsøkonomisk incitament for at skifte brændsel fra naturgas og biogas til biomasse.

### **4.4.3 VE-mål i transportsektoren og krav om iblanding af biobrændstoffer**

#### **EU mål om VE i transport**

I VE-direktivet (direktiv 2009/28/EF) pålægges EU's medlemsstater et bindende mål om 10% vedvarende energi i landtransporten i 2020. Den vedvarende energi kan udgøres af biobrændstoffer, som blandes i benzin og diesel, men kan f.eks. også være elektricitet fra vindmøller, der anvendes i tog og elbiler. Det forventes, at iblanding af biobrændstoffer i benzin og diesel frem til 2020 vil udgøre hovedparten af den vedvarende energi i transporten. Biobrændstoffer omfatter både flydende biobrændstoffer (ethanol, biodiesel) og biogas, og det er kun biobrændstoffer, som lever op til de i direktivet angivne bæredygtighedskriterier, som kan anvendes til opfyldelsen af 10%-målet.

#### **Nuværende krav om iblanding af biobrændstoffer**

Der gælder på nuværende tidspunkt et krav om iblanding af 5,75% biobrændstoffer i den samlede mængde af brændstoffer, der sælges til landtransportformål i Danmark, d.v.s. i det væsentlige benzin, diesel og naturgas. Kravet, som blev indført med virkning fra 2010, er fastsat i *Lov om bæredygtige biobrændstoffer* (lov nr. 468 af 12. juni 2009). De 5,75% skal forstås som andelen af brændstoffets samlede energiindhold. De virksomheder, som er omfattet af loven, kan kun opfylde deres forpligtelse med biobrændstoffer, som lever op til EU's bæredygtighedskriterier for biobrændstoffer. Eventuelle bidrag fra biobrændstoffer baseret på affald og restprodukter (ofte benævnt 2.-generations- eller 2. g biobrændstoffer) tæller dobbelt i opfyldelsen af forpligtelsen. Størstedelen af dansk biogas er 2. generation, mens biogas produceret på energiafgrøder (som f.eks. det meste tyske biogas) er 1. generation og derudover har udfordringer med at overholde kravet om minimum 60% drivhusgasfortrængning fra 2018.

Det nuværende iblandingskrav gælder også for gas til transport. Leverandørerne vil i første omgang være gasselskaberne, der således skal opfylde iblandingskravet ved at sørge for, at minimum 5,75% af den gas, der sælges til transport, er VE-gas; f.eks. biogas.

De enkelte olie- og gasselskaber kan, for at opfylde de nuværende iblandingskrav, indgå i et samarbejde, hvor de i gennemsnit opfylder kravet. Derudover kan virksomhederne købe iblandingsbidrag (ofte benævnt biotickets) fra hinanden, forudsat at energien er anvendt i transportsektoren. Det vil sige, at en virksomhed, som har overopfyldt 5,75% kravet, kan sælge sit overskud til en anden virksomhed, typisk hvis denne har underopfyldt sin forpligtelse. Dette

gør det bl.a. muligt for gasselskaber, som iblander mere end 5,75% biogas i den gas, de leverer til transport, at sælge dette overskud til andre gasselskaber eller til olieselskaber, som ikke kan nå målet med deres egen iblanding af flydende biobrændstoffer. Dette kan skabe en øget indtægt til gasselskaberne og øge værdien af biogasproduktionen.

Med det såkaldte ILUC-direktiv (direktiv (EU) 2015/1513) er VE-direktivet ændret, således at der endvidere er krav om, at medlemsstaterne i 2020 skal indføre et mål om, at mindst 0,5%-point af de 10% i VE-målet i transport, skal udgøres af avancerede biobrændstoffer, dvs. biobrændstoffer fremstillet af affalds- og restbiomasser, der er omfattet af direktivets bilag 9.A. I Danmark er der til implementering heraf indført et krav om 0,9% avancerede biobrændstoffer herunder avanceret biogas med virkning fra 1. januar 2020. Ved opførelsen af, om målet på 10% VE i transport nås, tæller både de avancerede biobrændstoffer og andre typer af 2. generations biobrændstoffer, der er omfattet af direktivets bilag 9 B, dobbelt. Ved opførelsen af målet om 0,9% avancerede biobrændstoffer foretages der ikke dobbelttælling.

Kravene til bæredygtighed og drivhusgasfortrængning for de brændstoffer, der regnes med i iblandingsforpligtelsen skærpes, og andelen af andre 2. generations biobrændstoffer end avancerede biobrændstoffer, der kan medregnes ved opnåelsen af målet på 14%, begrænses til 1,7%.

Det er endnu ikke besluttet, hvordan Danmark skal opfylde målet om 10% VE i transport i 2020. Der er dog fastsat et lovkrav om, at der i Danmark skal iblandes mindst 0,9% avancerede biobrændstoffer med virkning fra og med 2020. Biogas fremstillet af visse affalds- og restprodukter som f.eks. gylle vil være et avanceret biobrændstof, der kan bidrage til opfyldelse af 0,9% -kravet.

Der er opnået enighed i EU om VE-målsætninger for transportområdet for 2021-2030. I 2030 skal der være 14% VE i transport, heraf 3,5% såkaldt avancerede biobrændstoffer og avanceret biogas. Der sker en gradvis indfasning af det sidstnævnte mål, idet der kræves mindst 0,2% i 2022 og mindst 1% i 2025. Avancerede biobrændstoffer/biogas kan tælle dobbelt mod målet.

### **Bæredygtighedskrav**

Biogas kan som nævnt ovenfor kun bidrage til at opfylde de nugældende iblandingskrav, hvis det kan dokumenteres, at gassen lever op til VE-direktivets bæredygtighedskriterier. Dette kan ske gennem bæredygtighedscertificering under en frivillig ordning (voluntary scheme), som er forhåndsgodkendt af EU-Kommissionen. Der er i øjeblikket tre godkendte frivillige ordninger, der dækker bionaturgas til anvendelse i transport – ISCC, REDCert og NTA8080. Der findes omkring 20 godkendte ordninger i alt. Bæredygtighedskriterierne er defineret i VE-direktivets artikel 17, 18 og 19 og størstedelen af dansk bionaturgas kan leve op til disse:

- At biobrændstoffer ikke må komme fra områder med høj biodiversitet eller naturbeskyttede områder.

- At biobrændstoffer ikke må komme fra områder med store kulstoflagre, som fx vådområder og primær skov.
- At det skal dokumenteres, at de udleder minimum 35% færre drivhusgasser end ved brug af fossile brændstoffer set over hele værdikæden (Drivhusgasfortrængningen). Dette tal er steget til 50% fra 1. januar 2018. For anlæg der sættes i drift efter den 5. oktober 2015, skal der med virkning fra 10. september 2017 udledes mindst 60% færre drivhusgasser.
- At biobrændstoffer fremstillet af affald og restprodukter (ud over restprodukter fra landbrug, akvakultur, fiskeri og skovbrug) alene skal leve op til kravet for drivhusgasfortrængning og er undtaget fra de øvrige kriterier.

### **Transport som afsætningsmulighed for biogas**

Iblandingskravene, og muligheden for at opfylde dem med bionaturgas via gasnettet, gør, at transport allerede i dag kan være en attraktiv afsætningsmulighed for biogas. Dog sætter antallet af gasdrevne køretøjer grænser for, hvor meget biogas, der kan afsættes til dette formål i Danmark. Afsætningsmulighederne forbedres, hvis olieselskaberne går ind på gasmarkedet for at opfylde den del af iblandingskravet, der ikke nås ved at bruge de nuværende flydende biobrændstofstandarder E5 og B7, der resulterer i en samlet iblandingsprocent på ca. 5,5% med den nuværende fordeling mellem benzin og diesel.

Hvis biogas kan opfylde fremtidige skærpede iblandingskrav, vil dette yderligere forbedre afsætningsmulighederne for biogas, idet 2.g biogas prismæssigt og miljømæssigt ser ud til at kunne konkurrere med andre avancerede biobrændstoffer såsom 2.g biodiesel og 2.g bioethanol.

Hvis større mængder biogas skal bruges til transport i Danmark vil det dog kræve, at antallet af køretøjer øges, f.eks. ved at etablere flåder af gasbusser, i lighed med Københavns kommunes linje 5C.

I det omfang iblandingskrav driver en afsætning af biogas til transport vil dette på sigt kunne muliggøre en produktion af biogas uden støtte.

## 5 Biogasstøtte i andre lande

Støttesystemerne til biogas varierer fra land til land, og ved fastlæggelsen af en fremtidig dansk støtte model kan det være nyttigt at inddrage erfaringer fra vores nabolande, og undersøge, om det danske støttesystem fremover bør koordineres med andre lande. I dette afsnit er støtte modeller i Tyskland, Holland, Sverige og Norge beskrevet. Der er stor variation i modellerne fra udbud af biogas til elproduktion i Tyskland, udbud af bionaturgas i Holland til afgiftslettelser og støtte til afgangning af husdyrgødning i Sverige og Norge. Nedenfor er lavet et overblik baseret på indhentet viden.

	DANMARK	TYSKLAND	HOLLAND	SVERIGE og NORGE
Klimastøtte til afgangning af husdyrgødning	Nej	Ja, fra 2009 til 2013.	?	Tilskud til bioafgangning af husdyrgødning.
Anlægsstøtte	Ingen tilsagn om anlægsstøtte efter 2012.	Nej, ikke specifikt målrettet biogas.	?	Klimapulje støtter enkelte projekter. Anlægsstøtte til 40% af investeringsomkostninger i Sverige og 30% i Norge.
Driftsstøtte til brug af biogas	Pristillæg til den, der anvender biogas til el, varme, proces, opgradering og transport. Afgiftslettelse til varme.	Teknologispecifikt udbud og pristillæg ved elproduktion fra biogas og fra certificeret bionaturgas fra gasnettet. Faste pristillæg for mindre anlæg.	Udbud med teknologispecifikke støtteloft og pristillæg ved anvendelse til varme, bionaturgas eller kraftvarme.	Afgiftsfritagelse for biogas og certificeret bionaturgas.
Transport	Iblandingskrav Pristillæg til biogas direkte anvendt.	Iblandingskrav	Iblandingskrav	Afgiftsfritagelse af biogas og skatterabat for biogaskøretøjer.
Certifikater og støtte	Støtten til anvendelsen er uafhængig af certificater.	Certifikater grundlag for støtteudbetaling ved anvendelse af bionaturgas.	Certifikater grundlag for støtteudbetaling ved anvendelse af bionaturgas.	Certifikater kan anvendes til afgiftsfritagelse.

Figur 5-1. Oversigt over støttesystemer i udvalgte lande.

## 5.1 Sverige

### 5.1.1 Det svenske støttesystem

Sverige giver investeringsstøtte til biogasanlæg og støtter anvendelsen af opgraderet biogas som brændsel i transportsektoren og biogas til produktion af el og varme. Den svenske støtte omfatter følgende tiltag (IEA Bioenergy, 2015):

- Jordbruksverket giver op til 40% i støtte til investeringer i biogasanlæg, opgraderingsanlæg og andet udstyr til biogasproduktion (Jordbruksverket, 2017). Bevillingen hører under Landdistriktsprogrammet og støtter bl.a. udstyr, der mindsker metanlækager og letter recirkulering af næringsstoffer.
- Bionaturgas, der anvendes som drivmiddel i transportsektoren, er fritaget for både kuldioxid- og energiafgift indtil udgangen af 2020. Afgiftsfritagelsen svarer til en besparelse på ca. 144 kr./GJ (520 kr./MWh) sammenlignet med benzin og 116 kr./GJ (417 kr./MWh) sammenlignet med diesel.
- Den marginale skattesats for firmabiler lempes med 40% eller op til 7.500 kr. hvis bilen kører på bionaturgas<sup>5</sup>.
- Investeringer i nye teknologier indenfor biogasproduktion støttes i perioden 2010 til 2016. Tilskuddet må udgøre op til 45% eller 19 mio. kr. af de samlede investeringsudgifter, og der er afsat 68 mio. kr. om året til puljen.
- Sverige har desuden afsat 1.460 mio. kr. til en klimapulje i perioden 2015 – 2018. Puljen støtter tiltag, som hjælper Sverige med at opfylde sine klimamålsætninger. Både biogas- og bionaturgasprojekter har modtaget støtte.
- Fra 2015 støttes afgangning af husdyrgødning med 40 øre pr. kWh (111,1 kr./GJ), ud fra energiindholdet i den producerede biogas fra husdyrgødningen. Støtten gives til biogasanlæg, der har mindre end 500 kW energiproduktionskapacitet. Formålet er at reducere metanudslip i landbruget. Der stilles krav om minimering af metanlækager og om indberetning af en række oplysninger om økonomi og anvendte biomasser (Jordbruksverket, 2017). Budgettet for ordningen er 60 mio. SEK/år i 2017 – 2019 og derefter 30 mio. SEK/år. Hvis der modtages flere ansøgninger, end der er budget til, mindskes støttebeløbet pr. anlæg. Det maksimale støttebeløb pr. anlæg er dobbelt så højt, hvis gassen anvendes til transport, som hvis den anvendes til el og varme.

### 5.1.2 Produktion og brug af biogas i Sverige

I Sverige blev der i 2015 produceret 6,9 PJ biogas (Energimyndigheten og EnergiGas Sverige, 2016) hvoraf 63% blev opgraderet og hovedsageligt anvendt som biobrændstof til transport. Fællesanlæg, "Samrötningsanläggningar", står for 44% af gassen efterfulgt af spildevandsanlæg, med 36%. Husdyrgødning udgør en mindre andel af de anvendte biomasser end i Danmark. Af biomasser afgasset i gårdbiogasanlæg og 'samrötnings'-anlæg udgør husdyrgødning kun 44% mod 79% i Danmark. I stedet bruges mere affald, idet mange af 'samrötnings'-anlæggene i udgangspunktet var affaldsbaserede. Mængden af afgasset husdyrgødning er steget 14% fra

---

<sup>5</sup> Ordningen udløber ved udgangen af 2016, men bliver formentlig forlænget med yderligere tre år.

2014 til 2015, hvor tilskuddet til biogas fra husdyrgødning blev indført. I 2015 blev knap 0,9 mio. tons husdyrgødning afgasset.

### **5.1.3 Det svenske el-certifikatmarked**

Sverige har ikke et certifikatsystem for bionaturgas.

I 2003 indførte Sverige et el-certifikatmarked for el fra vedvarende energikilder, herunder biogas. Certifikaterne kan handles på markedet, og prisen er bestemt af udbud og efterspørgsel. For at skabe efterspørgsel efter elcertifikaterne blev det samtidig obligatorisk for visse elleverandører og -forbrugere at købe en vis mængde elcertifikater. Energiintensive virksomheder er dog ikke omfattet af reglen.

I december 2010 indførte den svenske regering en lov om oprindelsesgarantier med henblik på at forbedre dokumentationsgrundlaget for VE-elcertifikaterne. Loven implementerer VE-direktivet fra 2009 (VE-Direktivet, 2009) og reglerne heri om oprindelsesgarantier i EU-medlemslande.

Siden 2012 har Norge og Sverige haft et fælles VE-el-certifikatmarked, hvor der handles med el-certifikater over grænsen. El-producenter tildeles et certifikat for hver MWh produceret VE-strøm. Gennemsnitsprisen på certifikater varierede mellem 100 og 145 kr./MWh i perioden 2014 til 2015 (AEBIOM, 2016).

### **5.1.4 Svensk anerkendelse af danske bionaturgascertifikater**

Skattevæsenet i Sverige anerkender Energinets bionaturgascertifikater fra danske biogasproducenter og giver de samme afgiftslettelser for det gasforbrug disse certifikater repræsenterer, som for svensk produceret biogas. Dette gælder både, når biogassen anvendes til transport, og når den anvendes til produktion af el og varme. Denne praksis medfører dobbelt støtte, idet bionaturgas fra Danmark får støtte, når den opgraderede biogas tilføres naturgasnettet i Danmark. Afgiftslettelsen i Sverige er også en støtte, som her gives ved anvendelsen. Certificeret bionaturgas fra Danmark kan på denne måde potentielt udkonkurrere svenske producenter, der kun får støtte ved anvendelsen. Det fremgår af Energinets certifikater, om der er givet støtte i Danmark til den certificerede mængde biogas (Energinet, 2017).

Den svenske anerkendelse af bionaturgascertifikater fra Danmark medfører potentielt en risiko for dobbelttælling af VE-andel og/eller klimagevinst. Den bionaturgas, der tilføres naturgasnettet i Danmark, regnes i den danske energistatistik som forbrugt i Danmark, hvor den bidrager til at opfylde VE- og klimamål. Danmark følger på dette punkt VE-direktivets og Eurostats regler. Det må dog antages, at Sverige også baserer sig på disse regler, hvorfor de importerede certifikater ikke kan indgå i de svenske VE- og klimaregnskaber. Det fremgår af de danske certifikaters annulleringsbekræftelser, at biogassens klimagevinst medregnes i Danmark (Energinet, 2017).



## 5.2 Tyskland

I Tyskland findes en række støtteordninger for biogasanvendelse til såvel elproduktion, til varme og til transport. Nogle støtteordninger indeholder udbudselementer, nogle indeholder pristillæg, nogle er teknologispecifikke og i nogle konkurrerer biogas med alternativer (fx iblandingskravet for transport). De fleste ordninger støtter såvel direkte anvendelse af biogas som anvendelse af bionaturgas distribueret via gasnettet ved brug af certifikatordning (se kapitel 11.5.1 for tysk model).

I det følgende gennemgås støtteordningen til elproduktion (EEG 2017) med specifikt fokus på udbudselementet. Ordningen har været den væsentligste for udbygningen af biogasproduktionskapacitet i Tyskland, men med seneste revision med reduktion af pristillæg og overgang til udbudsbaseret system er biogasudbygningen stagneret.

### 5.2.1 EEG 2017- elproduktionsstøtte med udbudsmodel

Biogas har siden 2000 været støttet under den tyske lov om vedvarende energi (Erneuerbare-Energien-Gesetz, herefter EEG). Loven støtter elproduktion fra vedvarende kilder, herunder biogas og certificeret opgraderet biogas. I 2013 eksisterede der ca. 7.500 biogasanlæg og ca. 150 opgraderingsanlæg i Tyskland.

EEG-loven er blevet revideret gentagne gange. I 2014 udfasede man forskellige pristillæg for nye biogasanlæg og nedprioriterede udbygningen ved at lægge et loft over den støtteberettigede mængde i eksisterende anlæg. Loftet blev fastsat specifikt for hvert anlæg på baggrund af anlæggets *maksimal elproduktion i et foregående kalenderår*. Man låste altså støtten til eksisterende anlæg til kun at omfatte, hvad der svarer til deres maksimale historiske årsproduktion. Anlæg, der efterfølgende udvider produktionen, får kun markedsprisen på el, men intet pristillæg, for den del af produktionen, der overstiger deres loft. De har derfor kun et begrænset økonomisk incitament til at øge produktionen af biogas.

Ved den seneste revision af loven i 2016 blev det vedtaget, at ny biogas til elproduktion per 1. januar 2017 skulle være omfattet af et udbuds-baseret støttesystem. Man indførte desuden en regel om, at nye elproduktionsanlæg baseret på biogas fremover kun ville modtage støtte for 50% af den samlede installerede elproduktionskapacitet. Støtten gives som et pristillæg til markedsprisen og anlæggene får tilsagn om støtte i en fast periode. Ministeriet valgte et udbud, hvor både eksisterende og nye anlæg kan indgå for at få de mest omkostningseffektive eksisterende anlæg til at fortsætte med at producere på en ny støtteordning.

At denne udbudsmodel blev valgt skyldes bl.a. et politisk ønske om at ensrette støttemodellen i forhold til andre VE-teknologier, der fremover vil være omfattet af udbud, og at fremme en omkostningseffektiv VE-udbygning. Desuden er det et mål at opretholde den nuværende sammensætning af små, mellemstore og store producenter, samt at have kontrol over udbygning og dermed støtteomfang. Grundstenen herfor blev lagt i 2014, da de såkaldte udbygningskorridorer for vedvarende energi blev indført. Disse korridorer fastlægger, hvor meget ny kapacitet, der må opføres gennem en vis årrække.

Målet under den nuværende udbygningskorridor er at øge elproduktionskapaciteten fra ny biomasse og biogas med 150 MW om året i perioden 2017 til 2019 og derefter med 200 MW om året fra 2020 til 2022. Der eksisterer ikke noget specifikt delmål for udbygningen med biogasanlæg, og den samlede installerede elkapacitet, dvs. summen af eksisterende og nye anlæg, må altså gerne gå ned, blot der bliver opført nye anlæg.

### Generelt om udbudsmodellen

Selvom udbudsmodellen for biomasse og biogas er vedtaget inden 1. januar 2017 fremgår det af lovtæksten, at modellens endelige, teknologispecifikke design først vil blive offentliggjort på et senere tidspunkt.

Nye biogasanlæg skal deltage i udbuddet, mens eksisterende anlæg har mulighed for at deltage, såfremt deres tilsagn om støtte under den hidtidige ordning gælder i maksimalt otte år, fra budrunden afholdes. Nye anlæg, der deltager i udbuddet, får tilsagn om støtte i 20 år, mens eksisterende anlæg får tilsagn om støtte i 10 år. Støtten, også kaldt markedspræmien, vil blive udbetalt som et variabelt pristillæg til børsprisen på el. Præmien svarer i praksis til forskellen mellem børsprisen på el og det støtteniveau, der fastsættes i budrunden. Det endelige beløb beregnes vha. følgende formel:

$$\text{Markedspræmie} = \text{Godkendt bud} - \text{børpris}_{el}$$

Den nuværende udbudsmodel indeholder et støtteloft på 1,11 kr./kWh for nye anlæg og 1,26 kr./kWh for eksisterende anlæg (FNR, 2017). Producenter kan altså ikke afgive bud, som overstiger dette beløb. Støtten beregnes med tilbagevirkende kraft for hver måned, hvilket er ensbetydende med, at ydelsen varierer i takt med månedsgennemsnittet for børsprisen på el. Såfremt børsprisen er negativ i mere end seks timer ad gangen, ydes ingen støtte. Dette gælder med 6-timers tilbagevirkende kraft og herefter for hver time, som børsprisen forbliver negativ.

Det nye støttesystem stiller desuden en række krav til støttemodtagerne. Pristillægget udbetales bl.a. kun hvis

- a) Den producerede strøm sælges direkte på børsen
- b) Strømmen produceres i et anlæg, der kan fjernstyres
- c) Strømmen indgår i en balance-aftale, der udelukkende dækker strøm fra VE-kilder

Derudover er et af kravene, at producenter ikke anvender *afgiftsfri* el i produktionen. Endelig indeholder EEG 2017 et loft over, hvor meget korn og majs der må anvendes til produktion af biogas. Råmaterialet må således højst indeholde 50 vægtprocent korn og majs til biogasproduktion i 2017 og 2018, hvorefter iblandingsprocenten reduceres yderligere.

Antallet af budrunder afhænger af de teknologispecifikke udbygningsmål. For biogas afholdes én budrunde per år, og bud kan udelukkende afgives for anlæg, der har en kapacitet på maksimalt 20 MW<sub>el</sub>.

## Forudsætninger for deltagelse

Nye biogasanlæg med en installeret el-kapacitet over 150 kW<sub>el</sub><sup>6</sup> kan kun få støtte, hvis de deltager i og vinder en budrunde. Ejere af eksisterende anlæg, der er større end 150 kW<sub>el</sub>, har mulighed for at deltage i udbud, hvis deres tilsagn om støtte efter den hidtidige ordning gælder i maksimalt otte år frem. Både eksisterende og nye anlæg med op til 150 kW<sub>el</sub> kapacitet kan deltage i udbud, hvis de ønsker det, eller få et fast pristillæg svarende til afregningsmetoden i den tidligere VE-lov.

Budrunden afsluttes, når den udbudte kapacitet er opnået, hvorefter Bundesnetzagentur kontrollerer, om de modtagne bud er gyldige. Buddene sorteres, så det laveste bud accepteres først, herefter det næstlaveste, osv., indtil kapacitetsgrænsen er nået. Hvis to personer har afgivet samme bud, accepteres buddet med den laveste kapacitet først.

### 5.2.2 Faste støttetariffer

En række biogasanlæg er, som allerede nævnt, undtaget fra udbudsmodellen og støttes derfor fortsat via faste pristillæg. Det drejer sig hovedsageligt om mindre anlæg og anlæg, der anvender specielle råmaterialer til bioforgasning. Støttesatserne fremgår af de to nedenstående tabeller.

	kr./kWh <sub>el</sub>
<b>Anlæg &lt; 150 kW</b>	0,99
<b>Gylleanlæg* &lt; 75 kW</b>	1,72
<b>Affaldsanlæg** &lt; 500 kW</b>	1,11
<b>Affaldsanlæg** &gt; 500 kW op til 20 MW</b>	0,97

Tabel 5-1. Pristillæg for nye biogasanlæg jf. EEG 2017.

\*Årligt råvareinput min. 80% gylle/strøelse

\*\*Anlæg der anvender organisk affald

	kr./kWh <sub>el</sub>
<b>Anlæg &lt; 150 kW</b>	0,99
<b>Anlæg &lt; 500 kW</b>	0,86
<b>Anlæg &lt; 5 MW</b>	0,77
<b>Anlæg &lt; 20 MW</b>	0,42

Tabel 5-2. Pristillæg for eksisterende biogasanlæg jf. EEG 2017.

Obs: Gælder kun for anlæg godkendt før 1.1.2017 og taget i drift før 1.1.2019

<sup>6</sup> I Tyskland oplyses biogasanlæggets størrelse som udgangspunkt altid som installeret elektrisk kapacitet. Man regner normalt med, at et anlæg med en kapacitet på 75 kW<sub>el</sub> anvender ca. 3.300 t kvæggylle og 790 t majs om året. Et anlæg med 500 kW<sub>el</sub> kræver typisk 2.200 t kvæggylle, 6.500 t majs samt 2.200 t ensilage, jf. FNR (2016).

### 5.2.3 Gennemsnitligt støtteniveau

Tabel 5-3 viser det gennemsnitlige støtteniveau til bioenergi i Tyskland, afhængigt af støtte-model.

Anlægstype	Gns. støtte (fast afregningspris), kr./kWh <sub>el</sub>	Gns. støtte (variabelt pristillæg inkl. børspri el), kr./kWh <sub>el</sub>
<b>Biogas</b>	1,61	1,66
<b>Opgraderet biogas</b>	1,14	1,18
<b>Affaldsanlæg</b>	1,61	1,68
<b>Fast biomasse</b>	1,35	1,27
<b>Affaldstræ fra industriel/privat anvendelse</b>	0,94	0,71
<b>Restprodukter fra papir- og celluloseindustrien</b>	0,87	0,78

Tabel 5-3. Oversigt over gns. støttesatser i Tyskland i 2014 afhængig af støttemodel.  
Kilde: (DBFZ, 2016)

### 5.2.4 Tilskud til fleksibel elproduktion

Biogasanlæg har siden 2012 fået tilskud til udvidelser af elproduktionskapaciteten. Hensigten med ordningen er at kunne trække på anlæggene som ekstra strømleverandør i perioder med høj efterspørgsel og lav elproduktion fra sol og vind. Tilskuddet ydes i 10 år og omfatter anlæg taget i drift før 1. august 2014. Der ydes ca. 970 kr. for hver kW, som anlæggets allerede installerede kapacitet udvides med. Et anlæg, der har udvidet fra 500 kW til 750 kW modtager således omkring 240.000 kr. per år under forudsætning af, at den gennemsnitligt leverede kapacitet ikke overstiger anlæggets oprindelige kapacitet på 500 kW.

Nye anlæg, der er omfattet af EEG 2017, kan få et noget lavere tilskud på 300 kr. per kW "ekstra" elkapacitet under forudsætning af, at der kun køres med ca. 4000 fulldlasttimer om året svarende til 50% af den samlede installerede kapacitet.

## 5.3 Holland

I Holland støttes biogas via tilskudsordningen SDE+ (Stimulering Duurzame Energieproductie), som også omfatter en række andre VE-teknologier (SDE+, 2016). Tildeling af støtte sker i en udbudslignende proces, og biogasproducenter modtager kun støtte, hvis slutproduktet anvendes til produktion af hhv. varme, bionaturgas eller kraftvarme. Ren elproduktion fra biogas er ikke tilskudsberettiget.

SDE+-modellen fungerer i praksis som et variabelt pristillæg til markedsprisen på fossile brændsler. Pristillæggets størrelse er teknologispecifikt og fastlægges af de hollandske myndigheder. For hver teknologi, herunder biogas, beregnes et fast støttebeløb (grundbeløbet), som svarer til de forventede produktionsomkostninger per energienhed. Grundbeløbet er det maksimale beløb, en producent kan byde ind med. På den baggrund rangordnes de forskellige VE-teknologier.

Støtten uddeles ved at gennemføre to budrunder per år, hvor hver runde består af op til fire faser med tilhørende budget, som ikke kan overskrides. Opdelingen i faser har til formål at støtte VE-teknologier med de laveste produktionsomkostninger (dvs. det laveste grundbeløb) først, mens dyrere teknologier må vente til en senere fase. Dette sker i praksis ved at fastlægge en øvre støttegrænse for hver fase (fase-grænse).

Budrunderne gennemføres ved, at første fase åbnes op for teknologier, hvis beregnede produktionsomkostninger er lavere end fasens støttegrænse. Støtteloftet hæves i fase to, så teknologier med højere produktionsomkostninger (dvs. et højere grundbeløb) har mulighed for at deltage. Så snart det afsatte budget er udtømt, lukkes budrunden.

Biogasproducenter kender altså grundbeløbet, som er det maksimale beløb, de kan byde ind med, på forhånd, men der er intet til hinder for at afgive et lavere bud. Støtten beregnes i praksis via følgende formel:

$$\text{SDE+ - tilskud} = \text{Grundbeløb}_{\text{VE}} - \text{pris}_{\text{fossil}}$$

Som det ses, afhænger tilskuddets størrelse af gennemsnitsprisen på fossil energi. For at undgå høje støtteudgifter i tilfælde af lave priser på fossile brændsler fastsætter myndighederne i Holland en basispris, der udgør grænsen for, hvor meget støtte, der maksimalt kan udbetales. Falder prisen på fossile brændsler til et niveau, der ligger under basisprisen, øges støtten ikke længere med et tilsvarende beløb. Omvendt indebærer dette, at der betales mindre i støtte, hvis prisen på fossil energi stiger. Såfremt prisen på konventionel olie og gas overstiger grundbeløbet, ydes intet tilskud.

SDE+ giver desuden mulighed for fleksibel produktion. Over- eller underproduktion fører altså ikke omgående til ændringer i bevillingen. Hvis der eksempelvis produceres for lidt bionaturgas ift. den godkendte mængde, kan produktionen øges i det efterfølgende år for at udligne differencen. Det samme gælder for overproduktion, hvor højst 25% af den samlede støtteberettigede mængde kan flyttes<sup>7</sup>.

VE-producenter modtager tilskud i en periode på 8 til 15 år, afhængig af den anvendte teknologi. Projekter med en installeret kapacitet lavere end 500 kW støttes ikke.

Investeringer i vedvarende energiteknologi, herunder bl.a. bioforgasning, kan desuden delvist fritages for skatter og afgifter. Den såkaldte Energy Investment Allowance gør det muligt at trække 58% af de samlede investeringsudgifter fra i skat, så der i sidste ende betales mindre i indkomst- eller virksomhedsskat<sup>8</sup>.

Den hollandske rigsrevision (Algemene Rekenkamer) konstaterer i en audit-rapport en række problemer med SDE+ (Algemene Rekenkamer, 2015). Rapporten kritiserer bl.a., at udbudsdesignet ikke sikrer "mest VE for pengene", da projekterne rangordnes på baggrund af den estimerede, gennemsnitlige produktionspris per kilowatttime, hvilket ikke nødvendigvis fører

<sup>7</sup> <http://english.rvo.nl/sites/default/files/2016/08/RVO%20Explanation%20Banking%20English%20version.PDF>

<sup>8</sup> <http://english.rvo.nl/subsidies-programmes/energy-investment-allowance-eia>

til lavere støtteudgifter. Årsagen er, at hvis to teknologier har omtrent samme produktionsomkostning, men afsætter til forskellig markedspris, så vil den teknologi, der sælger til en lavere pris, modtage en relativt større andel støtte per solgt kilowatttime, uden at der reelt produceres mere energi per støttekrone. Rigsrevisionen kritiserer også, at VE-produktionen samlet set er lavere end projekteret, hvilket skyldes en for lav gennemførelseskvote af projekter på trods af tilsagn om støtte.

## 5.4 Norge

I Norge støttes biogas via en række tilskudsordninger, der administreres af flere enheder under forskellige ministerier. Enova SF, en enhed under Olie- og Energidepartementet, yder investeringsstøtte til biogasanlæg med en årlig produktion på mindst 100.000 Nm<sup>3</sup> metan (1 GWh). Forudsætningerne for at opnå støtte omfatter bl.a. en projekteret (økonomisk) levetid på 15 år eller mere, samt en række bæredygtighedskriterier. Enova SF behandler ansøgningerne på individuel basis, hvorfor der ikke oplyses et konkret støttebeløb på hjemmesiden. Ifølge Klima- og Forurensningsdirektoratet (2013) udgør støttebeløbet under Enova's ordning højst 30% af de samlede anlægsudgifter.

Innovasjon Norge, som er flertalsejet af Nærings- og Fiskeridepartementet, yder støtte til biogas igennem deres såkaldte bioenergiprogram. Der ydes støtte til både feasibility-studier (maks. 50.000 NOK), pilotprojekter (maks. 150.000 NOK), samt etablering af selve anlægget (maks. 8 mio. NOK eller 45% af de samlede udgifter) (Innovasjon Norge, 2016). Kun landmænd, skovejere og landbrugsskoler kan gøre brug af støtteordningen.

Landbruks- og matdepartementet har i 2014 vedtaget en støtteordning, der specifikt støtter anvendelsen af husdyrgødning til afgangning. Tilskuddet gives til landmænd, der selv har biogasanlæg eller leverer gødning fra deres husdyr til et biogasanlæg, og udgjorde 250 NOK per ton tørstof ind til udgangen af 2015. Per 1. januar 2016 blev det øget til 500 NOK (390 DKK) per ton tørstof, hvilket svarer til ca. 45 DKK pr. ton gylle med 6% tørstof. Det endelige beløb korrigeres for gødningens faktiske vandindhold vha. formlen  $500 \text{ NOK/ton TS} * (1-x)$ , hvor x angiver vandindholdet i gødningen i procent (Landbruks- og matdepartementet, Norge, 2016). Hvis man antager et gaspotentiale på 12,2 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/ton bliver støtten 103,3 DKK pr. GJ for den del af gassen, der stammer fra gyllen. Hvis det ansøgte beløb overstiger det beløb, som er afsat til ordningen, reduceres tilskudssatsen relativt. Ansøgninger om støtte skal indleveres én gang om året.

Der eksisterer desuden en række (mindre) afgiftsfritagelser for gasdrevne køretøjer på transportområdet.

### Produktion af biogas i Norge

I 2012 besluttede den norske regering, at der skulle udarbejdes en national strategi til at øge biogasproduktionen i Norge. Som led i det forarbejde, der blev igangsat, estimerede Klima- og Forurensningsdirektoratet det realistiske potentiale til at udgøre 2,3 TWh i 2020 (8,3 PJ), heraf ca. 1 TWh fra organisk affald og ca. 0,7 TWh fra husdyrgødning. (Klima- og Forurensningsdirektoratet, 2013). Til sammenligning udgjorde biogasproduktionen i Norge 0,5 TWh (1,8 PJ) i 2013.

## 5.5 Konklusion om støtte i andre lande

Ingen lande har gennemført teknologineutrale udbud af VE-støtte, som biogasanlæg har vundet.

Tyskland har haft høje tilskud til elproduktion og høje tilladte mængder af energiafgrøder. Efter reduktion af pristillæg og overgang til udbud, er biogasudbygningen gået i stå.

Tyskland og Holland gennemfører forskellige former for teknologispecifikke udbud. For Tyskland er det for tidligt at vurdere erfaringerne. Den Hollandske model, som støtter med forskellen mellem produktionsomkostninger for VE og markedspris for energien, kritiseres for at give mere i støtte til dyre VE-former end billige, og har det samme problem som den danske støtte, nemlig, at støtteomkostningerne stiger, når gas- og elpriserne falder.

Pristillæg baseret på en vurdering af produktionsomkostninger indgår både i Danmark og Holland og for begge lande er det en udfordring at vurdere de faktiske produktionsomkostninger.

En stor del af støtten gives i vores nabolande, som i Danmark, til *anvendelsen* af biogas og ikke til produktionen. Dette er tilfældet for elproduktion i Tyskland og for støtten til el, varme og opgradering i Holland ligesom afgiftslettelserne i Sverige og Norge er målrettet anvendelsen af biogas. Der er dog også støtteelementer, der er rettet mod biogasproducenten. Dette gælder investeringsstøtte i Norge og Sverige og støtten til biogasproduktion af husdyrgødning i Sverige. I Norge gives denne støtte til landmanden, der afgasser sin husdyrgødning.

Norges og Sveriges støtte til bioafgasning af husdyrgødning er relativt høj (over 100 kr. pr GJ gødningsgas), men reduceres, når budgetloftet nås. I Sverige har denne støtte bidraget til en øgning i mængden af afgasset husdyrgødning, men begge lande afgasser væsentlig mindre husdyrgødning end Danmark.

Certifikater håndteres meget forskelligt i landene. Sverige anerkender certifikater for bionaturgas fra Danmark og giver afgiftslettelser for gassen, hvilket harmonerer dårligt med, at Danmark støtter produktion og tilførsel af opgraderet gas til nettet.

## 6 Biogasproduktionens eksternaliteter og konsekvenser i andre sektorer

### 6.1 Præsentation af eksternaliteterne

Biogasproduktion har en række positive konsekvenser for klima og miljø og kan desuden medføre driftsmæssige gevinster i landbruget. En del af disse forhold indgår ikke i økonomiske transaktioner på markedet og betegnes derfor i den videnskabelige litteratur som *eksternaliteter*. Eksternaliteter kan både være positive og negative, og størrelsen afhænger af karakteristika ved produktionen, herunder evt. metantab fra anlægget, og hvilke biomasser der anvendes. Udvalgte poster i klima- og miljøregnskabet ved afgang af biomasse i et biogasanlæg er beskrevet i Tabel 6-1.

Klimaeksternaliteter	Beskrivelse	Effekt ved biogasproduktion
Udslip af metan i landbruget	Når gylle afgasses i biogasanlæg, reduceres det metanudslip, der ellers ville have fundet sted under lagringen af gylle i gylletanke og ved udspreddning af gylle på landbrugsjord	Positiv
Udslip af lattergas i landbruget	Afgasning af gylle, dybstrøelse og organisk affald i biogasanlæg, medvirker til en øget mængde plantetilgængeligt kvælstof i den udbragte afgassede biomasse, samt reduktion af biomassens indhold af letomsætteligt organisk stof. Dette kan mindske dannelsen af lattergas på markniveau.	Positiv
Substitution af naturgas/brændstof i energisektoren	Biogas fortrænger fossil energi som naturgas, kul og dieselolie og derved reduceres CO <sub>2</sub> -udledningen. Biogas skaber CO <sub>2</sub> -reduktioner udenfor kvotesektoren.	Positiv
Udledning af drivhusgasser fra transport af gylle og andre biomasser	Der kan opstå en øget transport af biomasser til og fra biogasanlæggene, hvilket giver anledning til en øget CO <sub>2</sub> -udledning fra kørslen.	Negativ
Udslip af metan fra biogasanlægget	Afgasning af biomasser i biogasanlæg kan medføre metantab via utætheder i biogasanlægget, under opgradering og fra tanke, hvor biomassen blandes inden afgang.	Negativ
Klimagasemission relateret til dyrkning af energiafgrøder og LUC/iLUC	Dyrkningen af energiafgrøder til biogas kan resultere i en højere udledning af klimagasser, hvis jorden alternativt ikke blev opdyrket. Hvis dyrkning af energiafgrøder fortrænger anden produktion af f.eks. fødevarer på det pågældende areal, kan dette føre til både direkte og indirekte ændringer i arealanvendelsen (LUC/iLUC)	Negativ



Miljøksteraliteter	Beskrivelse	Effekt ved biogasproduktion
Udvaskning af næringsstoffer fra husdyrgødning	Afgasset gødning indeholder en større andel af plantetilgængeligt kvælstof og ammonium, og derved mindskes udvaskningen, hvis det erstatter ikke-afgasset husdyrgødning. Hvis den afgassede husdyrgødning i stedet erstatter kunstgødning, kan det lavere udnyttelseskrav (jf. gødskningsreglerne) medføre en øget udvaskning fra den deraf tilladte mertilførsel af næringsstoffer fra den afgassede husdyrgødning.	Positiv eller negativ
Udvaskning af næringsstoffer ved afgasning af affald i biogasanlæg	Hvis affaldet alternativt udbringes direkte på marken, vil udspreddingen af affald, der først er afgasset i biogasanlæg, mindske udvaskningen af næringsstoffer. For den mængde affald der ikke antages udbragt i referencen, vil udspreddingen af afgasset affald derimod medføre en mertilførsel af næringsstoffer og dermed øge udvaskningen.	Positiv eller negativ (afhænger af reference-situationen)
Lugt fra spredning af gylle på markerne og fra biogasanlægget	Afgasset gylle lugter mindre kraftigt og siver hurtigere ned på marken, hvilken resulterer i reducerede lugtgener. Selve biogasanlægget kan give anledning til lugtgener for nære naboer.	Positiv
Luftforurening fra øget samlet transport af gylle	Transporten af biomasse til og fra biogasanlægget giver anledning til en øget miljøbelastning i form af luftforurening (herunder drivhusgasemissioner), støj, uheld, trængsel og slid på infrastruktur.	Negativ
Energiafgrøders konsekvenser for pesticidforbrug, nitratudvaskning, biodiversitet	Dyrkning af energiafgrøder kan resultere i øget pesticidforbrug, nitratudvaskning og negative konsekvenser for biodiversiteten.	Negativ

Effekter i landbruget	Beskrivelse	Effekt ved biogasproduktion
Udnyttelse af næringsstoffer i husdyrgødning	Afgasset gødning indeholder en større andel af plantetilgængeligt kvælstof og ammonium, hvilket øger udnyttelsen af næringsstofferne og sparer brugen af handelsgødning.	Positiv
Recirkulering af fosfor på lang sigt	Fosfor er en begrænset ressource. Bioafgasning sikrer en øget recirkulering af fosfor og reducere dermed behovet for at udvinde ny fosfor.	Positiv

Tabel 6-1. Klima-, miljø- og landbrugsforhold ved afgasning af biomasse i biogasanlæg.

## 6.2 Udledning af drivhusgasser

### 6.2.1 Metanudledning fra gylle

Lagring i gylletanke af de ca. 40 mio. tons gylle, som hvert år produceres af danske husdyr, giver anledning til en betydelig udledning af metan til atmosfæren. Udledningen udgør 18% af den totale drivhusgasudledning fra landbruget (Nielsen, et al., 2018). Metan er en drivhusgas med et opvarmningspotentiale, der er 28 gange så stort som CO<sub>2</sub> (IPCC, 2014). Afgasning i biogasanlæg, inden gyllen lagres i gylletanke, reducerer denne udledning, idet en stor del af den metan, der kan dannes i gyllen, opsamles i biogasanlægget.

DCE, *Det Nationale Center for Miljø og Energi ved Aarhus Universitet*, opgør hvert år Danmarks udledning af drivhusgasser i rapporter til FN (Nielsen, et al., 2018). I deres seneste emissionsopgørelse når DCE frem til, at de nuværende biogasanlæg i gennemsnit mindsker metan-

udledningen fra gylle med 36% eller 5,02 kg. CO<sub>2</sub>-ækv. per ton kvæggylle og 23% eller 11,62 kg. CO<sub>2</sub>-ækv. per ton svinegylle, der afgasses, inden den lagres i gylletanke (Nielsen, et al., 2018).

DCE anvender i sin opgørelse faktiske data for gyllens opholdstid i stalden, og der regnes med et gennemsnit på ca. 20 dage for både kvæg- og svinegylle. (Mikkelsen, Albrektsen, & Gyldenkærne, 2016). Denne relativt lange opholdstid i stalden betyder, at en hel del metan kan nå at blive udledt fra den let omsættelige svinegylle, mens den befinder sig i den varme stald. Opholdstiden betyder en smule mindre for kvæggyllen, da denne er tungere omsættelig og opbevares ved lavere temperaturer, idet kvæg typisk går i åbne løsdriftsstalde, hvor temperaturen stort set svarer til udetemperaturen (Mikkelsen, Albrektsen, & Gyldenkærne, 2016).

DCE konkluderer, at hvis gyllen blev kølet ned eller bragt hurtigere ud af stalden, så ville reduktionen i drivhusgasudledningen ved afgasning i biogasanlæg kunne øges for både kvæg- og svinegylle. Samtidig vil dette kunne øge gasproduktionen på biogasanlægget. For svinegylle ville afgasning i biogasanlæg kombineret med hurtigere udslusning fra stalden tilsammen kunne reducere drivhusgasudledningen fra gyllen med ca. 70% (Mikkelsen, Albrektsen, & Gyldenkærne, 2016). Som nævnt betyder opholdstiden i stalden en smule mindre for kvæggylle, men da kvæggylle har et højere gaspotentiale sammenlignet med svinegylle, kan der stadig opnås en tilsvarende reduktion i drivhusgasudledningen, når kvæggyllen afgasses i biogasanlæg.

Flere landbrug, der leverer gylle til biogasproduktion, arbejder i dag med en kortere opholdstid i stalden. Fra medio 2018 til 2020 er der videre afsat 8,6 mio. kr. til finansiering af et rejsehold under Landbrugsstyrelsen, der skal rådgive biogasanlæg og deres gylleleverandører omkring hurtigere udslusning fra stald og lager.

DCEs opgørelse af afgasset husdyrgødning bygger på biogasanlæggenes indberetninger af deres forbrug af biomasser og gasproduktion. Udledning fra den afgassede gylle er medregnet og indeholder derfor et bidrag fra affald, der er tilsat gyllen i biogasanlægget. Bidraget fra afgasset affald er dog meget lavt sammenlignet med rågylle/husdyrgødning, idet der primært tilsættes letomsætteligt affald til biogasanlæg.

### **6.2.2 Lattergas**

Udspredning af kvælstofholdig gødning på landbrugsjord giver anledning til dannelse af lattergas (N<sub>2</sub>O), der er en meget potent drivhusgas med en opvarmningseffekt, der er 265 gange større end CO<sub>2</sub> (IPCC, 2014). Dette gælder både for handelsgødning og organisk gødning, da dannelsen af lattergas afhænger af den totale mængde af kvælstof N i gødningen. Afgasning af gylle, dybstrøelse og organisk affald i biogasanlæg medvirker til en øget mængde plantetilgængeligt kvælstof i den udbragte afgassede biomasse samt reduktion af biomassens indhold af letomsætteligt organisk stof. Dette kan mindske dannelsen af lattergas på markniveau. Hvis afgasning af affald sammen med gylle medfører, at der alt i alt bliver udbragt en større mængde kvælstof (N), kan dette øge emissionen af lattergas. I hvilket omfang dette sker, afhænger af referencesituationen, herunder i hvilket omfang den afgassede biomasse erstatter handelsgødning.

Biogasproduktionens konsekvenser for udledningen af lattergas er tidligere blevet medregnet i den nationale drivhusgasopgørelse, men der er siden 2001 fremkommet en række undersøgelser, hvoraf nogle bekræfter en reduktion i lattergasudledningen ved afgang i biogasanlæg, mens andre har fundet uændret udledning. Forskellene kan formentlig henføres til det komplicerede samspil mellem de biologiske processer og lokale jordbunds- og klimaforhold. Det vurderes, at det under danske dyrkningsbetingelser er sandsynligt, at der i de fleste år vil være en reduceret udledning af lattergas fra husdyrgødning som følge af afgang i biogasanlæg (Petersen S. O., 2017). Denne effekt kan medregnes, omend det vil kræve yderligere dokumentation i form af måleprogrammer, før dette kan indgå i den nationale emissionsopgørelse (Petersen S. O., 2017).

### **6.2.3 Substitution af fossil energi**

Biogas fortrænger fossil energi, typisk naturgas. Herved undgås den CO<sub>2</sub>-udledning, som afbrændingen af naturgas ville have givet anledning til. Ved brug af biogas i stedet for naturgas reduceres CO<sub>2</sub>-udledningen med ca. 57 kg/GJ (Energistyrelsen, 2017). Hvis biogas eksempelvis erstatter dieselolie i transportsektoren eller kul på et kraftværk, undgås den større CO<sub>2</sub>-udledning, som afbrænding af disse brændsler ville have medført.

### **6.2.4 Metantab fra biogasanlæg**

Afgang af husdyrgødning i biogasanlæg kan medføre udledninger af metan fra anlæg og installationer, som bør indgå i det samlede klimaregnskab. Hertil hører metanudslip fra biogasanlæg samt tilhørende installationer, og fra opgraderingsanlæg, der opgraderer den producerede biogas. Metantab fra produktionen kan f.eks. stamme fra utætheder i biogasanlægget, eller fra tanke, hvor biomasserne blandes, inden de føres ind i reaktoren.

Den første større analyse af metantab fra danske biogasanlæg blev gennemført af AgroTech og Dansk Gasteknisk Center i 2014-2015 (AgroTech og DGC, 2015). Målinger på ni anlæg viste metantab, der varierede mellem 0,2% og 10% af den samlede biogasproduktion. I gennemsnit udgjorde metantab 4,2% af den samlede produktion. Efter målingerne blev biogasanlæggene orienteret om, hvor på deres anlæg der var konstateret udslip, og hvor store de enkelte udslip var. På denne baggrund gennemførte anlægsejerne forskellige tiltag for at reducere tabene. Efter reparationerne blev metantab kvantificeret igen. Effekten af de gennemførte tiltag var, at metantabet var reduceret fra de gennemsnitlige 4,2% til 0,8%.

Efterfølgende er der, i forbindelse med et pilotprojekt til et frivilligt måleprogram for metanudledning fra biogas- og opgraderingsanlæg, gennemført en række målinger på forskellige anlæg (Kvist, T, 2016). I pilotprojektet blev der foretaget målinger på både gyllebaserede anlæg, rensesanlæg og opgraderingsanlæg, og der blev målt på samme anlæg af flere omgange. Store tidsmæssige variationer i udledningerne gjorde det vanskeligt at nå frem til en repræsentativ årsværdi for det enkelte anlæg, men det blev konkluderet, at den gennemsnitlige udledning fra de seks deltagende biogasanlæg lå mellem 1,1 og 3,3% af gasproduktionen (Kvist, T, 2016) med et uvægtet gennemsnit på 2,2%. Såfremt udslippet fra de to deltagende opgraderingsanlæg medtages, lå det samlede udslip mellem 2,4 og 4,5%, med et uvægtet gennemsnit på 3,5%. Der

kan også forekomme tab fra elmotorer, men dette er ikke undersøgt nærmere, og det kan antages, at et sådant tab vil finde sted, hvad enten der anvendes naturgas eller biogas i motoren.

Foreningen Biogasbranchen har på baggrund af ovenstående pilotprojekt iværksat et frivilligt måleprogram, som indebærer, at de deltagende anlæg indfører egenkontrol-procedurer og med mellemrum lader eksterne parter gennemføre målinger på anlæggene samt indberetter resultatet af disse målinger til en samlet statistik. På baggrund heraf har branchen sat sig som mål at nedbringe metantabet fra både biogas og opgraderingsanlæg til maksimalt 1% i 2020.

Metantabet fra opgraderingsanlæg vil kunne nedbringes ved skift fra vandscurber til amin-scurber-opgraderingsanlæg, da amin-anlæg taber mindre end 0,1% af den opgraderede gas (Kvist, T, 2017). Desuden vil eftermontering af udstyr (katalysatorer) på vandskrubbere kunne nedbringe udledningen fra disse anlæg. Der er tendenser til, at aminscurbbere nu foretrækkes frem for vandscurberanlæg, og der er eksempler på, at anlæg påmonterer katalysatorer på vandskrubbere. Hvis ikke alle eksisterende vandscurberanlæg frivilligt eftermonterer katalysatorer for at opfylde branchens mål, vil det kunne stilles som krav.

Foreløbige udmeldninger fra Foreningen Biogasbranchens måleprogram lyder på, at metanudslippet gennemsnitligt ligger på ca. 1% på de anlæg, der indtil videre har fået foretaget kvantificeringer. Der udestår endnu dokumentation, og det skal endvidere vurderes, om programets resultater er repræsentative for alle biogasproducenter.

Der er fortsat behov for at sikre, at der sker en reduktion af metanlækagerne fra biogas- og opgraderingsanlæg. I den forbindelse må det vurderes, om det frivillige måleprogram opnår den ønskede effekt, eller om der er behov for yderligere tiltag. Da det ikke er alle biogasproducenter, der er med i brancheforeningen, må det videre vurderes, om disse ligeledes har mulighed for og incitament til at føre lækagekontrol.

### **6.2.5 Kulstoflagring i jord**

Med til klimaregnskabet for biogas hører afgangens konsekvenser for kulstoflagringen i jorden. Ved udnyttelse af husdyrgødning til biogas bliver noget af kulstoffet omdannet til metan og dermed ikke ført tilbage til jorden. Derved vil der blive lagret mindre kulstof i jorden, end hvis husdyrgødningen blev bragt direkte ud på landbrugsjord. Forskellen er dog lille, da 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.

Hvis der afgasses halm i et biogasanlæg, vil halmen omsættes delvist og reducere kulstofindholdet i den rest, der tilbageføres til jorden. Hvis halmen derimod nedmuldes direkte på marken, vil mere kulstof lagres i jorden og bidrage til at opretholde kulstofpuljen. Afgasning af halm kan derfor medføre en negativ eksternalitet sammenlignet med direkte nedmuldning. På længere sigt vil forskellen i kulstoflagring dog være lille, da den tungtomsættelige del af halmen tilbageføres til jorden efter afgasning i biogasanlægget. Hvis alternativet til afgasning i biogasanlæg er afbrænding af halmen i et kraftvarmeværk, øges kulstoflagringen ved afgasning og dermed også kulstofcirkulationen i landbruget. I denne situation har anvendelsen af halm i biogasanlæg en positiv eksternalitet i forhold til at opretholde kulstofpuljen i jorden.

Det samme forhold gælder for organisk affald, der afgasses i et biogasanlæg. Hvis alternativet til afgang er afbrænding, øges kulstoflagringen ved afgang i biogasanlæg, såfremt den afgassede fraktion udbringes på jorden.

### **6.2.6 Forskellige opgørelser og metoder**

Beregninger af reduktionen i drivhusgasudledningen ved biogas giver forskellige resultater afhængigt af, hvilke dele af produktionskæden, der inddrages og de valgte forudsætninger i øvrigt. Man skelner grundlæggende mellem livscyklus-beregninger, der i princippet medtager hele produktionskæden, og nationale sektoropdelte opgørelser, hvor udledningen fra de enkelte sektorer opgøres for sig.

Reduktionen ved produktion og brug af biogas opgøres set i forhold til en alternativ situation, referencen, hvor biogassen ikke produceres. Udfordringen her er, at opstillingen af de to situationer – med og uden biogas – kræver, at en række forhold defineres relativt præcist. For at håndtere de mange valg defineres ofte et ”eksempelanlæg” og en tilhørende referencesituation for både håndtering af biomasser og energiforbrug.

Eksempelanlæggets sammensætning af biomasseressourcer er helt afgørende for resultatet, især er mængden af affald og energiafgrøder, der tilføres anlægget, afgørende. 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. Disse effekter skal ses i forhold til samme effekter for korndyrkning, hvis dette var på arealet før energiafgrøden.

Endelig kan anlæggets eget energiforbrug indregnes. Det kræver igen en række antagelser om type og mængde af energi mv. Hvis energiforbruget til fremstilling af biogas indregnes, bør det samme gøres for referencen. Energiforbruget ved fremstilling af fossil naturgas udgør i størrelsesordenen 5 – 6% af den leverede energimængde (Miljø- og Energiministeriet, 2000; Energistyrelsen, 2016).

### **6.2.7 Klima- og energiforhold ved brug af affald i biogasanlæg**

Biogasanlæg afgasser ofte organisk affald sammen med husdyrgødning. Affaldet står typisk for en forholdsvis stor del af gasproduktionen. Hvis affaldet alternativt var blevet afbrændt på et affaldsforbrændingsanlæg, ville det her have produceret el og varme, som kunne fortrænge fossil energi, og det ville ikke have givet anledning til udledning af metan eller lattergas. Hvis affaldet alternativt var blevet håndteret som gylle, dvs. lagret og derefter udbragt på marken, ville det have givet anledning til udledning af metan og lattergas, som kan mindskes ved bioafgasning. Det har derfor meget stor betydning for klimaregnskabet, hvordan affald indgår i både biogas- og referencescenariet.

Madaffald er typisk vådt og kræver derfor en del energi at brænde af i et affaldsforbrændingsanlæg. På langt de fleste affaldsforbrændingsanlæg kondenseres røggassen, hvilket vil sige, at

den energi, der er gået til at fordampe vandet i brændslet, genindvindes. Det betyder, at stort set hele energiindholdet i det organiske affald kan udnyttes, også selv om affaldet er vådt.

På et biogasanlæg er det ikke hele energiindholdet i affaldet, der bliver omsat til energi, og der er derfor ingen netto energigevinst ved at producere biogas frem for at brænde affaldet i et affaldsforbrændingsanlæg. Det kan derfor heller ikke umiddelbart konkluderes, at der opnås en nettogevinst for klimaet ved at udsortere og bioafgasse organisk husholdningsaffald frem for at afbrænde det i et affaldsforbrændingsanlæg, selv om afgangning af affaldet øger kulstoflagringen i jord og sparer udledninger ved produktion af kunstgødning.

Udsortering af affaldsfraktioner kan imidlertid samlet set give energimæssige fordele, idet det kan give en større fleksibilitet i og med at flere fraktioner bliver lagerbare. Biogas er også – i modsætning til affald – en fleksibel energiform, der kan lagres, og som ud over el- og varme- produktion kan bruges til transport og som spidslast elproduktion, når der ikke er vindkraft nok. Dette kan give energi- og klimamæssige gevinster på sigt og være et argument for at udsortere det organiske affald og anvende det til biogasproduktion (Cimpan, Rothmann, & Wenzel, 2015).

Hvis der desuden, i kraft af udsorteringen, bliver mere husholdningsaffald til rådighed for husdyrgødningsbaserede biogasanlæg vil de få mulighed for at afgasse mere gylle og ad denne vej medvirke til at reducere landbrugets udledning af klimagasser. Dermed kan der komme en positiv klimaeffekt af at udsortere det organiske affald og sende det til afgangning i biogasanlæg. Denne positive effekt opnås dog ikke, hvis det organiske affald afgasses i rådnetanke på spildevandrensingsanlæg.

Tabel 6-2 viser, hvilken energiudnyttelse der kan opnås ved forskellige anvendelser af kildesorteret husholdningsaffald. Oplysningerne er fra 2014, og den gennemsnitlige energiproduktion fra et affaldsforbrændingsanlæg vil formodentlig være større i dag, som følge af, at flere anlæg har fået installeret røggaskondensering.

Teknologi	Netto energi	El	Varme
	GJ	GJ	GJ
Afgasning med genanvendelse af den afgassede biomasse på landbrugsjord	4,1	1,9	2,2
Forbrænding Gennemsnit	4,9	0,9	4,0
Nyt affaldsforbrændingsanlæg med optimeret elproduktion	5,4	1,5	4,0
Nyt affaldsforbrændingsanlæg med optimeret varmeproduktion	6,2	1,3	4,9

*Tabel 6-2. Svar på folketingsspørgsmål 206 alm. del, 10. september 2014, om hvilken nettoanvendelig energimængde der kan produceres af et ton gennemsnitligt kildesorteret husholdningsaffald ved forskellige anlæg.*

### **6.2.8 Tidligere beregninger af drivhusgasreduktion ved biogas**

DCEs metode til beregning af reduktionen i drivhusgasudledningen ved biogasproduktion er en opdatering af tidligere arbejde udført af Svend G. Sommer, Dansk Jordbrugsforskning, m. fl. i 2001 (Sommer, Møller, & Petersen, 2001).

I Svend G. Sommers klimaregnskab for bioafgasning fra 2001 indgik både gylle og affald og både metan og lattergas blev medregnet i klimaregnskabet. Reduktionen blev beregnet i forhold til en referencesituation, hvor affaldet blev håndteret som husdyrgødning, dvs. anaerob oplagring indtil udbringning på landbrugsjord.

DCE, *Det Nationale Center for Miljø og Energi ved Aarhus Universitet*, opgør hvert år Danmarks udledning af drivhusgasser i rapporter til FN (Nielsen, et al., 2018). I deres seneste emissionsopgørelse når DCE frem til, at de nuværende biogasanlæg i gennemsnit mindsker metanudledningen fra gylle med 36% eller 5,02 kg. CO<sub>2</sub>-ækv. per ton kvæggylle og 23% eller 11,62 kg. CO<sub>2</sub>-ækv. per ton svinegylle, der afgasses inden den lagres i gylletanke (Nielsen, et al., 2018).

Reduktion af metanudledning fra gylle og affald ved afgangning i biogasanlæg				
	Sommer et al., 2001*		Nielsen et al., 2018** (DCE)	
	Metan (CH <sub>4</sub> ) stald og lager reduktion i %	Metan reduktion kg CO <sub>2</sub> -eq pr. ton	Metan (CH <sub>4</sub> ) stald og lager reduktion i %	Metan reduktion kg CO <sub>2</sub> -eq pr. ton
Svinegylle	51%	31,3	23%	11,6
Kvæggylle	30%	5,8	36%	5,0
Affald	63%	Ikke opgjort pr. ton	Ikke indregnet	Ikke indregnet

Tabel 6-3. Reduktion af metanudledning fra gylle ved bioafgasning set i forhold til håndtering uden biogasproduktion i to undersøgelser.

\* Sommer et al., 2001; Reduktion af drivhusgasemission fra gylle. DJF Rapport nr. 31/Husdyrbrug og organisk affald ved biogasbehandling.

\*\*Nielsen et al., 2018; Denmark's National Inventory Report 2018. Emission Inventories 1990-2016 - Submitted under the United Nations Framework.

Reduktion i metanudledning ved bioafgasning for de to undersøgelser fremgår af Tabel 6-3. Som det fremgår af tabellen, er der forskel på de to undersøgelseres resultater. DCE beregner således en reduktion i metanudledningen på hhv. 5,0 og 11,6 kg CO<sub>2</sub>-ækv., mens Svend G. Sommers reduktioner svarer til hhv. ca. 5,8 og 31,3 kg CO<sub>2</sub>-ækv. per tons hhv. kvæg- og svinegylle. Dette skyldes forskelle i metode og forudsætninger.

For det første var metandannelsens temperaturafhængighed hos (Sommer, Møller, & Petersen, 2001) en teoretisk model, baseret på tre udvalgte forsøg med udendørs lagring af varierende længde, mens temperaturfunktionen i DCEs opgørelse er baseret på målinger af metandannelsen i en række kvæg- og svinegyller. For det andet er der på en række punkter forskellige antagelser. Sommer et al. (2001) antog f.eks., at svinegylle opholder sig 15 dage i stalden, mens DCE på baggrund af faktiske opholdstider (Kai, Birkmose, & Petersen, 2015) antager, at svinegylle opholder sig ca. 20 dage i stalden.

I modsætning til Sommer et al. (2001) vurderer DCE, at det affald, der tilføres biogasanlægge- ne, ikke har nogen betydende metanproduktion i referencescenariet. DCE mener derfor, at antagelsen i Sommer et al. (2001) om, at affald opbevares som gylle, medfører en overvurdering af såvel emissionerne fra affaldet som reduktionen ved bioafgasning. Tilført affald bidrager i DCEs beregning til metanudledning fra lageret efter bioafgasning, men indgår ellers ikke i beregningen.

Endelig indgik en reduktion i udledningen af lattergas efter biogasbehandling af husdyrgødning og affald i beregningerne hos Sommer et al. (2001). I Sommer et al. (2001) er N<sub>2</sub>O-effekten beregnet både i stald/lager og fra udbragt husdyrgødning/affald på markerne. DCE's opgørelse medregner ikke sådanne reduktioner på grund af manglende dokumentation jf. afsnit 6.2.2 om lattergas.



Reduktion af lattergasudledning fra gylle og affald ved afgasning i biogasanlæg, reduktion i %		
	Sommer et al., 2001*	Nielsen et al., 2018** (DCE)
Affald	77,9%	Ikke medregnet
Svinegylle	40,9%	Ikke medregnet
Kvæggylle	36,5%	Ikke medregnet

Tabel 6-4. Reduceret udledning af lattergas fra affald gylle ved bioafgasning.

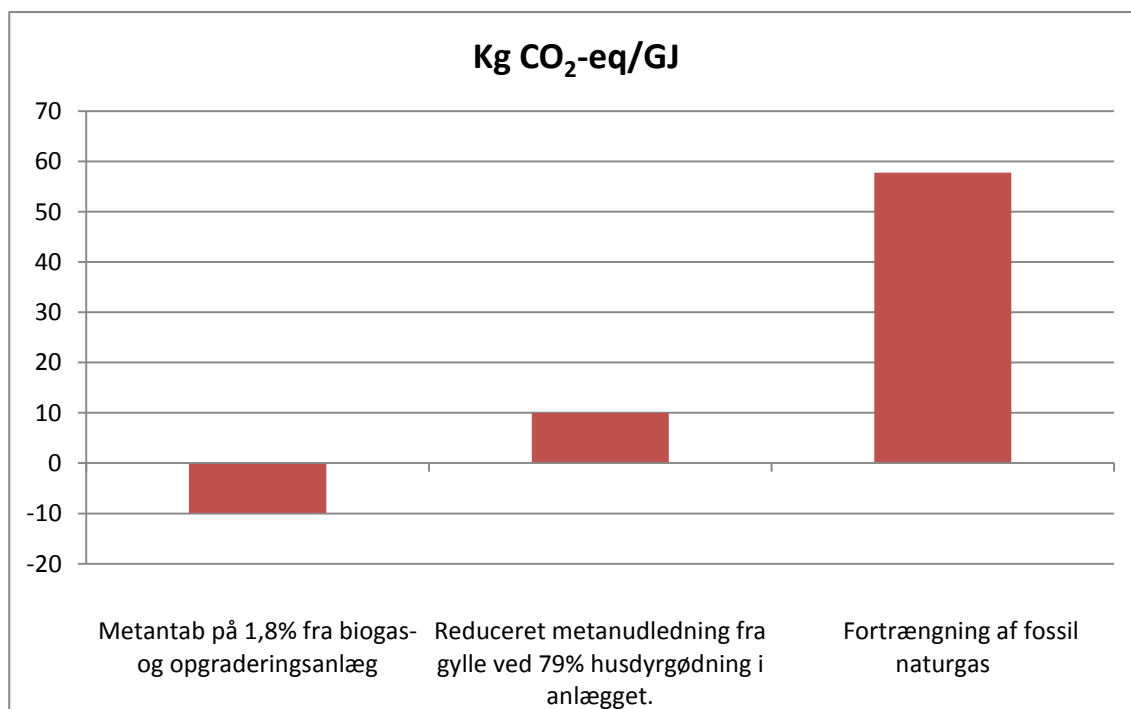
\* Sommer et al, 2001; Reduktion af drivhusgasemission fra gylle. DJF Rapport nr. 31/Husdyrbrug og organisk affald ved biogasbehandling.

\*\* Nielsen et al., 2018; Denmark's National Inventory Report 2018. Emission Inventories 1990-2016 - Submitted under the United Nations Framework.

### 6.2.9 Samlet klimaeffekt ved biogasproduktion

Som det fremgår af ovenstående, kan klimaregnskabet ved biogasproduktion gøres op på mange måder og give mange forskellige resultater. Det er imidlertid en robust konklusion, at substitutionseffekten, dvs. erstatningen af fossil naturgas med biogas, er den vigtigste post i biogassens klimaregnskab. De to næstvigtigste og modsatrettede poster er reduktionen af metanudledningen fra gyllehåndteringen i landbruget og det mulige metantab fra biogasanlægget.

Torben Kvist har opgjort regnskabet (Kvist, 2017) for et dansk gennemsnitsanlæg. Opgørelsen viser, at ved et metantab fra anlægget på omkring 1,8% vil emissionen herfra være ligeså stor som den reducerede metanudledning fra gylle i landbruget, jf. Figur 6-1.



Figur 6-1. Figuren viser de tre vigtigste poster i klimaregnskabet for et biogasanlæg, der anvender 80% gylle, 10% affald og 10% dybstrøelse. Det er antaget, at biogas fortrænger en tilsvarende mængde naturgas, og at der er et samlet metantab på 1,8% fra biogasanlæg og evt. opgraderingsanlæg. Dyrkning af energifgrøder er ikke vist, men 2% energifgrøder i anlægget kan medføre en ekstra udledning på 1,3 kg CO<sub>2</sub>-eq pr. GJ (Kvist, 2017).

### 6.2.10 Værdi af klimaeffekt af biogasproduktion

Den økonomiske værdi af en reduktion i drivhusgasudledning afhænger af, om reduktionen sker indenfor eller udenfor kvotesektoren.

Reduktioner indenfor kvotesektoren kan prissættes ud fra markedsprisen på CO<sub>2</sub>-kvoter. Som følge af Europa-Kommissionens seneste reguleringer af CO<sub>2</sub>-kvotesystemet er kvoteprisen i løbet af 2018 steget fra 5 – 10 EUR pr. ton ved årets start til 20 – 25 EUR pr. ton i september måned. 20 – 25 EUR pr. ton svarer til 150 – 185 kr. pr. ton.

Kvoteprisen afhænger af det samlede loft, som EU har sat for udledninger inden for kvotehandelssystemet. Kvoteprisen er altså ikke sat ud fra en 'top-down-tilgang' til, hvad værdisætningen skal være for at sikre Danmarks langsigtede mål om at blive et lavemissionssamfund, der er uafhængigt af fossile brændsler.

Reducerede drivhusgasudledninger udenfor den kvotebelagte sektor kan, ifølge Energistyrelsens beregningsforudsætninger (Energistyrelsen, 2017), værdisættes med 324 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-eq. Prisen på 324 kr. per ton er et forsøg på at prissætte den samfundsøkonomiske værdi af reduktioner udenfor kvotehandelssystemet. Da det er staten, der her har forpligtelsen, påvirker staten udledningen ved at give aktørerne incitamenter til at reducere. De 324 kr. er ikke en pris, som udlederen skal betale, som det gælder for kvoteprisen. Værdien fungerer i stedet som et sammenligningsgrundlag for, hvilke tiltag staten vælger at gennemføre. Værdisætningen af reducerede drivhusgasser udenfor kvotesektoren er altså heller ikke sat ud fra en 'top-down-tilgang' til, hvad værdisætningen skal være for at sikre det langsigtede mål om, at Danmark bliver et lavemissionssamfund, der er uafhængig af fossile brændsler i 2050.

Værdien på 324 kr. per ton er vurderet ud fra et perspektiv, der rækker frem til 2030. Den kan derfor højst sandsynligt ikke anvendes som værdisætning af reduktioner frem mod målene om lav-emissionssamfund og fossil uafhængighed i 2050. Beregninger tyder f.eks. på, at udledning af CO<sub>2</sub> skal prissættes med op til 2000 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>, før naturgas udfases af energisystemet (Ea-Energianalyse; SDU, 2017).

Der pågår et arbejde med at opgøre de danske reduktionsomkostninger i ikke-kvotesektoren for 2021-2030, som vil resultere i nye beregningsforudsætninger.

Under forudsætning af, at metantab fra biogasanlæg og fra opgraderingsanlæg i fremtiden kan holdes på max. ca. 1%, kan klimaeffekten ved produktion og brug af biogas i stedet for naturgas opgøres til ca. 60 kg CO<sub>2</sub>-ækv. pr. GJ biogas. Hvis substitution af naturgas med biogas sker indenfor kvotesektoren, bliver værdien af klimaeffekten dermed på ca. 9 – 11 kr. pr. GJ med de nuværende kvotepriser. Hvis substitutionen sker udenfor kvotesektoren, bliver værdien på ca. 19 kr. pr. GJ, med den ovenfor nævnte prissætning på 324 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-ækv.

Med en mulig fremtidig værdi af drivhusgasreduktion på mellem 1000 og 2000 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>-ækv. kan værdien af biogassubstitution stige til ca. 60 – 120 kr. pr. GJ.

## 6.3 Miljø- og landbrugseksternaliteter

### 6.3.1 Udvaskning af kvælstof til vandmiljøet

Ved tilførsel af gødning til jorden vil en del af kvælstoffet optages af planter, mens den resterende del udvaskes. Husdyrgødning består primært af organisk gødning, der gradvist nedbrydes og mineraliseres af mikroorganismer, mens handelsgødning er uorganisk mineralisk gødning. Så længe kvælstoffet er organisk bundet, kan det hverken optages af planter eller udvaskes. Uorganisk kvælstof kan derimod både optages af planter og udvaskes.

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 (nitrat og ammonium). Dette øger afgrødernes mulighed for at udnytte kvælstoffet i gyllen og give et højere høstudbytte, men det øger også risikoen for udvaskning.

Sammenlignes to scenarier, hvor man i det ene udbringer 1 ton afgasset gylle på marken hvert år og i det andet udbringer 1 ton ikke-afgasset gylle med samme indhold af N, vil N-udvaskningen være stort set ens i det første år og derefter mindre i det første scenarie, hvor gyllen afgasses. Dette skyldes, at en større del af kvælstoffet i den afgassede gylle bliver optaget af planterne i vækstsæsonen, og der dermed er mindre tilbage i jorden, som mineraliseres og udvaskes i efterfølgende efterår og vintre (Børgesen, 2015).

Ved afgasning af affald afhænger effekten af bioafgasning af, hvorvidt affaldet alternativt (i referencen) ville være blevet spredt direkte på marken, eller om der er tale om en mertilførsel på landbrugsjord, fordi affaldet i referencen ville være blevet afbrændt, ikke importeret eller behandlet på anden vis. Hvis alternativet er direkte udspredning på marken, vil afgasning, som det er tilfældet for gylle, give anledning til en mindre udvaskning. Hvis alternativet er, at affaldet afbrændes, vil afgasning af affald i et biogasanlæg betyde, at der tilføres mere N til landbrugsjorden, hvilket kan føre til øget udvaskning.

Der må ifølge de danske gødskningsregler tilføres mere N til landbrugsjord, når det tilføres i form af afgasset biomasse (gylle og affald) fra et biogasanlæg, end der må, hvis man gødsker med kunstgødning. Dette skyldes, at udnyttelseskravet til N-indholdet i affald – hvad enten det er afgasset eller ej – typisk kun er 40 – 45%. Resten af N-indholdet (55 – 60%) tælles ikke med i den mængde N, det er tilladt at bringe ud på marken. Hvis man i stedet gødskede marken med mineralisk gødning, ville det ikke være tilladt at bringe ligeså meget total-N ud, da udnyttelseskravet til mineralisk N er 100%.

De nuværende danske regler, hvor kvælstofmængderne reguleres ved generelle normer for, hvor meget udnytteligt kvælstof der må tilføres en mark, kan derfor medføre, at den del af den tilførte N-mængde, der stammer fra afgasset biomasse, vil kunne give anledning til ekstra udvaskning, set i forhold til en situation, hvor der udelukkende gødes med mineralisk gødning. Om det sker, afhænger af den præcise referencesituation.

FØI rapport 136 "Samfundsøkonomiske analyser af biogasfællesanlæg" (Nielsen, Hjort-Gregersen, Thygesen, & Christensen, 2002) har opgjort kvælstofudvaskningen fra gylle og affald. Resultatet af regnestykket fremgår af Tabel 6-5.

<b>Reduceret N udvaskning fra gylle</b>	0,11 kg N/ ton gylle
<b>Reduceret N udvaskning fra affald, der alternativt ville være blevet bragt ud på marken</b>	0,49 kg N/ ton affald
<b>Øget udvaskning af N fra affald, der alternativt ville være blevet brændt</b>	0,90 kg N/ ton affald

Tabel 6-5. FØI Rapport 136, 2002. Ændret udvaskning af N ved biogas.

Det ses af resultaterne i Tabel 6-5, at det er helt afgørende for det samlede resultat, om affaldet alternativt forudsættes afbrændt eller forudsættes lagret og udbragt som gylle.

### 6.3.2 Recirkulering af næringsstoffer

Afgasning af biomasse i biogasanlæg og efterfølgende udbringning af den afgassede biomasse på marken giver mulighed for at recirkulere næringsstoffer som f.eks. fosfor, som ville være gået tabt, hvis biomassen var blevet brændt i et affaldsforbrændingsanlæg og ikke tilbageføres til landbrugsjorden. Da fosfor er en knap ressource har det stor betydning, at vi kan finde måder at genanvende fosfor på.

Markedsprisen på fosfor antages ikke p.t. at afspejle denne langsigtede værdi, hvorfor der er en positiv eksternalitet.

### 6.3.3 Lugt

Ved udbringning af afgasset gylle er der to effekter, der påvirker lugtgenerne sammenlignet med udspreddning af ikke-afgasset gylle; dels er lugten ikke så kraftig ved brug af afgasset gylle som ved ikke-afgasset gylle, og dels siver materialet hurtigere i jorden, hvis gyllen er afgasset, da tørstofindholdet er mindre i den afgassede gylle (Hansen, 2004). Ved afgasning af gylle opstår der altså en positiv eksternalitet.

Selve biogasanlægget kan give anledning til lugtgener for naboerne især ved utætheder og i forbindelse med reparationer, tømning af tanke mv. Der er her tale om en negativ eksternalitet, der dog rammer væsentlig færre mennesker end ovenstående. Det er desuden vurderingen, at lugtgener ved biogasanlæg er blevet væsentligt reduceret.

### 6.3.4 Luftforurening fra øget transport og afbrænding af biogas

Den samlede transport af gylle fra husdyrproducenten til marken vil være længere ved afgasning, idet gyllen først skal køres til et biogasanlæg og derefter spredes på marken. Den længere transport i lastbil vil betyde en større miljøbelastning i form af udledning af forurenende stoffer, herunder drivhusgasemissioner, støj, uheld, trængsel og slid på infrastruktur. Transport af øvrige biomasser til biogasproduktion kan ligeledes være en negativ eksternalitet ved biogasproduktion, da nogle biogasanlæg er specialiserede i bestemte typer af biomasse, der skal

indhentes langvejs fra. Denne transport afhænger dog af referencesituationen, da den alternative udnyttelse af disse øvrige biomasser er vigtig for eksternalitetens værdisætning.

Endelig kan der i visse tilfælde være øgede emissioner forbundet med at afbrænde biogas direkte i motorer eller kedler sammenlignet med naturgas.

### 6.3.5 Værdisætning af miljø- og landbrugseksternaliteter

For de eksternaliteter, hvor der eksisterer et politisk fastsat reduktionsmål, kan enhedsprisen bestemmes ud fra omkostningerne ved at nå målet. For de eksternaliteter, hvor der ikke eksisterer et politisk fastsat mål, kan enhedsprisen bestemmes ud fra skadesomkostninger eller "samfundets" eller bestemte grupper, f.eks. husejeres, betalingsvilje for at undgå eksternaliteten.

Reduceret kvælstofudvaskning kan værdisættes ud fra skadesomkostningerne eller ud fra omkostningerne til at reducere udvaskningen. Baseret på reduktionsomkostningerne (opgjort velfærdsøkonomisk) værdisætter IFRO kvælstofudvaskningen til 25 – 60 kr. pr. kg. N udvasket ved rodzonen. De Økonomiske Råd (De Økonomiske Råd, 2015) værdisætter omkostningerne til at reducere udledningen til mellem 81 og 106 kr. pr. kg. N.

Der eksisterer ikke et politisk fastsat mål for at reducere lugt, men der er lavet undersøgelser af betalingsvilje for at undgå lugt fra svinefarme, og lugt er reguleret i lovgivningen. Omkostningerne til at leve op til disse krav kan give en indikation af værdien af at reducere lugt.

Værdien af eksternaliteter ved øget transport af biomasse er opgjort til 3,87 kr. pr. km. inkl. værdien af drivhusudledning, for en lastbil med en kapacitet på 23,2 ton biomasse (COWI; DTU Transport, 2017).

Tabel 6 viser en værdisætning gennemført af IFRO. IFRO medregner skadesomkostninger ved øgede udledninger af NO<sub>x</sub> og SO<sub>2</sub> og partikler, idet der i visse værker er forskel på disse udledninger ved brug af biogas og naturgas. Lugtgener er ikke medregnet i IFRO's opgørelse.

	Bidrag ved lav N-skyggepris, (25 kr./kg N). Kr./GJ	Bidrag ved høj N-skyggepris, (60 kr./kg N). Kr./GJ
<b>Reduceret udvaskning af N til vandmiljø</b>	6,4	15,4
<b>Øget udledning af NO<sub>x</sub></b>	-0,52	-0,52
<b>Øget udledning af SO<sub>2</sub></b>	-0,4	-0,4
<b>Øget Udledning af PM2,5</b>	-0,03	-0,03
<b>Øget luftforurening fra kørsel</b>	-0,12	-0,12
<i>Sum</i>	5	14

Tabel 6. IFROs værdisætning af miljøeksternaliteter ved biogas. Der er tale om et anlæg uden indkøringstab, der afgasser gylle og separeret gylle.

### 6.3.6 Øvrige landbrugsmæssige effekter

Ud over de ovennævnte eksternaliteter har biogasproduktion en række øvrige landbrugsmæssige effekter. De to vigtigste er:

- Husdyrgødning har efter afgasning et højere indhold af mineralsk kvælstof, som umiddelbart kan optages af planterne og derved bidrage til reduceret brug af mineralsk gødning eller et højere høstudbytte.
- Næringsstofferne i affald og andre biomasser, som recirkuleres via biogasanlægget, har en tilsvarende gødningsværdi.

Herudover har det en værdi for landbruget, at biogasanlæg kan bidrage til at omfordele og blande gylle. For økologer har biogasanlæg en vigtig funktion som næringsstof-leverandør, da økologiske jordbrug ikke må anvende konventionel handelsgødning og via afgasning kan få adgang til næringsstoffer fra affald, som ikke kunne anvendes, hvis dette ikke var afgasset. Ovenstående landbrugsmæssige effekter er ikke egentlige eksternaliteter i økonomisk forstand.

## 6.4 Konklusion

Biogassens klima- og miljøregnskab afhænger af en lang række andre forhold, herunder hvilke biomasser anlægget afgasser, og hvilken referencesituation der sammenlignes med.

Biogasproduktion (afgasning) af husdyrgødning reducerer udslippet af metan fra husdyrgødning i landbruget og producerer en VE-gas, der kan erstatte fossil naturgas. Biogas leverer dermed reduktioner af drivhusgasudledning, bl.a. udenfor kvotesektoren.

Biogasproduktionen er på en række punkter ikke klima- og miljøoptimeret i dag. Der er risiko for, at både biogas- og opgraderingsanlæg taber metan til omgivelserne. Hvis foreløbige målinger er udtryk for et generelt niveau, eliminerer metantabet fra anlæggene produktionens positive klimaeffekt i landbruget. Der er ikke en sikker viden om metantab fra biogasanlæg, men biogasbranchen har iværksat et frivilligt måleprogram, som forventes at forbedre videngrundlaget.

Svinegylle taber en stor del af gaspotentialen i stalden, hvor den typisk opholder sig i 20 dage, inden den udsluses. Hurtigere udslusning og/eller nedkøling af gyllen ville kunne nedbringe metantabet betydeligt.

Afgasning i biogasanlæg kan formentlig reducere lattergasudledningen fra udbragt husdyrgødning, men effekten er ikke dokumenteret tilstrækkeligt til, at den medregnes i de nationale drivhusgasopgørelser.

Biogasproduktionen bidrager til at recirkulere næringsstoffer, herunder fosfor, og nå genanvendelsesmål i ressourcestrategi og affaldsdirektiver og bidrager dermed til visionen om den cirkulære økonomi.

Produktionen reducerer udvaskningen af kvælstof til vandmiljøet fra husdyrgødning.

I det omfang anlæggene afgasser biomasser, der ikke ellers var bragt ud på markerne, kan de lave udnyttelseskrav til kvælstoffet i disse biomasser potentielt medføre, at der udbringes en større mængde kvælstof på markerne, og at der dermed sker en stigende kvælstofudvaskning. Der er behov for mere viden om de forskellige affaldsfraktioner og deres betydning for udvaskningen af kvælstof.

Det har ikke været muligt indenfor rammerne af denne rapport at lave en værdisætning af samtlige eksternaliteter ved produktion og anvendelse af biogas.

## 7 Produktionsomkostninger for biogas

Biogasanlæg er store 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 gyllebaserede anlæg, da gyllen 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.

Et fællestræk for de eksisterende anlæg er, at de er bygget til at håndtere pumpbare biomasser dvs. primært gylle og vådt 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 oftest erstattet af en betaling. Visse affaldstyper med høje gaspotentialer sælges til høje priser.

Mange 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. Dette betyder bl.a., at et evt. overskud skal gå til at nedsætte varmeprisen, og anlæggenes indtjeningsmuligheder har derfor været begrænsede.

Omkostningerne ved at producere biogas kan variere meget, afhængigt af anlægsstørrelse, opførelsetidspunkt m.m. En afgørende faktor er biomassesammensætningen og indkøbsprisen på den biomasse, der anvendes, bl.a. den ovenfor nævnte pris på organisk industriaffald.

Der blev i 2014-15 gennemført et Biogas Taskforce-projekt<sup>9</sup> (Hjort-Gregersen, 2016), der havde til formål at afdække produktionsomkostningerne for biogas. I projektet blev produktionsomkostningerne undersøgt på 7 specifikke anlæg. Omkostningerne blev for 6 af anlæggene opgjort til mellem 80 og 165 kr./GJ, hvilket svarer til ca. 85 – 175 kr./GJ, omsat til dagens priser. På et enkelt anlæg var produktionsprisen dog betydeligt lavere, nemlig på ca. 35 kr./GJ.

I juli 2016 trådte støtteordningerne til biogas til transport, proces og varme i kraft. Potentielle støttemodtagere, der ønsker støtte efter en af disse ordninger, skal i forbindelse med støtteansøgningen oplyse deres forventede købs- eller produktionspris for biogas. Der har indtil nu været ca. 10 ansøgere. Disse 10 ansøgere har oplyst biogaspriser på mellem 119 og 160 kr./GJ, med et vægtet gennemsnit på 155 kr./GJ.

---

<sup>9</sup> "Udvikling og effektivisering af biogasproduktionen i Danmark. Økonomi – nøgletal og benchmark", [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Bioenergi/oekonomirapport\\_udvikling\\_og\\_effektivisering\\_final.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Bioenergi/oekonomirapport_udvikling_og_effektivisering_final.pdf)



Biogaspriserne på de "nye" anlæg er således relativt høje i forhold til priserne på de "gamle" anlæg, også set i lyset af, at der formodentlig har været en vis teknologiudvikling og økonomisk effektivisering af anlæggene, således at de nye anlæg burde kunne producere billigere. Forklaringen på den relativt dyre produktion på de nye anlæg er formodentlig, at de nye anlæg skal betale mere for inputbiomassen end de gamle anlæg. Dette forhold kan måske også forklare den meget lave produktionspris på 35 kr./GJ på det ene af de gamle anlæg – anlægget kan have en god aftale med biomasseleverandørerne, og får måske penge for at modtage organisk affald o.l.

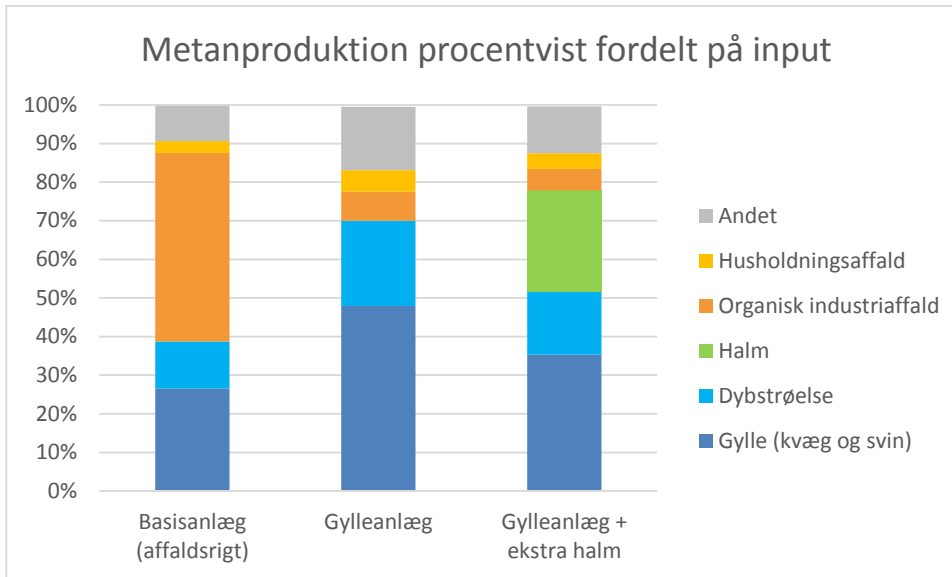
Der er som led i dette projekt gennemført beregninger af den forventede fremtidige produktionspris for biogas, baseret på oplysninger i Teknologikataloget<sup>10</sup>. Teknologikatalogets data omhandler kun biogafællesanlæg og gårdanlæg, der primært er baseret på husdyrgødning. Data for spildevandsanlæg, industrianlæg og lossepladsanlæg indgår således ikke.

I Teknologikataloget opereres med 3 forskellige typer af biogasanlæg, nemlig et basisanlæg, der har et relativt højt input af gylle, samt et halmanlæg og et affaldsanlæg, der har større input af henholdsvis halm og affald. Teknologikataloget giver mulighed for at "skrue på" de forskellige input-andele. De nuværende husdyrgødningsbaserede anlæg har et relativt stort input af organisk affald, og ud fra Teknologikatalogets oplysninger er der regnet på et anlæg, der har en inputsammensætning svarende til de nuværende anlæg. Tabel 7-1 viser inputsammensætningen på dette såkaldte "basisanlæg". I tabellen er endvidere vist inputsammensætning for Teknologikatalogets basisanlæg, her benævnt "gylleanlæg", samt for det samme anlæg, hvor der er antaget tilførsel af ekstra halm. Tallene er gældende for perioden 2020-2050. Figur 7-1 viser metanproduktionen fordelt på input for de 3 anlæg.

	Basisanlæg (affaldsrigt)	Gylleanlæg	Gylleanlæg med ekstra halm
<i>Inputtype:</i>	<i>%-fordeling baseret på våd vægt</i>		
<b>Gylle (kvæg og svin)</b>	74,3%	83,8%	80,7%
<b>Dybstrøelse</b>	7,5%	8,5%	8,2%
<b>Fast staldgødning</b>	0,2%	0,2%	0,2%
<b>Halm</b>	0,0%	0,0%	3,6%
<b>Organisk industriaffald</b>	12,4%	1,2%	1,2%
<b>Husholdningsaffald</b>	1,1%	1,2%	1,2%
<b>Energiafgrøder</b>	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Andet</b>	4,5%	5,1%	4,9%
<b>Sum</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Tabel 7-1. Inputsammensætning for de typer af biogasanlæg, der er regnet på.

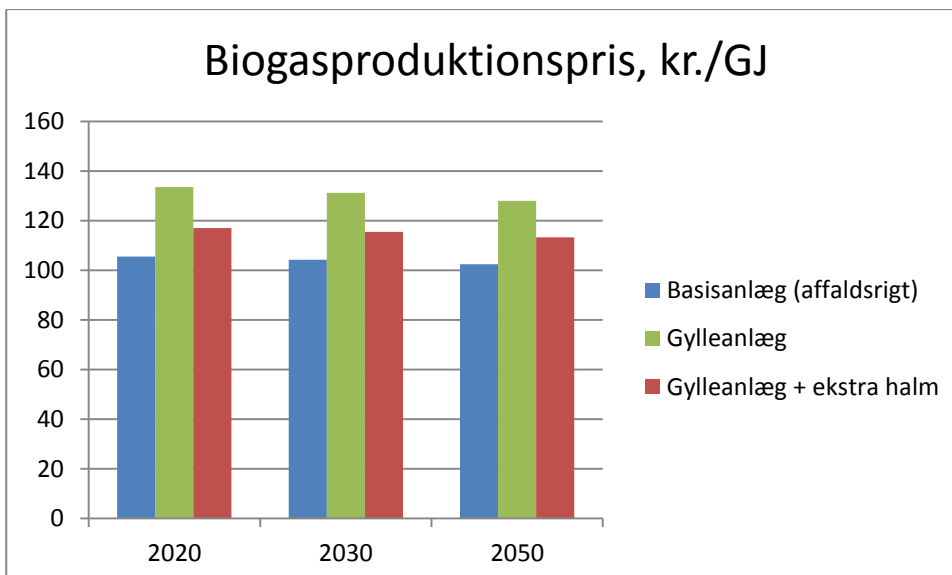
<sup>10</sup> <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>



Figur 7-1. Metanproduktion procentvist fordelt på typer af input.

De beregnede biogasproduktionspriser fremgår af Figur 7-2. For hver anlægstype er der gennemført beregninger for 2020, 2030 og 2050. I produktionsprisen indgår udgifter til investering, drift og vedligehold samt udgifter til anskaffelse af råvarer til biogasproduktionen.

Det fremgår af Figur 7-2, at produktionsprisen på et basisanlæg ligger ret konstant på ca. 105 kr./GJ. Produktionsprisen på gylleanlægget ligger på ca. 130 kr./GJ, mens produktionsprisen på anlægget, der anvender ekstra halm, er lidt lavere, nemlig ca. 115 kr./GJ. For alle 3 anlæg er produktionsprisen ret konstant helt frem til 2050. Det skyldes, at en forventet økonomisk forbedring som følge af teknologiudvikling opvejes af stigende omkostninger til el.



Figur 7-2. Produktionspriser for biogas 2020, 2030 og 2050, beregnet ud fra Teknologikataloget.

Samlet set kan det konstateres, at der er en meget stor variation i produktionsprisen for biogas. I Tabel 7-2 er priserne fra Biogas Taskforce-projektet (Hjort-Gregersen, 2016), støtteansøgningerne og Teknologikataloget sammenstillet.

Kilde	Laveste pris, kr./GJ biogas	Højeste pris, kr./GJ biogas
<b>Biogas Taskforce-projekt</b>	85*	175
<b>Støtteansøgninger</b>	119	160
<b>Teknologikatalog</b>	105	130

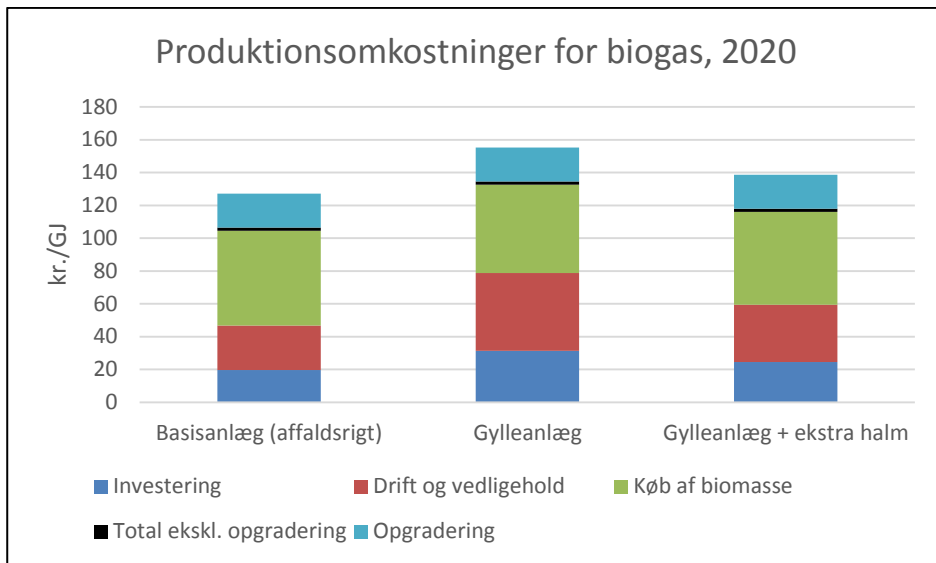
Tabel 7-2. Oversigt over produktionspriser for biogas.

\* Anlægget med produktionspris på 35 kr./GJ er her udeladt, da det vurderes at være meget atypisk.

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.

Produktionspriserne i Figur 7-2 omfatter ikke omkostninger til opgradering af biogassen. Omkostningerne til opgradering, der ifølge Teknologikataloget udgør ca. 20 kr./GJ, fremgår af Figur 7-3, der viser produktionsomkostningerne i 2020 for de 3 anlægstyper, der er regnet på, opdelt på udgifter til investering, til drift og vedligehold, til køb af biomasse og til opgradering. Med opgradering bliver den samlede produktionspris på ca. 125-155 kr./GJ, afhængigt af anlægstype.

Også for opgraderet biogas kan der være en større variation i produktionsomkostningerne, end Teknologikatalogets tal viser, jf. Tabel 7-2.



Køb af biomasse	59	55	58
Drift og vedligehold	27	47	35
Investering	20	31	25
<b>Produktionspris</b>	<b>106</b>	<b>134</b>	<b>117</b>
Opgradering	22	22	22
<b>Produktionspris inkl. opgradering</b>	<b>127</b>	<b>155</b>	<b>139</b>

Figur 7-3. Beregnede omkostninger til produktion af biogas, opdelt på køb af biomasse, drift og vedligehold, investering og opgradering. Tallene er angivet i kr./GJ.

## 8 Biogassens rolle i energisystemet

I dette kapitel ses der på, hvordan biogassen mest hensigtsmæssigt kan bidrage til at opfylde energi- og klimamålene. Desuden ses der på, hvordan biogassen kan bidrage til energiforsyningssikkerheden.

### 8.1 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 og 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. Biogassen kan også bruges i en motor, der laver el og varme, som derefter udnyttes af virksomheden, eller i en kedel til ren varmeproduktion. Biogas kan som oftest direkte erstatte naturgas, men visse industrielle anvendelser kræver, at biogassen er opgraderet helt eller delvist til naturgaskvalitet.

Biogas kan endvidere bruges til transportformål efter en opgradering. Anvendelsen kan ske direkte, eller den opgraderede biogas kan tilføres naturgasnettet, som fører gas frem til tankstationerne.

Da biogas er et brændsel, kan det bruges til en bred vifte af formål, herunder formål, hvor der ikke p.t. kan benyttes andre vedvarende alternativer. Biogas adskiller sig således fra sol og vind ved at kunne lagres og anvendes fleksibelt i modsætning til el fra sol og vind, der produceres, hhv. når solen skinner og vinden blæser.

Figur 8-1 viser en skematisk opdeling i, hvilke hovedformål der efterspørges af energisystemet i form af energivarer (el, varme og gas), energi til specifikke formål (industri og transport) og behov for lagring af energi. Figuren viser desuden, hvilke VE-energikilder der er til rådighed til dækning af disse formål (vindkraft, solceller, solvarme, varmepumper, fast biomasse og biogas), samt hvilke VE-energikilder der er egnede til at dække de enkelte formål (lysegrøn udfyldning), eller særligt egnede til at dække formålene (mørkegrøn udfyldning). Det fremgår af figuren, at biogas er særdeles fleksibelt med hensyn til at kunne anvendes til forskellige formål.

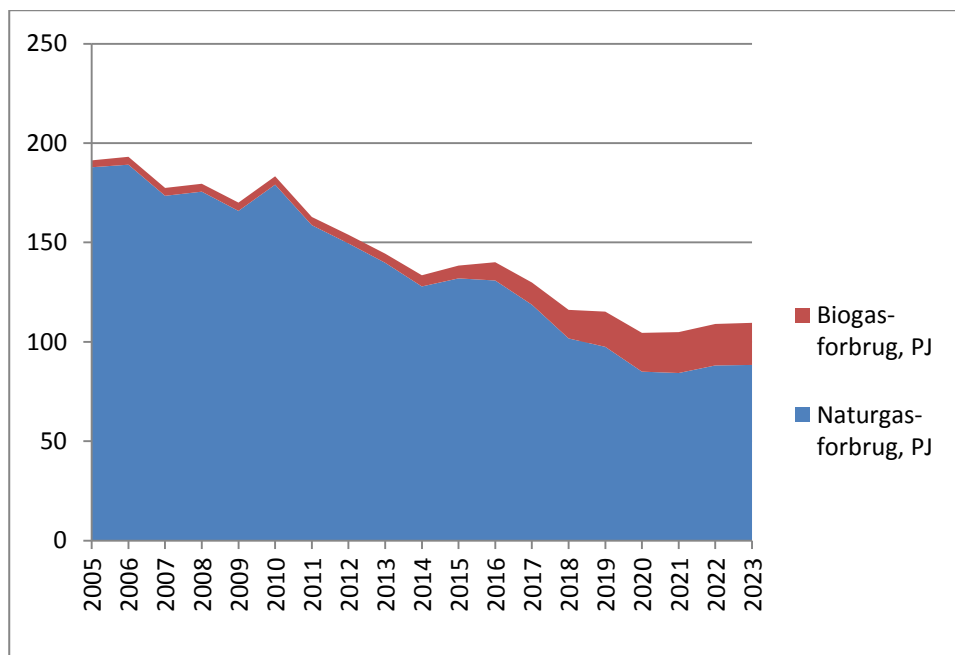
	El		Varme	Gas*	Indu- stri**	Transport		Lagring
	Fluktue- rende	Fleksibel				Let	Tung	
Vindkraft	■		■		■	■		
Solceller	■		■		■	■		
Solvarme			■					■
Varmepumper			■					■
Fast biomasse		■	■		■			■
Biogas		■	■	■	■	■	■	■

Figur 8-1. Energikilder, der er egnede til at dække de enkelte formål (lysegrøn udfyldning), eller særligt egnede til at dække formålene (mørkegrøn udfyldning).

\* Gas kan som lagerbart brændsel bidrage til energi- og elforsyningsikkerhed

\*\* Visse industrielle processer kræver et gasformigt brændsel

Biogas udgør kun en mindre del af det samlede gasforbrug. Andelen frem til 2023 ifølge Basisfremskrivning 2018 er illustreret i nedenstående figur.



Figur 8-2. Forbrug af biogas og naturgas frem til 2023 ifølge Basisfremskrivning 2018. Af den viste biogas forventes over halvdelen om få år tilført naturgasnettet.

## 8.2 Biogassens bidrag til opfyldelse af VE-mål

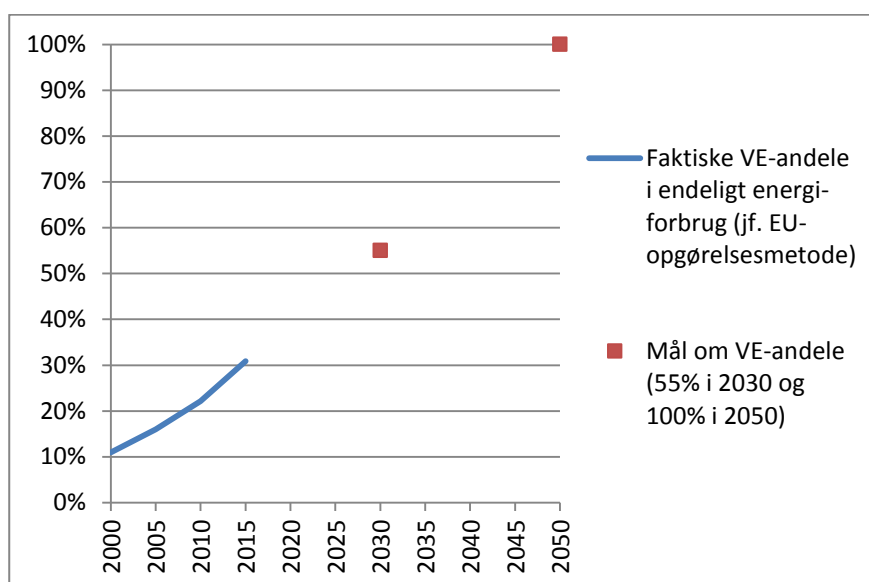
### 8.2.1 Andel af VE i det danske energiforbrug

Som beskrevet i kapitel 2 har den danske regering en målsætning om, at Danmark i 2050 skal være uafhængige af fossile brændsler. Ifølge den nye energiaftale skal Danmark endvidere i 2030 have dækket mindst 55% af sit energibehov af vedvarende energi.

Danmark har desuden overfor EU forpligtet sig til at opnå en VE-andel på mindst 30% af det udvidede endelige energiforbrug i 2020 (svarende til ca. 28,5% af bruttoenergiforbruget).

I disse mål om andele af VE i energiforbruget skelnes der ikke mellem VE til forskellige anvendelser såsom elproduktion, transport etc., og hvis målsætningerne skal opnås billigst muligt skal energien derfor leveres fra de VE-energikilder, der kan levere de billigste GJ, uanset om det er i form af varmeenergi, elenergi eller andet.

Figur 8-3 viser den faktiske udvikling i VE-andelen frem til 2015, samt målene for 2020, 2030 og 2050.



Figur 8-3. Faktisk VE-andel af det endelige energiforbrug frem til 2015 og mål om 55% i 2030 og 100% i 2050.

### 8.2.2 VE-andel ved el- og varmeproduktion

Energiforbruget til produktion af el og fjernvarme udgør i dag 43% af det samlede bruttoenergiforbrug<sup>11</sup> og 28% af forbruget af fossile brændsler. VE-andelen af energiforbruget til produktion af el og fjernvarme er 50%<sup>12</sup>, mens VE-andelen for hele det danske energiforbrug er 31% (opgjort som andel af endeligt forbrug).

<sup>11</sup> I 2016, bruttoenergiforbrug korrigeret for eludveksling og graddage, baseret på Energistatistik 2015.

<sup>12</sup> Baseret på den faktiske indenlandske produktion af el og fjernvarme i 2016.

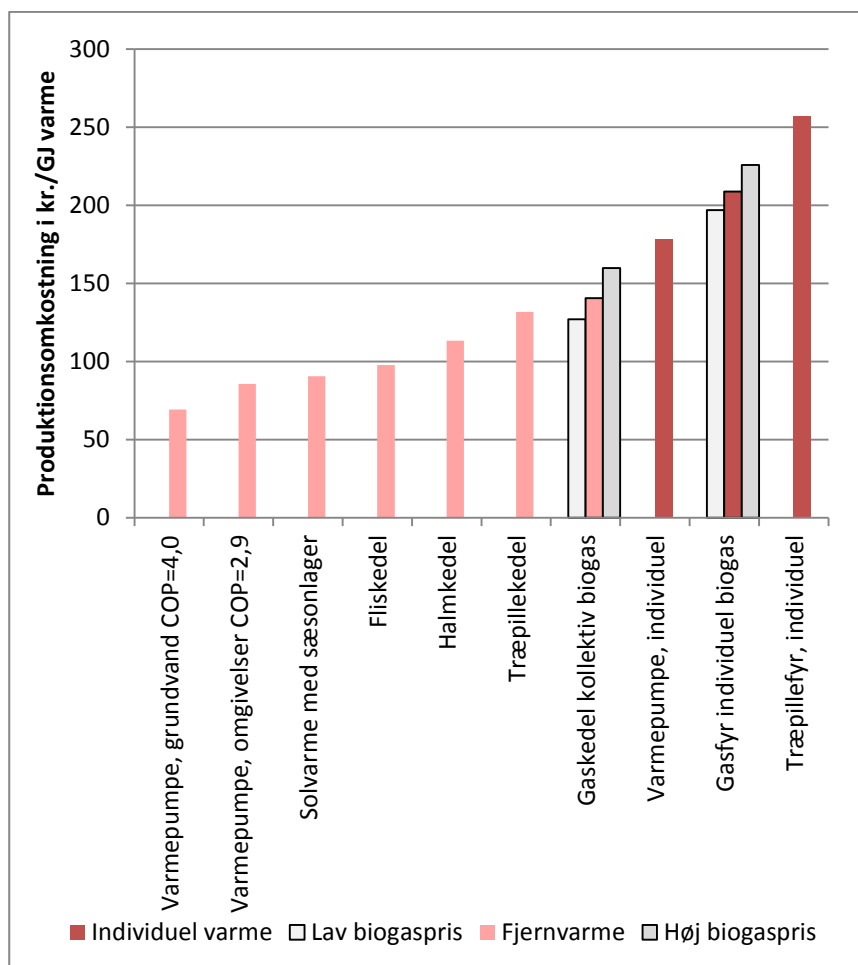
Energiforbruget til individuel opvarmning udgør 14% af det samlede bruttoenergiforbrug og 8% af forbruget af fossile brændsler. VE-andelen af energiforbruget til individuel opvarmning er 50%.

Figur 8-4 viser de samfundsøkonomiske omkostninger ved individuel varmeproduktion og fjernvarmeproduktion baseret på en række forskellige VE-teknologier<sup>13</sup>. Beregningerne er baseret på oplysninger i Teknologikataloget. For biogas er det forudsat, at biogas til individuel varme leveres gennem naturgasnettet, og dermed skal opgraderes, mens biogas til fjernvarme forudsættes leveres direkte fra biogasanlægget til fjernvarmeværket, og dermed ikke skal opgraderes. For teknologier, der anvender el, er der taget udgangspunkt i den forventede gennemsnitlige markedspris på el, og der er således ikke indregnet nogen fordel ved at kunne af-tage el på tidspunkter, hvor elektriciteten er billigere end gennemsnittet. Det er antaget, at VE-el på sigt vil kunne produceres til en pris på niveau med markedsprisen, og at det dermed kan forudsættes, at den anvendte el er VE-el. Af figuren ses, at biogas er den dyreste VE-teknologi at anvende til fjernvarmeproduktion, mens biogas til individuel varmeproduktion omkostningsmæssigt ligger på niveau med de andre viste VE-teknologier.

---

<sup>13</sup> Der er ikke indregnet forvridningstab som følge af tilskud og afgifter i de her viste samfundsøkonomiske omkostninger, da formålet med beregningerne i dette kapitel er at vise biogassens omkostninger relativt til de øvrige teknologier *inden* fastlæggelse af fremtidige støttesatser o.l. Nettoafgiftsfaktor er heller ikke indregnet.



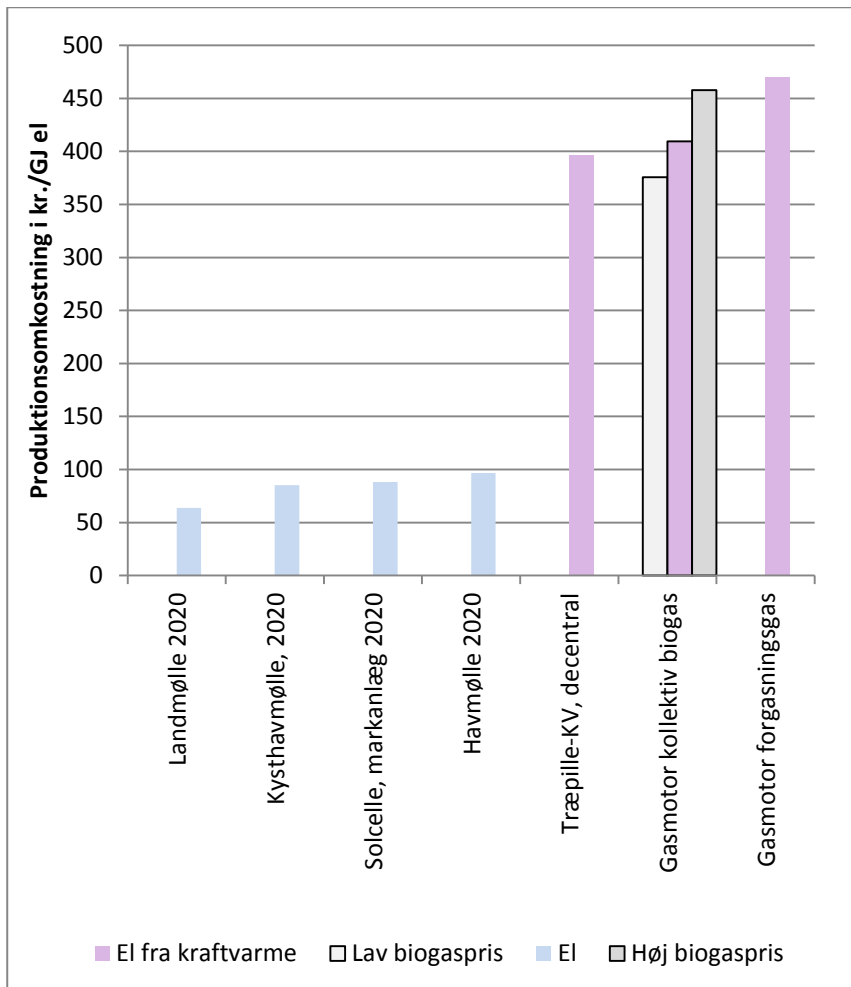


Figur 8-4. Samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger for forskellige VE-teknologier, kr./GJ (uden indregning af forvridningstab og uden indregning af nettoafgiftsfaktor på 1,32). For biogas til individuel opvarmning med et gasfyr er der indregnet omkostninger til opgradering af biogassen, idet den forudsættes leveret via naturgasnettet.

Figur 8-5 viser de samfundsøkonomiske omkostninger ved elproduktion og kraftvarmeproduktion baseret på en række forskellige VE-teknologier<sup>14</sup>. Beregningerne er baseret på Teknologikatalogets oplysninger. For kraftvarmeteknologierne er værdien af den producerede varme prissat med 91 kr./GJ, svarende til, hvad VE-baseret fjernvarme i gennemsnit kan produceres til med de 5 billigste teknologier vist i Figur 8-4. Ved sammenstillingen af teknologier i Figur 8-5 er der ikke taget hensyn til, at elproduktionen fra solceller og vindmøller ikke er regulérbar, mens produktionen fra kraftvarmeverker kan styres efter markedspris eller efterspørgsel, og således har en højere værdi for elsystemet. Den sammenligning, der foretages her, skal således forstås som en sammenligning af grundlast-elproduktion, mens spidslast-elproduktion behand-

<sup>14</sup> Der er ikke indregnet forvridningstab som følge af tilskud og afgifter i de her viste samfundsøkonomiske omkostninger, da formålet med beregningerne i dette kapitel er at vise biogassens omkostninger relativt til de øvrige teknologier inden fastlæggelse af fremtidige støttesatser o.l. Der er ikke indregnet nettoafgiftsfaktor.

les i afsnittet om forsyningsikkerhed.



Figur 8-5. Samfundsøkonomiske elproduktionsomkostninger for forskellige VE-teknologier, kr./GJ (uden indregning af forvridningstab og uden indregning af nettoafgiftsfaktor på 1,32). For kraftvarme er værdien af fjernvarmen prissat med 91 kr./GJ.

Af Figur 8-5 ses, at kraftvarmeteknologierne er betydeligt dyrere at anvende til grundlast-elproduktion end de øvrige VE-teknologier, uanset hvilket brændsel, der anvendes. Det må således konkluderes, at det med de meget lave omkostninger til elproduktion fra sol og vind og med de relativt lave omkostninger til VE-fjernvarmeproduktion fremover ikke vil kunne betale sig at anvende kraftvarmeværker til grundlastproduktion af el og varme.

Samlet set viser beregningerne af produktionsomkostninger for VE-varme- og VE-elteknologier:

- at biogas til kollektiv varmeproduktion er lidt dyrere end de andre VE-teknologier, hvad angår samfundsøkonomiske omkostninger
- at biogas til individuel varmeproduktion er på niveau med de andre VE-teknologier, hvad angår samfundsøkonomiske omkostninger
- at biogas til grundlast-elproduktion er meget dyrere end solceller og vindmøller, hvad angår samfundsøkonomiske omkostninger.

### 8.2.3 VE-andel i transportsektoren

Transportsektorens energiforbrug udgør i dag 28% af det samlede bruttoenergiforbrug<sup>15</sup> og hele 37% af forbruget af fossile brændsler. VE-andelen af transportsektorens energiforbrug er ca. 5%<sup>16</sup>, mens VE-andelen for hele det danske energiforbrug er 31% (opgjort som andel af endeligt forbrug).

Når forbruget af VE er så lille i transportsektoren, skyldes det især, at det er relativt dyrt at omstille til VE i denne sektor. Eftersom hele 37% af det fossile energiforbrug finder sted i transportsektoren, må det imidlertid forventes, at det bliver nødvendigt også at omstille transportsektorens energiforbrug til VE.

Brug af VE til transport kan principielt ske på 3 måder:

- anvendelse af el-baserede teknologier (under forudsætning af, at der anvendes VE-el)
- anvendelse af flydende VE-brændstof
- anvendelse af gasformigt VE-brændstof

Det forventes i dag, at elbilteknologien i løbet af en årrække vil udvikle sig således, at teknologien bliver både billigere og bedre end i dag, og at brug af el derfor bliver den foretrukne VE-energiform for personbiler og andre små og mellemstore køretøjer.

For lastbiler og andre større køretøjer er det imidlertid tvivlsomt, om elbilteknologien kan udvikles tilstrækkelig meget til at blive en realistisk mulighed, hvad angår pris og køretøjets rækkevidde, og under alle omstændigheder må det forventes, at denne teknologiu udvikling vil komme senere end udviklingen for de små køretøjer.

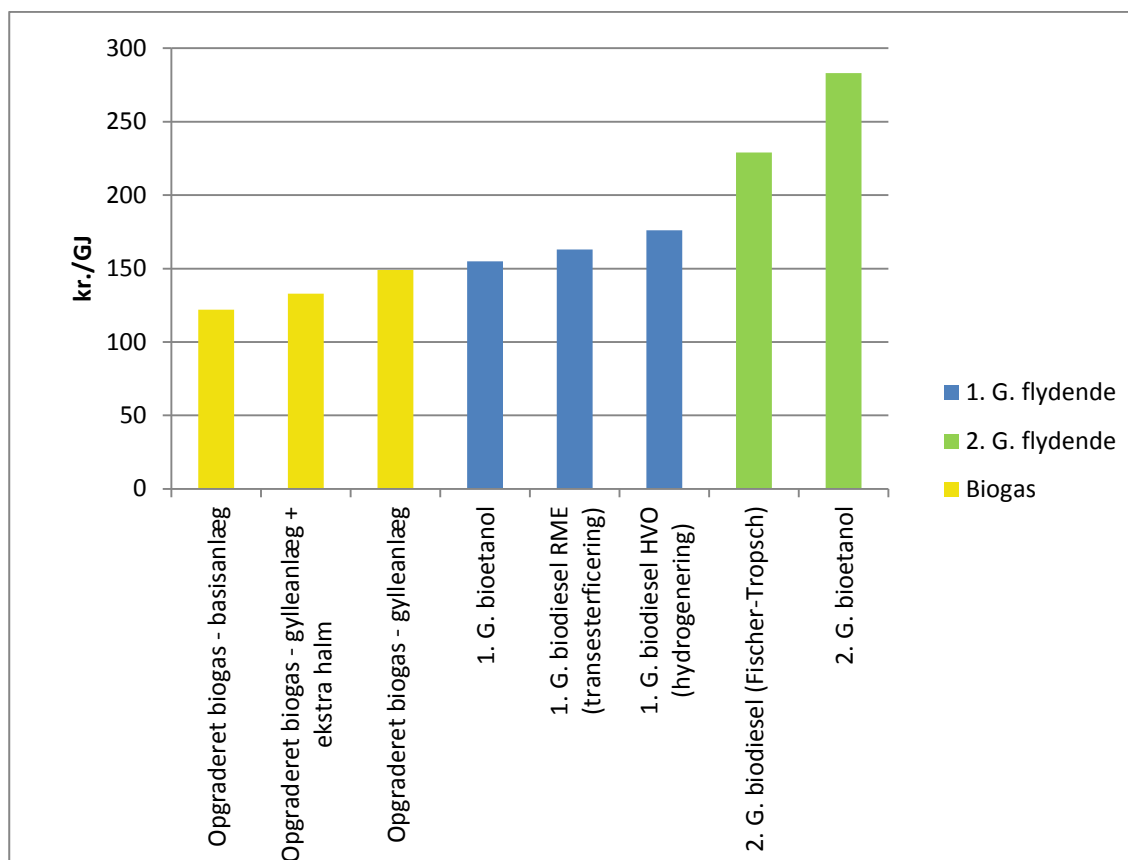
For den tunge transport ser de kortsigtede muligheder for at bruge VE derfor ud til at være begrænset til anvendelse af flydende og gasformige brændstoffer. Hvis biogas skal anvendes til transport, kræves det, at gassen er opgraderet til naturgaskvalitet. Dette er en forudsætning for, at gassen rent teknisk vil kunne anvendes i et køretøj, og desuden reducerer man en i forvejen lav rækkevidde med omkring 1/3, hvis man ikke opgraderer.

Figur 8-6 viser produktionsomkostninger for en række VE-brændstoffer til transport, baseret på (Ea-Energianalyse; SDU, 2017). De viste omkostninger afspejler forventningen i 2030, hvilket betyder, at der indgår en forventning om en teknologisk og prismæssig udvikling for brændstofferne. For biogas er anvendt produktionspriserne inkl. opgradering fra kapitel 7. Af figuren fremgår det, at biogas er det billigste VE-brændstof.

---

<sup>15</sup> I 2016, baseret på Energistatistik 2016.

<sup>16</sup> VE-forbruget skyldes næsten udelukkende kravet om iblanding af biobrændstof i benzin og diesel.



Figur 8-6. Forventede produktionsomkostninger for VE-brændstoffer til tung transport i 2030.

Selv om biogas således ser ud til at være det billigste VE-brændstof, er det ikke i sig selv nok til, at brug af biogas er den billigste løsning, idet det både kræver investeringer i gasdrevne køretøjer og i infrastruktur i form af tankanlæg m.m. Dette er ikke nødvendigt for det flydende VE-brændstof, idet dette vil kunne benyttes i eksisterende køretøjer, og idet eksisterende tankanlæg vil kunne benyttes uden større investeringer.

I EA Energianalyses rapport analyseres brug af hhv. flydende og gasformige VE-brændsler til tung transport, og det konkluderes, at brug af biogas på kort sigt vil være lidt dyrere, men på langt sigt billigere end brug af flydende brændsler, forudsat at naturgasnettet opretholdes.

Som beskrevet i kapitel 4 kan biogas tælle som avanceret biobrændstof, der kan bidrage til regeringens målsætning om, at der med virkning fra og med 2020 skal være mindst 0,9% avancerede biobrændstoffer i Danmark. Biogas fremstillet af affalds- og restprodukter som f.eks. gylle vil være et avanceret biobrændstof, der kan bidrage til opfyldelse af målet.

Biogas kan endvidere tælle som 2. g biobrændstof ved opfyldelse VE-direktivets mål om 10% VE i transportsektoren. Det kræver, at biogassen er baseret på affald og restprodukter, hvilket er tilfældet for størstedelen af dansk bionaturgas.

I modsætning til elbilteknologien og teknologier til produktion af avancerede biobrændstoffer, som kræver en teknologisk udvikling, er brug af gas til transport en velafprøvet teknologi, som ikke indebærer nogen risici med hensyn til teknologisk udvikling.

En udbredelse af biogas til tung transport i mindre skala kunne være en realistisk mulighed på kort sigt, hvis VE-forbruget til transport ønskes øget hurtigt – det kunne fx være til bybusser i et afgrænset område, hvor etablering af tankanlægs-infrastruktur dermed kunne begrænses til dette område. Rutebusser har et stort kørselsomfang og vil derfor kunne aftage store mængder biogas selv med relativt få busser.

Der er i juni 2017 indhentet bestandstal for antal gaskøretøjer. Der er i alt 482 gasdrevne køretøjer i Danmark, fordelt på 50% person- og varebiler og 50% tunge køretøjer. Disse køretøjers brændstofforbrug er beregnet til 0,29 PJ, svarende til ca. 0,2% af det samlede energiforbrug til vejtransport.

Uanset om biogas bruges til transport i et afgrænset område eller i hele Danmark skal biogassen som nævnt opgraderes. Omkostningen til opgradering kan dermed ikke undgås.

Det kan samlet set konkluderes:

- at det på kortere eller længere sigt vil være nødvendigt at reducere forbruget af fossile brændsler til transport
- at brug af biogas på langt sigt kan være den billigste løsning for den tunge transport
- at brug af biogas til transport i afgrænsede områder kan være en realistisk mulighed for at øge transportsektorens VE-forbrug på kort sigt, samt
- at biogassen under alle omstændigheder skal opgraderes, hvis den skal anvendes til transport, men at den ikke nødvendigvis skal tilføres naturgasnettet.

#### **8.2.4 VE-andel i produktionserhverv**

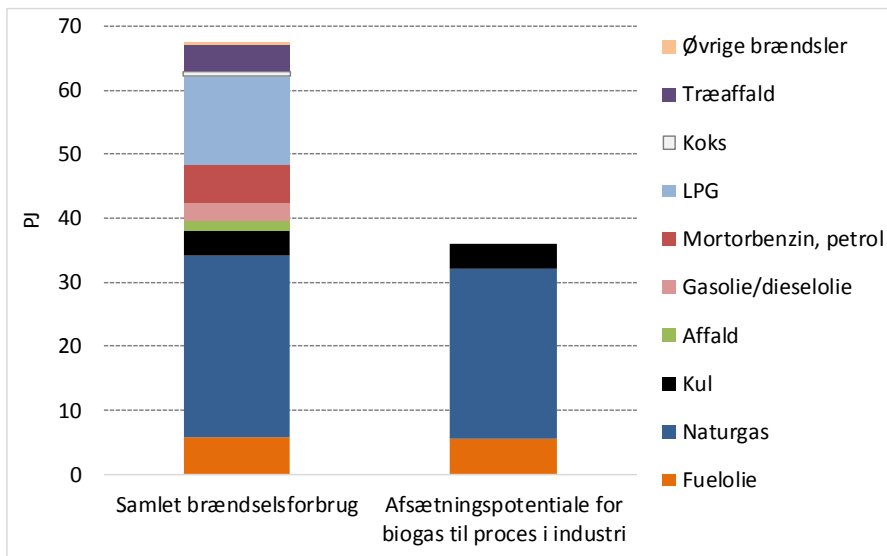
Produktionserhvervenes energiforbrug udgør i dag 21% af det samlede bruttoenergiforbrug<sup>17</sup> og det direkte forbrug<sup>18</sup> af fossile brændsler udgør 13% af det samlede danske forbrug af fossile brændsler. VE-andelen af produktionserhvervenes direkte energiforbrug er 14%, mens VE-andelen for hele det danske energiforbrug er 31% (opgjort som andel af endeligt forbrug).

Produktionserhvervene har et forbrug af naturgas på 30 PJ, hvoraf langt størstedelen vil kunne erstattes af biogas. Alternativt vil en større eller mindre andel kunne erstattes af el eller af faste biobrændsler.

---

<sup>17</sup> I 2016, baseret på Energistatistik 2016.

<sup>18</sup> Ekskl. det indirekte forbrug medgået til fremstilling af den el og fjernvarme, som produktionserhvervene forbruger.



Figur 8-7. 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, 2013.

Figur 8-7 viser det samlede brændselsforbrug i industri samt den del af det fossile brændselsforbrug, der potentielt kan konverteres til biogas, baseret på en analyse udført af Ea Energi-analyse i 2013.

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 vil kunne anvendes<sup>19</sup>.

Ea Energianalyse har desuden undersøgt den samfundsøkonomiske værdi af at afsætte biogas til industri sammenlignet med at opgradere den og tilføre den til naturgasnettet. Opgørelsen viser, at der ville være en årlig samfundsøkonomisk gevinst på ca. 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

<sup>19</sup> Afsætning af biogas til industri. Ea Energianalyse 2013.

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

Selv om der således er et betydeligt potentiale for at anvende biogas i produktionserhvervene, er det ikke ensbetydende med, at dette er den bedste anvendelse af biogassen. I det konkrete tilfælde vil det være nødvendigt at overveje, om det vil være mere hensigtsmæssigt at anvende andre VE-energikilder end gas.

Der kan dog drages følgende konklusioner:

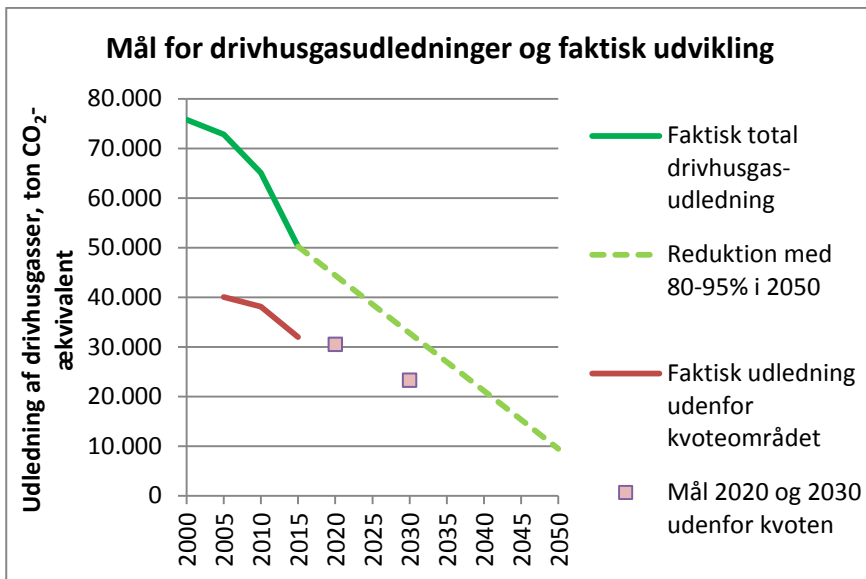
- der er på kort sigt et ikke uvæsentligt potentiale for anvendelse af biogas i produktionserhvervene
- der vil være en samfundsøkonomisk fordel ved at anvende biogas direkte til industriprocesser uden opgradering, og
- der er et bruttopotentiale på 8-9 PJ for direkte anvendelse uden opgradering.

### **8.3 Biogassens bidrag til reduktion af drivhusgasudledning**

Regeringens langsigtede mål for 2050 er et Danmark som lavemissions-samfund, der er uafhængigt af fossile brændsler. Det danske langsigtede 2050-mål skal sikre, at Danmark lever op til EU's mål om 80-95% reduktion af drivhusgasser i 2050.

På kort sigt skal Danmark overfor EU leve op til en forpligtelse om at reducere udledningen af drivhusgas fra de ikke-kvoteomfattede sektorer med 20% i 2020, set i forhold til 2005. Desuden har Danmark fået en forpligtelse for 2030 på 39% reduktion af drivhusgasudledningen fra de ikke-kvoteomfattede sektorer.

Figur 8-8 viser de danske drivhusgas-reduktionsmål samt den faktiske udledning af drivhusgasser frem til 2015.



Figur 8-8. Faktiske udviklinger i total drivhusgasudledning og udledning udenfor kvoteområdet samt reduktionsmål i 2020, 2030 og 2050. Tallene er faktiske udledninger uden korrektioner for klimaudsving og eludveksling. I de viste totale udledninger indgår bidrag fra skov og arealanvendelse.

Produktion og forbrug af biogas kan bidrage til reduktion af udledningen af drivhusgasser både som følge af, at den forbrugte gas fortrænger et fossilt brændsel, typisk naturgas, og som følge af, at landbrugets udledninger af metan og evt. lattergas reduceres ved produktion af biogas. Til gengæld øges udledningen af metan som følge af udslip i forbindelse med produktionen af biogas.

Hvis der kun indregnes værdien af, at biogassen fortrænger fossilt brændsel, kan omkostningen ved at reducere drivhusgasudledningen med 1 ton CO<sub>2</sub>-ækv., den såkaldte drivhusgasskyggepris, beregnes til at udgøre mellem 1300 og 1800 kr./ton CO<sub>2</sub>-ækv., afhængigt af, hvilken produktionspris for biogas, der regnes med. De anførte tal er beregnet for en pris på opgraderet biogas på 127-155 kr./GJ (jf. Figur 7-3). Det er i beregningen forudsat, at biogassen fortrænger naturgas.

En indregning af øvrige klima- og miljøeffekter ved produktion og anvendelse af biogas kræver, at disse effekter værdisættes, hvilket ikke har været muligt i dette projekt.

De beregnede drivhusgasskyggepriser er ret følsomme overfor naturgasprisen. Der er i beregningen anvendt naturgasprisprognosen fra Basisfremskrivning 2018 på ca. 50-60 kr./GJ for naturgas an værk. En højere naturgaspris vil give en lavere drivhusgasskyggepris for biogas, og omvendt.

Danmark er godt i gang med at opfylde drivhusgas-målsætningen for 2020.

Hvad angår opfyldelsen af 2030-forpligtelsen om at reducere udledningen af drivhusgasser uden for kvotesektoren med 39%, er det endnu for tidligt at sige, hvilken rolle biogas kommer til at spille.



## 8.4 Biogassens bidrag til forsyningsikkerhed

Biogas produceres primært af hjemlige råvarer i form af affalds- og restprodukter uden anden anvendelse. Biogas kan lagres i naturgasnettet og gaslagrene. Biogas mindsker således Danmarks afhængighed af import af naturgas og andre brændsler. Disse forhold gør, at biogas kan bidrage positivt til gas-, el- og energiforsyningsikkerheden.

### 8.4.1 Gasforsyningsikkerhed

Danmark har siden introduktionen af naturgas i det danske energisystem i 1984 hovedsageligt været forsynet med naturgas fra Nordsøen. Naturgasproduktionen fra Nordsøen toppede i 2005 og er siden mere end halveret. Hertil kommer, at den sydvestlige del af Sverige kun kan forsynes med naturgas via Øresundsledningen, hvorfor Sverige ligeledes er afhængig af transport af gas gennem det danske system. På grund af den faldende gasproduktion i Nordsøen har Danmark og Sverige i de senere år typisk importeret gas fra Tyskland i vinterhalvåret, hvor forbruget er højt på grund af varmebehovet. Importmængden afhænger af vejrforholdene. Om sommeren eksporterer Danmark gas til Tyskland og Holland.

Tyra-komplekset i Nordsøen vil på grund af en forestående renovering blive nedlukket fra november 2019 til juli 2022. I denne periode vil Danmark og Sverige være afhængig af import fra Tyskland, hvorfor forsyningsituationen kan blive anstrengt i perioder med særlig stor efterspørgsel eller ved tekniske nedbrud. Biogas vil i nedlukningsperioden kunne bidrage positivt til gasforsyningsikkerheden.

Energinet har i samarbejde med Energistyrelsen udarbejdet en nødforsyningsplan med tre varslingsniveauer – varslings, alarmering og nødforsyning. Nødforsyningsplanen er en del af Energinets regler for gastransport. De vigtigste værktøjer er, at store kunder mod betaling afbrydes i "alarmering" for at dæmpe gasforbruget. I nødforsyning afbrydes yderligere ca. 50 store industrielle kunder efter 3 døgn. Øvrige kundesegmenter (beskyttede kunder) – husholdninger små og mellemstore virksomheder, offentlige og private servicefunktioner og gasfyrede fjernvarmeværker vil fortsat få gasforsyning. Energinet skal i en nødforsyning kunne opretholde gasforsyningen til beskyttede kunder i 60 dage, fordi det er den forventede reparationstid, hvis der sker afbrydelse af forsyningen fra Tyra-ledningen. Er der tale om en EU-gaskrise – hvor DK tvinges til at afbryde forsyningen i solidaritet med andre medlemslande – skal forsyningen til beskyttede kunder kunne opretholdes i 30 dage.

Der er overordnet set to former for risici, der kan true gasforsyningsikkerheden: Tekniske nedbrud og forsyningskriser i EU.

#### Tekniske nedbrud

Tekniske nedbrud, hvor brud på Tyra-ledningen og nedbrud af Stenlille-lageret en kold vinterdag vil udgøre den største risiko. I en sådan situation vil Sverige få reduceret afsætningen med ca. 96% ifølge driftsaftalen med Swedegas samtidig med, at alle ikke-beskyttede kunder kobles fra, og der trækkes maksimalt på lagre og import fra Tyskland.

Ved et teknisk nedbrud af systemet vil biogas bidrage til gasforsynings sikkerheden. Biogas har den fordel, at der er tale om mange anlæg, som er geografisk fordelt i landet, og som har en nogenlunde konstant produktion og injicering i gastransportsystemet. Det betyder, at sandsynligheden for et større svigt i biogasleveringen er meget lille. I det omfang biogas injiceres i transmissionsnettet, vil det forbedre fleksibiliteten i en nødforsynings situation.

#### **Forsyningskriser i EU**

Er der tale om en EU-krise vil biogas kunne bidrage til den europæiske gasforsynings sikkerhed. EU-forordningen om gasforsynings sikkerhed regulerer gasforsyningen til medlemslandene i alvorlige nødforsynings situationer på EU-niveau.

#### **8.4.2 Brændselsforsynings sikkerhed**

El forventes at spille en stadig stigende rolle i energisystemet i takt med, at fossile brændsler udfases. Der vil imidlertid fortsat være behov for brændsler, og dette behov forventes i stigende omfang dækket med biobrændsler. Hvis andre lande også udfaser fossil energi, vil behovet for biobrændsler stige, hvilket øger risikoen for stigende priser og for, at forbruget af bio-brændstoffer vokser udover den bæredygtige forsyning. I den situation vil en hjemlig bæredygtig produktion af biogas øge brændselsforsynings sikkerheden og mindske ulemper og risici ved stigende priser på importeret biomasse.

#### **8.4.3 Elforsynings sikkerhed**

Med den nuværende udvikling tegner der sig et billede af, at den danske elproduktion om ret få år vil bestå af en stor mængde fluktuerende produktion fra vindmøller og solceller, en mindre produktion fra biomassefyrede kraftvarmeværker og stort set ingen produktion fra kul- og naturgasfyrede anlæg. Samtidig er kapaciteten på kraftvarmeværkerne faldende, og kraftvarmeværkerne vil ikke kunne dække elforbruget alene, hvis den nuværende udvikling fortsætter.

Der vil være perioder, hvor vindmøller og solceller ikke producerer, eller hvor anlæggene producerer så lidt el, at kraftvarmeværkerne ikke umiddelbart vil kunne dække det resterende elforbrug, og i disse perioder vil der være en risiko for, at elforsyningen ikke kan opretholdes i tilstrækkeligt omfang.

Der er en række muligheder for tiltag, der kan bidrage til at opretholde en tilstrækkelig elforsyning. Ved vurderingen af disse tiltag er det afgørende, hvilken periodelængde der ses på. Elforsynings sikkerheden skal både opretholdes på sekund- og minutbasis, på kvarterbasis, på timebasis, på døgnbasis og på uge- og månedsbasis.

På sekund- og minutbasis opretholdes elforsyningen i dag af automatisk styrede anlæg, der kan op- og nedregulere produktionen umiddelbart (såkaldt frekvensregulering). En betydelig del af denne regulering varetages i dag af gasfyrede motorer og turbiner på de decentrale kraftvarmeværker. Da reguleringen skal foregå meget hurtigt, kan den kun foretages af motorer og turbiner, der allerede er i drift. I perioder med lave elpriser kan det derfor være uhenigtsmæssigt at anvende motorer og turbiner til reguleringen.

Reguleringen på sekund- og minutbasis vil også kunne foretages af andre enheder, blandt andet elforbrugende enheder såsom store elpatroner og muligvis også varmepumper. I takt med, at det fleksible elforbrug stiger fremover, vil potentialet for at anvende denne type regulering også stige. Det kan eksempelvis være i form af elbiler, der kan anvendes til regulering i forbindelse med, at elbilerne oplades.

På kvarterbasis vil gasmotorer og gasturbiner på fjernvarmeværker også kunne levere reguleringsydelser, selvom de ikke er i drift, da anlæggene kan startes op indenfor et kvarter. Det kræver dog, at anlæggene er varmholdte, hvilket netop vil være muligt på fjernvarmeværker, hvor der er varmt fjernvarmevand til stede året rundt. Reguleringen på kvarterbasis vil også kunne foretages af andre typer af enheder, herunder elforbrugende anlæg.

På timebasis vil det ofte forekomme, at hverken solceller eller vindmøller producerer, det vil eksempelvis forekomme på en vindstille nat. Her vil elforsynings sikkerheden typisk kunne opretholdes ved elimport fra udlandet, da udsving i produktion og forbrug i mange tilfælde vil kunne udlignes over et større geografisk område. Med den igangværende og planlagte udbygning af eltransmissionsledninger mellem landene i Nordeuropa forbedres mulighederne for eludveksling i fremtiden. Forsynings sikkerheden vil endvidere kunne opretholdes ved, at visse typer af elforbrug reduceres i kortere perioder, fx elforbrug til opvarmning, til opladning af batterier i køretøjer og til visse industriformål, bl.a. køl og frys. Det må forventes, at elforbruget til transport og til opvarmning (ikke mindst i form af varmepumper) vil stige i de kommende år, og hermed vil også potentialet for kortvarige tilpasninger af elforbruget stige. Det vurderes, at de nævnte løsningsmuligheder tilsammen vil være tilstrækkelige til at sikre, at der opretholdes en høj elforsynings sikkerhed.

På døgnbasis er det noget mindre sandsynligt, at hverken solceller eller vindmøller producerer noget, men der vil stadig kunne forekomme en del døgn, hvor den danske produktion er relativt beskedne. Også her vil elimport fra udlandet i mange tilfælde kunne dække elforbruget, men i takt med, at landene omkring os også udbygger med solceller og vindmøller, stiger risikoen for en generel underproduktion af el i større geografiske områder, fx på overskyede, vindstille vinterdage og -nætter. Elforsyningen vil også her kunne reduceres, men ikke lige så meget som det kan reduceres på timebasis. Det vil først og fremmest være fjernvarmeværker, der råder over varmeakkumuleringsstanke, der kan reducere elforbruget på døgnbasis. Hvis den nuværende høje danske elforsynings sikkerhed skal opretholdes, vil det muligvis blive nødvendigt at etablere en større spidslastproduktionskapacitet.

På uge- og månedsbasis vil en væsentlig underproduktion fra danske vindmøller og solceller sjældent forekomme, men det er ikke en helt usandsynlig situation. Energinet har foretaget beregninger, der viser, at der også for det større geografiske område Nordeuropa vil være situationer – om end sjældne – hvor vindmøller og solceller i perioder af 1-2 ugers varighed producerer relativt beskedne mængder el. Forsyningen vil i disse situationer ikke kunne opretholdes ved en øget elimport, og potentialet for at reducere elforbruget vil her være endnu mindre end potentialet på døgnbasis. Hvis forsynings sikkerheden skal opretholdes i disse situationer, vil det givetvis være nødvendigt at etablere eller opretholde en større spidslastproduktionskapacitet.

Spidslastanlæg skal kunne levere el på et hvilket som helst tidspunkt. Anlæggene kan være gasfyrede eller fastbrændselsfyrede kraftværker, men det kan også være fx batterilagre eller pumpekraftværker. Da anlæggene skal køre i relativt få timer om året, vil det være en fordel med anlæg, der kræver en relativt lille investering, mens brændselsomkostningerne ikke har så stor betydning. Gasmotoranlæg vil sandsynligvis være den billigste løsning, selv i tilfælde af, at anlæggene skal bruge en relativt dyr biogas. En anden mulighed er at opretholde eksisterende kraftværker eller kraftvarmeværker, der er taget ud af normal drift, og anvende disse som spidslastkapacitet.

I praksis kunne man tænke sig, at man både bibeholder en del af de eksisterende gasfyrede motor- og turbineanlæg og en del af de centrale kraftværksblokke. De gasfyrede anlæg vil som ovenfor beskrevet kunne bidrage til reguleringen både i kortere og længere tidsrum, men med en begrænset produktionskapacitet. De fastbrændselsfyrede store kraftværker vil kun kunne bidrage til forsyningsikkerheden på uge- og månedsbasis (med mindre de af andre årsager allerede er i drift på det tidspunkt, hvor der er behov for regulering), men de vil til gengæld i disse perioder kunne byde ind med en stor effekt og levere en (formodentlig) billigere elproduktion.

Hvis anlæggene anvender biogas, kan gassen enten leveres via naturgasnettet i form af opgraderet biogas, eller den kan leveres direkte fra et biogasanlæg. Da gassen kun skal bruges i kortere perioder, kræves det, at biogasanlægget har en anden afsætningsmulighed også, fx at levere opgraderet biogas til naturgasnettet.

Det kan samlet set konkluderes:

- at der sandsynligvis vil blive brug for spidslastanlæg til opretholdelse af elforsyningsikkerheden i fremtiden, samt
- at brug af gasmotoranlæg og gasturbineanlæg på fjernvarmeværker til regulering kan være en attraktiv mulighed, fordi anlæggene vil kunne levere reguleringsydelse i hele paletten af korte og lange tidsrum.

## **8.5 Sammenfatning og konklusion om biogassens rolle**

Konklusionerne fra de foregående afsnit kan sammenfattes således:

I transportsektoren og i produktionserhvervene er der i dag et stort forbrug af fossile brændsler, og dermed også et stort potentiale for at omlægge brændselsforbruget til VE-energikilder. Ved en eventuel omlægning til VE i disse sektorer vil brug af biogas i mange tilfælde være samfundsøkonomisk konkurrencedygtigt, og der kan være potentiale for både direkte brug af biogassen og aftag af biogassen via naturgasnettet.

Der er i dag også et relativt stort forbrug af fossile brændsler til el- og varmeproduktion, men her kan der peges på en række VE-energikilder og -teknologier, der er samfundsøkonomisk billigere end brug af biogas. Disse VE-energikilder vil i stor udstrækning kunne dække efterspørgslen efter el og varme. Hvad angår elproduktion vil der dog være tidspunkter og perioder, hvor det vil være nødvendigt at benytte brændselsfyrede spidslastanlæg, og her vil biogasfyre-

de spidslastanlæg sandsynligvis være en samfundsøkonomisk billig form for VE-elproduktion, i kombination med større biomassefyrede kraftvarmeværker. Da de biogasyrede anlæg skal kunne levere en stor effekt i ret få timer om året, er det nødvendigt at kunne lagre den biogas, der skal bruges på anlæggene, og gassen skal derfor opgraderes så den kan lagres i de eksisterende naturgaslagre.

Endelig vil brug af biogas medvirke til reduktion af drivhusgasudledningerne, herunder landbrugets udledning af drivhusgas. Det er endnu for tidligt at sige, om biogas her er at foretrække frem for andre tiltag til reduktion af drivhusgasudledningerne.

## 9 Gasnettets rolle for biogassen og andre mulige VE-gasser

### 9.1 Gasnettets rolle for udnyttelsen af biogas

Danmark har i dag et vidt forgrenet naturgasnet, som dækker størstedelen af landet. Lolland-Falster er den eneste større landsdel, som ikke har adgang til naturgas. Ledningsnettet er på ca. 19.000 km i alt, og der er tilsluttet knap 400.000 gaskunder<sup>20</sup>. Der er desuden etableret 2 naturgaslagre med en samlet kapacitet på 1.750 mio. m<sup>3</sup> naturgas. Gasnettet udgør et stort aktiv for biogassen, idet gasnettet muliggør, at opgraderet biogas kan tilføres gasnettet, lagres i naturgaslagrene og leveres til gaskunder i stort set hele landet.

Selv om det således er muligt at udnytte biogassen via naturgasnettet, er det ikke uden omkostninger. Som det fremgår af kapitel 7, koster det ca. 20 kr./GJ at opgradere biogassen til naturgaskvalitet, og derfor vil det alt andet lige være billigere at udnytte biogassen direkte uden opgradering, hvis det er muligt.

En direkte anvendelse kræver imidlertid, at gassen kan udnyttes jævnt over tid, i nogenlunde samme takt som den produceres, og tæt på det sted, hvor den produceres, med mindre der etableres lokale lagre og/eller lokale net til transport af gassen. Lokale lagre og net er ikke gratis, og selv om det ikke kan udelukkes, at lokale net og lagre kan være hensigtsmæssige i visse tilfælde, er det vurderingen, at det for de biogasanvendelser, der peges på i kapitel 8, i langt de fleste tilfælde vil være mest hensigtsmæssigt at anvende naturgasnettet til transport og oplagring af biogassen.

Det er således vitalt for udnyttelsen af biogas, at der opretholdes et gasnet i Danmark. Omvendt kan man sige, at produktion og brug af biogas via gasnettet vil udgøre et aktiv for naturgasnettet, idet tilførslen af biogas betyder, at den eksisterende gasinfrastruktur kan nyttiggøres også i en fremtid, hvor fossile brændsler er udfaset.

At gasnettet skal udnyttes til biogas er ikke ensbetydende med, at gasnettet nødvendigvis fortsat skal have den udstrækning, som det har i dag. Spørgsmål om gasnettets fremtidige udbredelse ligger imidlertid udenfor rammerne af denne rapport.

I den nye energiaftale indgår, at der skal udarbejdes en gasstrategi med fokus på, hvordan den danske gasinfrastruktur fortsat kan udnyttes kommercielt, herunder i den grønne omstilling. Rammevilkår for udbygning med biogas og andre grønne gasser skal indgå i strategien.

---

<sup>20</sup> Kilde: <http://www.naturgasfakta.dk>

## 9.2 Andre VE-gasser

Biogas er ikke den eneste VE-gas, der kan produceres til gasnettet. Det kan være relevant at se på mulighederne for at anvende andre VE-gasser af tre grunde:

- de kan være billigere at producere end biogas
- de kan øge den samlede mængde af VE-gas (idet mængden af biogas er begrænset af mængden af tilgængeligt råvare-input)
- de elektrolysebaserede VE-gasser muliggør national anvendelse af overskydende VE-el fra fluktuerende energikilder.

Der ses i det følgende på disse VE-gasser:

- forgasningsgas
- brint
- metaniseret biogas

Ud over disse gasser vil man kunne producere VE-gas ud fra brint og andre kulstofkilder end biogas, så som atmosfærisk CO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> fra punktkilder (kraftværker og industri), industrielle restprodukter mv. Produktion af disse gasser er stadig på forsøgsstadiet, men det forventes, at gasserne på sigt kan blive konkurrencedygtige.

### 9.2.1 Forgasningsgas

Termisk forgasning er en proces, hvor et brændsel opvarmes, og til dels forbrændes ved en temperatur over 700°C, under kontrollerede, iltfattige forhold. Under processen fordamper først vand, og dernæst frigives forgasningsgas, som typisk består af brint, metan, kulmono-oxid og kuldioxid.

Gassen kan afbrændes direkte i en kedel til varmeproduktion, eller efter rensning anvendes i en motor, gasturbine eller brændselscelle til kraftvarmeproduktion. Gassen kan endvidere oprenses og videreforarbejdes til flydende biobrændsel eller syntetisk naturgas (bio-SNG).

Afbrænding i en kedel er teknisk set relativt uproblematisk, mens udnyttelse i en motor, gasturbine eller brændselscelle, på grund af høje krav til gaskvalitet, stadig har et udviklingsbehov. Det samme gælder, hvis forgasningsgassen skal anvendes til fremstilling af flydende bio-brændsler eller bio-SNG.

Brændslerne til forgasningsanlæg er typisk relativt tørre biomasseprodukter som træpiller, flis og halm, men også affaldsprodukter, eksempelvis organisk husholdningsaffald, og fast husdyrgødning kan forgasses. Endelig kan der teoretisk gennem en separering af våd biomasse skabes en mere tør fraktion, som kan forgasses, mens den våde del ikke kan udnyttes til forgasning. Det kan fx ske ved separering af gylle til en fiberfraktion, der kan forgasses, og en flydende fraktion, der ikke er forgasningseget. Separering kan være en relativt dyr proces, som kan være en økonomisk barriere for udnyttelse af våde biomasser.

Teknologien har i dag både høje investeringsomkostninger og høje driftsomkostninger. De høje driftsomkostninger skyldes blandt andet risiko for driftsproblemer med biomasse-håndtering samt tjære- og tilsodningsproblemer.

### 9.2.2 Brint

Brint kan fremstilles ved elektrolyse af vand (spaltning af vand i ilt og brint under forbrug af el). Teknologien kan især være attraktiv som en metode til at udnytte el på tidspunkter, hvor der er overskud af elproduktion fra solceller og vindmøller.

De mest kendte former for elektrolyse er:

- Alkalisk elektrolyse, hvor der dannes ilt og brint, når der sættes strøm til to elektroder i en vandig opløsning.
- PEM-elektrolyse, hvor der anvendes en elektrolysecelle, som er opbygget omkring en polymermembran i kontakt med to elektroder, der udvikler henholdsvis ilt og brint fra tilsat vand: Elektrolysecellen minder principielt om en PEM-brændselscelle.
- SOEC-elektrolyse, hvor der anvendes en elektrolysecelle, der minder om en SOFC-brændselscelle, men hvor processen er vendt om, så der i stedet for el produceres brint. Processen foregår under højt tryk og temperatur, kan udnytte overskudsvarme fra efterfølgende katalytiske processer, og kan derfor opnå effektiviteter på omkring 100%. Teknologien er ikke så langt fremme som alkalisk elektrolyse og PEM-elektrolyse, men rummer flere spændende perspektiver.

Den producerede brint kan indføres direkte i naturgasnettet. Der er dog grænser for, hvor meget brint, der kan tilføres naturgasnettet, idet brinten af tekniske grunde kun må udgøre en mindre del af gassen. Endvidere er der en risiko for, at der i forbindelse med indføringen af brinten kan dannes "lommer" af brint, hvilket kan give problemer for visse anvendelser.

Alternativt kan brinten lagres og bruges til kraftvarmeproduktion, når elpriserne bliver høje, eller den kan anvendes til metanisering af biogas (produktion af bio-SNG) eller andre katalytiske processer til produktion af brændstoffer eller VE-gasser.

### 9.2.3 Metaniseret biogas

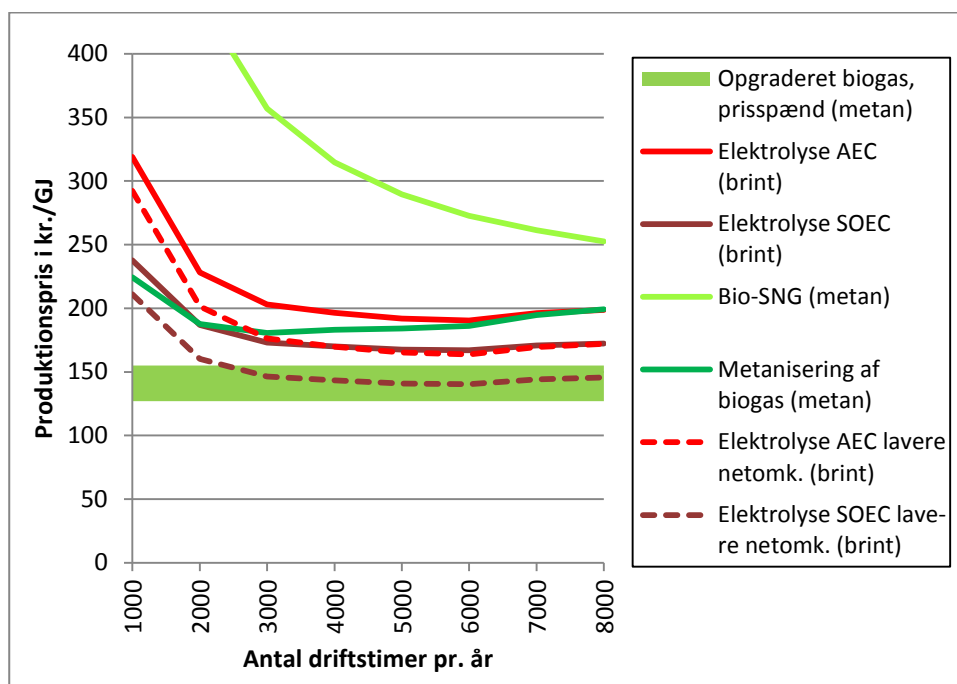
Biogas består af ca. 2/3 metan og ca. 1/3 CO<sub>2</sub>. CO<sub>2</sub>-indholdet i biogassen kan omdannes til metan ved tilsætning af brint. Fordelen ved at anvende brint til metanisering frem for at tilsætte brinten direkte til naturgassen er, at der hermed ikke er nogen begrænsning i, hvor store andele, der kan tilføres gasnettet. Til gengæld er potentialet for at producere metaniseret biogas begrænset af adgangen til biogas. Der vil kunne produceres en øget mængde metan svarende til ca. 50% af den metan, der som udgangspunkt findes i biogassen.

### 9.2.4 Produktionsomkostninger for VE-gasser

Baseret på Teknologikataloget er det beregnet, hvad det vil koste at producere de ovenfor nævnte VE-gasser. Der er anvendt data for 2020, idet der kun findes sparsomme eller ingen oplysninger vedr. teknologiomkostningerne for 2030 og 2050. Da teknologierne endnu ikke anvendes kommercielt i større skala, er beregningerne behæftet med meget stor usikkerhed.



Figur 9 viser de beregnede produktionsomkostninger, sammenholdt med omkostningerne ved produktion af opgraderet biogas, jf. kapitel 7.



Figur 9. Produktionsomkostninger for VE-gasser til gasnettet, baseret på 2020-tal fra Teknologikataloget.

For elektrolyse og metanisering, hvor der anvendes el til gasproduktionen, afhænger omkostningerne bl.a. af elprisen, og der er derfor regnet på, hvad omkostningerne bliver, afhængigt af hvor mange timer om året, der produceres VE-gas, idet det er antaget, at anlæggene fortrinsvis producerer i de timer, hvor markedsprisen på el er lavest. Ved få produktionstimer kan der opnås en lav elmarkedspris, mens omkostninger til investeringer til gengæld vejer tungt i budgettet, og omvendt. Det ses af figuren, at de laveste produktionsomkostninger opnås ved ca. 4-6000 timers benyttelsestid om året.

Ud over selve markedsprisen på el er der omkostninger på ca. 20 øre/kWh til transport af el m.v. (netomkostninger). Disse omkostninger vejer ret tungt i budgettet. For elektrolyseanlæg kunne man tænke sig, at anlæggene kunne placeres tæt på el-transmissionsledninger, således at netomkostningerne kunne reduceres. Der er derfor regnet på et alternativ, hvor der kun er regnet med halvt så store netomkostninger. Dette alternativ er vist med stiplede linjer i figuren. Anlæg til metanisering af biogas skal placeres tæt på biogasanlæggene, og det vil derfor generelt ikke være muligt at placere disse anlæg tæt på eltransmissionsnettet.

Det ses af figuren, at biogas umiddelbart er den billigste gas at producere, mens SOEC-elektrolyse kan blive omtrent lige så billig som biogas, hvis der regnes med lavere el-netomkostninger.

Hvad angår de elforbrugende teknologier skal man være opmærksom på, at den el, der anvendes, ikke nødvendigvis er VE-el. Dette forhold vil især være relevant, hvis der også anvendes el

i de timer, hvor markedsprisen er relativt høj. Som hovedregel vil anlæggene dog ikke producere i de timer, hvor elektriciteten er dyrest, hvilket betyder, at anlæggene i praksis vil anvende en højere andel VE-el end den gennemsnitlige VE-andel i elproduktionen.

## 10 Beskæftigelse, eksport og teknologiudvikling

Biogasbranchen består af omkring 200 virksomheder, der beskæftiger omkring 1700 personer og eksporterer for ca. 1,5 mia. kr. om året (DI Bioenergi, Force Technology og INBIOM, 2017).

En række biogasentreprenørvirksomheder, herunder Xergi, Bigadan, CombiGas og Lundsby, bygger biogasanlæg i mange forskellige lande, særligt UK, Frankrig og Tyskland. Der er typisk tale om anlæg, der afgasser husdyrgødning og industriaffald samt evt. spildevandsslam og energiafgrøder.

Selve biogasanlæggene beskæftiger mennesker med meget forskellig uddannelsesmæssig baggrund. En del er selvlærte, andre er maskinmestre. Mange af arbejdspladserne er lokaliseret i mindre byer eller på landet.

Ud over ansatte på selve biogasanlægget vil et anlæg bidrage med beskæftigelse til følgeerhverv som:

- Smedearbejde: Vedligeholdelse af rør, pumper, teknisk udstyr.
- Montgearbejde: Montering og udskiftning af sliddele og montering ved nyerehvervelser
- El-arbejde: Løbende servicering af el-dele og tilslutninger ved montering af nyt.
- Transportopgaver: Ud over transport med tankvogne, er der også transportopgaver til flytning af faste biomasser, som dybstrøelse og energiafgrøder.
- Lastbilværksteder: De lastbiler, der kører med biomassen, skal serviceres på værksteder i nærområdet.
- Administration og regnskab: Ofte udliciteres disse opgaver helt eller delvist
- Laboratorier: Der tages løbende mange prøver, som sendes til analyse på laboratorier, for at få analyseret indholdet af næringsstoffer mm.
- Produktion af reservedele til biogasanlægget: En stor del vil typisk ikke være fra nærområdet.

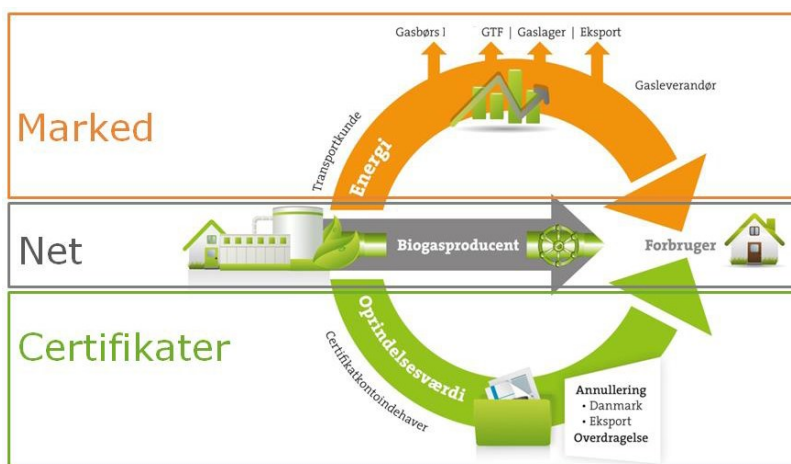
Der er de senere år sket en tilsyneladende succesfuld udvikling af ny teknologi til håndtering af madaffald, dybstrøelse og andre nye biomasser i biogasanlæg. Også opgraderingsteknologierne er under udvikling.

# 11 Bionaturgascertifikater

## 11.1 Den danske certifikatmodel for bionaturgas

Energinet har etableret og administrerer et frivilligt certifikatsystem for gas fra vedvarende energi tilført og handlet via det rørførte gassystem. Certifikatregistret har eksisteret siden 2011 og er i dag udviklet til at dokumentere opgraderet biogas, men kan i fremtiden udvides til andre VE-gasser som forgasningsgas, metaniseret gas, brint o.l. fra vedvarende energikilder. Systemet blev udviklet efter ønske fra markedsaktører og i fælles forståelse med Energistyrelsen som led i den ”markedsudvikling”, der kan finde sted ifølge § 12a i Naturgasforsyningsloven.

Certifikaterne dokumenterer, at opgraderet biogas er tilført gassystemet og har erstattet naturgas. Købere af gas med certifikater kan således få allokeret en mængde bionaturgas svarende til den købte mængde certifikater. Hver MWh<sub>øvre</sub> bionaturgas, som bliver tilført naturgasnettet, erstatter en tilsvarende MWh<sub>øvre</sub> konventionel naturgas. Bionaturgascertifikaterne er ikke direkte koblet til de fysiske strømme af gas, men certifikatet giver mulighed for at koble et forbrug af gas med en produktion af biogas på et bestemt biogasanlæg. Modellen og certifikaternes relation til fysisk og markeds-mæssig omsætning i gassystemet er skitseret nedenfor:



Figur 11-1. Skitsering af Energinets certifikatmodel.

*Eksempel: Et biogasanlæg opgraderer biogassen til naturgaskvalitet i et opgraderingsanlæg, der tilsluttes og tilfører bionaturgas til gasnettet. Distributionsselskaber fordeler den fysiske gas fra producenter til forbrugere gennem gassystemet. Energiindholdet handles på gasmarkedet som konventionel gas. Oprindelsen dokumenteres via certifikatmodellen. Certifikaterne udstedes til biogasproducenten og kan handles mellem certifikatkontoindehavere via certifikatsystemet. Slutforbrugeren kan købe bionaturgascertifikater svarende til sit gasforbrug.*

Biogasproducenten må ikke både sælge certifikater og på anden vis afsætte oprindelsesværdien af den producerede bionaturgas. Certifikaterne kan overdrages og annulleres inden udløbstiden på 12 måneder fra produktionsmåneden. Kontohavere kan annullere certifikater til to formål:

1. Annullering til forbrug i Danmark
2. Annullering til eksport

Energinet kontrollerer ikke, at annullerede certifikater følger tilsvarende salg af gas i Danmark eller til eksport. Her henvises til eksterne revisorer. Til sikring af ensartet revision har Energinet udarbejdet revisorinstrukser til certifikat-kontoindehaverne.

Det er certifikatkontoindehaverens ansvar at foretage overførsler og annulleringer af certifikater<sup>21</sup>. Revisionen sker via it-systemet, hvor en revisor får adgang af certifikatkonto-indehaver til at verificere og godkende.

Bionaturgascertifikatordningen er baseret på et ISO-godkendt registreringssystem, som er elektronisk og papirløst. Alle certifikater, certifikatkontoindehavere og biogasproduktionsanlæg bliver registreret ensartet via en standardiseret registreringsformular. Bionaturgascertifikaterne udstedes ikke i fysisk form, men kontoindehaveren kan printe en annulleringsbekræftelse, som kan anvendes som fysisk bevis for annullerede certifikater. Energinet har mulighed for at kræve dokumentation for, at de oplysninger, som certifikatkontoindehaverne afgiver til certifikatregistret, er korrekte.

Certifikatet indeholder i sin nuværende form ikke oplysninger om de råvarer, som biogassen (og dermed også bionaturgassen) er lavet af, eller den CO<sub>2</sub>-fortrængning, der er forbundet med bionaturgassen. For at etablere større troværdighed og gennemsigtighed omkring certifikatordningen har branchens aktører for nylig udarbejdet en branchedeklaration for bionaturgas med retningslinjer for markedsføring. Dennes formål er blandt andet at udstyre bionaturgasprodukter med en retvisende deklaration, der oplyser om kvalitet og anprisning af klimaefekter overfor slutkunder, i tilfælde hvor reguleringen ikke allerede foreskriver en beregningsmetode (fx som under kvotesystem og som under iblandingskrav med VE-direktivets beregningsmetode). Branchedeklarationen gælder kun for bionaturgas tilført det danske gasnet og stiller blandt andet krav om bæredygtig produktion af biogas, tilslutning til biogasbranchens frivillige ordning om minimering af metantab ved produktion og metoder og forudsætninger for beregning af reduktion af drivhusgasemissioner ved anvendelse af bionaturgassen.

## 11.2 Hvad kan danske certifikater anvendes til i dag?

Certifikatmodellen er tænkt således, at certifikatet kun sælges i forbindelse med fysisk forbrug af gas, men det er muligt at opkøbe certifikater uden gas. Mulige kunder til certifikaterne er:

- Kvoteomfattede virksomheder, der bruger naturgas
- Elproducenter, der vil levere strøm med klimavalg dokumenteret med eloprindelsesgarantier
- Ikke-kvoteomfattede virksomheder, der bruger gas til opvarmning og proces og ønsker at opfylde frivillige klimamål
- Transportvirksomheder, der anvender CNG og LNG til vej- eller skibstransport

---

<sup>21</sup> Dette sker på [cmo.grexel.com](http://cmo.grexel.com)

- Private, der anvender gas til individuel opvarmning og ønsker at opfylde frivillige klimamål
- Kommuner, der anvender gas og ønsker at opfylde frivillige klimamål
- Udenlandske kunder - certifikater anerkendes blandt andet i Sverige og kan også overdrages til tyske certifikatkontoindehavere der er registreret i DENA<sup>22</sup>

### **Kvotefattede virksomheder**

Kvotefattede virksomheder, der anvender naturgas, kan rapportere standardværdien 0 som emissionsfaktor ved den årlige rapportering til Energistyrelsen, i det omfang gasforbruget er dækket af bionaturgascertifikater. For at kunne sætte emissionen til 0 er det en betingelse, at det kan dokumenteres, at der hos Energinet er annulleret certifikater svarende til forbruget af bionaturgas<sup>23</sup>.

### **Ikke-kvotefattede virksomheder**

Ikke-kvotefattede virksomheder kan anvende bionaturgascertifikater som CSR-dokumentation og målopfyldelse af frivillige ordninger, f.eks. grønne regnskaber. Flere ikke-kvotefattede virksomheder har købt bionaturgascertifikater til at dække hele eller dele af deres gasforbrug.

### **El-producenter, der leverer strøm med klimavalg**

Bionaturgascertifikater giver elproducenter, der anvender gas som brændsel, mulighed for at få udstedt el-oprindelsesgarantier. Indfyret gas skal dokumenteres med energimåling og kunne henføres til gasregninger per måned, og bionaturgascertifikater skal annulleres i en mængde, der er mindre end eller lig med den forbrugte mængde naturgas per måned. Herefter kan Energinet udstede det antal elcertifikater, der modsvarer de annullerede bionaturgascertifikater. Det er kun danske gas-certifikater, der accepteres.

### **Transportvirksomheder**

Bionaturgas kan anvendes af forbrugere som brændstof i gasbaseret transport. Bionaturgas sælges i dag som CNG fra 14 tankstationer rundt omkring i landet. På de fleste sælges der 100% bionaturgas, hvilket betyder, at sælgeren af gassen har købt bæredygtig biogas for hele den gasmængde, der sælges fra tankstationen. Det er også muligt at få godkendt bionaturgas som miljøvenligt transportbrændstof under Svanemærket.

### **Private gaskunder**

Flere gasselskaber udbyder gasprodukter med klimatilvalg til private baseret på bionaturgascertifikater. Se fx [www.gasprisguiden.dk](http://www.gasprisguiden.dk), hvorfra priser og produktspecifikationer kan sammenlignes. Det fremgår her bl.a., at Nature Energy i juni 2018 sælger 100% certificeret bionaturgas for 9,55 kr. pr. m<sup>3</sup> eller 1,63 kr. mere pr. m<sup>3</sup> end det næstdyreste gasprodukt.

<sup>22</sup> Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA) står for udstedelsen af bionaturgascertifikater i Tyskland

<sup>23</sup> [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/CO2/standardfaktorer\\_for\\_2016.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/CO2/standardfaktorer_for_2016.pdf)

## **Kommuner**

Kommuner bruger bionaturgas til egne formål. Især har kommuner med klimamål for transportsektoren, haft en rolle som 'first movers' indenfor bionaturgas til transport. Gennem krav i udbudsbetingelser til køretøjsflåder indenfor bustransport, renovationskørsel, hjemmepleje og lignende har en række kommuner faciliteret, at bionaturgas i dag vokser i tung transport. Bionaturgas i tung transport er med nuværende rammevilkår økonomisk konkurrencedygtig med andre VE-alternativer, ligesom gaskøretøjer og tankanlæg er kendt og afprøvet teknologi med lang tids anvendelse i en række lande. Der findes i dag omkring 100 gasbuskontrakter i Danmark, og fx renovationsbiler i indre by København kører fra 2018 på 100% bionaturgas.

## **Eksport og import af bionaturgas**

Den danske certifikatmodel har fra starten i 2011 været indrettet til, at certifikater kan annulleres til enten forbrug i Danmark eller til eksport. Energinet kontrollerer ikke og får ikke information om, hvor certifikaterne anvendes eller til hvilket formål. Flere aktører har testet markedet og andre landes rammevilkår med hensyn til afsætning af dansk bionaturgas.

Danske og tyske certifikatkontoindehavere kan fra oktober 2017 overdrage certifikater mellem sig via certifikatregisteret, som Energinet administrerer. Det er dog ikke muligt at tælle importerede bionaturgasmængder med i den nationale målangivelse i henhold til VE-direktivet, og det skal bemærkes, at importerede bionaturgascertifikater kan være baseret på anden biomasse end den danske producerede.

Udover tyske bionaturgascertifikater, registreret i DENA, kan den danske certifikatmodel ikke "importere" certifikater fra andre lande. Der arbejdes imidlertid på en fælleseuropæisk løsning, hvor bionaturgas kan handles på et europæisk marked. Energinet arbejder i den forbindelse på størst mulig transparens og dokumentation, så medlemslandenes myndigheder på bedst muligt grundlag kan afgøre, om importeret bionaturgas er støtteberettiget, og kunder kan afgøre, hvilket produkt de køber. Der er en række udfordringer med handel over grænser inden et egentlig europæisk marked for bionaturgas kan realiseres.

### **11.3 Hvilken biogas kan få udstedt certifikater?**

Den danske certifikatmodel er forberedt til at kunne håndtere alle typer VE-gas, men kan på nuværende tidspunkt kun udstede certifikater for opgraderet biogas produceret ved opgradering af anaerob afgangning af organisk materiale og tilført det danske gassystem. Certifikater for andre typer VE-gas, inklusiv forgasningsgas og brint, vil blive udviklet efterhånden som teknologier udvikles og marked eller lovgivning efterspørger dette.

### **11.4 Udfordringer med den nuværende certifikatmodel**

Energinets certifikatmodel er en relativt ny og frivillig ordning, hvis rolle og funktion ikke er beskrevet i dansk lovgivning. Selvom certifikatmodellen er etableret for at give slutkunden mulighed for regnskabsmæssigt at dokumentere køb af den tilførte biogas, er der på visse punkter uklarhed om, hvad certifikaterne kan anvendes til, og hvilken betydning de egentlig har med nuværende rammevilkår og opgørelsesmetoder, f.eks.:

- Opgraderet biogas, der er tilført naturgasnettet betragtes afgifts- og tilskudsmæssigt som naturgas. Man kan altså ikke ved at købe certifikater undgå at skulle betale fossil energiafgift af sit gasforbrug.
- Installationer, der kan anvende bionaturgas, betragtes ikke som vedvarende energianlæg, selv om brugeren køber bionaturgascertifikater svarende til sit gasforbrug, jf. fx projektbekendtgørelsen. Dette hænger sammen med, at gasfyret er det samme, uanset om der købes certifikater, og der er ikke p.t. nogen metode til at forpligte brugeren til at købe certifikater i længere tid.

### **Certifikaternes betydning for opgørelser af VE-andel og CO<sub>2</sub>-gevinst**

Eurostat og den danske energistatistik beregner VE-andelen af endelige energiforbrug på basis af opgørelser af fysisk tilført bionaturgas i det land, hvor det tilføres. Den danske drivhusgasopgørelse baserer sig også på Eurostats regler. Dette betyder, at klimagevinsten ved bionaturgassen ikke eksporteres, selvom der sker eksport af certifikater.

Hvis VE-andelen, og dermed klimagevinsten ved bionaturgas, skal eksporteres til Sverige sammen med certifikatet og tælles med her, skal der, for at undgå dobbelttælling, laves en såkaldt "statistisk overførsel" mellem Danmark og Sverige, jf. VE-direktivets artikel 8. Det vil dog ikke være i Danmarks interesse, da Danmark ønsker at medregne klimagevinsten ved biogasproduktionen i det danske regnskab, da det i høj grad er den høje skatteyderbetalte støtte til biogas, der har finansieret biogasudbygningen.

Muligheden for statistiske overførsler mellem medlemsstater har endnu ikke været anvendt, men i forbindelse med det fælles solcelleudbud, som Danmark og Tyskland har afholdt, er det aftalt, at der skal laves en statistisk overførsel således, at energien fra de solcelleanlæg, som opstilles i Danmark, men modtager støtte fra Tyskland, kan indgå i det tyske regnskab og bidrage til at opfylde Tysklands mål for vedvarende energi i henhold til VE-direktivet.

Det forhold, at certifikater ikke indgår i energistatistikken og nationale drivhusgasopgørelser betyder, at der kan opstå tvivl om, hvad forbrugerne køber, når de køber gasprodukter baseret på bionaturgascertifikater, og hvilken effekt deres køb har. Udenlandske forbrugere ved f.eks. formentlig ikke, at gassens VE-indhold regnes som forbrugt i Danmark, selvom de har købt et certifikat. For at oplyse forbrugerne herom er Energinets certifikater blevet ændret, så det nu fremgår af selve certifikatet, at biogassens klimagevinst medregnes i Danmark, og at gassen har modtaget dansk støtte, hvis dette er tilfældet.





Risikoen for misforståelser betyder, at der er behov for at klargøre certifikaternes rolle fremadrettet.

### **11.5 Certifikatmodeller i andre lande**

I dette afsnit beskrives certifikatmodellerne i en række andre lande, nemlig Tyskland, Holland og Østrig. I tabellen nedenfor gives et overblik over disse landes certifikatmodeller for biogas tilført nettet. Efterfølgende er der kort beskrivelse for hvert enkelt land.

I alle de tre lande er certifikater grundlag for udbetaling af støtte i nationale støtteordninger.



	Tyskland	Holland	Østrig	Danmark
				
<b>Registernavn</b>	Biogasregister.de	Vertogas	Biomethan Register	Energinet.dks Certifikatregister
<b>Udsteder</b>	DENA	Gasunie	AGCS	Energinet
<b>Udstedertype</b>	Energistyrelse	TSO	Gasbalanceansvarlig	TSO
<b>Hjemmel</b>	Frivillig	Indarbejdet i lov	Frivillig	Frivillig
<b>Støtte</b>	Anvendelse biometan	Anvendelse biometan	Anvendelse biometan	Injektion biometan
<b>Støtte + certifikat muligt</b>	Certifikatet fra DENA er forudsætning for støtteudbetaling ved anvendelse	Certifikatet er forudsætning for støtteudbetaling ved anvendelse	Certifikatet er forudsætning for støtteudbetaling ved anvendelse	Certifikatet er ikke en forudsætning for støtte, men kan tilvælges
<b>Massebalance eller Book&amp;Claim</b>	Begge	B&C	Begge	B&C (MB mulig men dokumenteres ikke i systemet)
<b>Levetid oprindelsesgaranti</b>	Uendelig	?	?	12 mdr.
<b>Biomasseinfo</b>	Nej	Ja	?	Nej

Figur 11-2. Oversigt over certifikatmodeller i andre lande.

### 11.5.1 Tyskland

Med 2009 Renewable Energy Sources Act (EEG) blev anvendelse af bionaturgas tilført gasnettet støtteberettiget til el- eller varmeproduktion. For at være støtteberettiget skal oprindelsen af bionaturgas dokumenteres i henhold til de kriterier, der er angivet i EEG, som blandt andet omfatter anvendte råvarer, tekniske standarder omkring biogas m.v. Det er ligeledes en betingelse i en række støtteordninger, at biometanen fysisk skal være injiceret i gasnettet i Tyskland. Dette gælder også, hvis den skal kunne få en afgiftslettelse eller tælle med i iblandingskrav.

Det tyske biogasregister, Biogasregister.de, blev etableret af branchen til at registrere nødvendig dokumentation til EEG. Ca. 80% af nettilsluttede bionaturgasanlæg er tilknyttet registeret. De resterende er NABISY, som i tysk lov er nødvendig til dokumentation af massebalance m.m. i relation til anvendelse som transportbrændstof i Tyskland.

Opgraderingsanlæg booker produktion et år forud i biogasregistret, og godkendte auditører verificerer tilførslen og anvendelsen, samt at nødvendige kriterier for støtte er overholdt. I gassystemet er der parallelle naturgas og bionaturgas balancesystemer. Bionaturgas skal balanceres indenfor et år med +/- 25%. Ubalancer kan overføres til efterfølgende år. Naturgas balanceres indenfor døgnet. Det er med bionaturgas-balancesystemet muligt at dokumentere massebalance i relation til anvendelsen som transportbrændstof.

### 11.5.2 Østrig

Det er et krav i Østrigs lov om VE-el, at der udstedes oprindelsesgarantier for bionaturgas tilført gassystemet som grundlag for udbetaling af støtte til fornybar produktion af kraftvarme fra bionaturgas. ACGS er gasbalanceansvarlig og administrator af en anerkendt oprindelsesgarantiordning, der dækker alle østrigske gasmarkedsområder (East, Tyrole og Vorarlberg). Markedsaktørerne registreres under modellen, som også faciliterer mulighed for eksport/import til Tyskland.

Det er frivilligt for markedsdeltagere, om de vil bruge ACGS' register eller på anden vis kan dokumentere oprindelse. Registeret er en central database for oprindelsesgarantier, der adskiller fysik og oprindelsesgarantier, ligesom certifikatordningen i Danmark. Oprindelsesgarantier udstedes månedligt baseret på data fra netselskaber. Der er 14 opgraderingsanlæg tilsluttet nettet i Østrig (300 biogasanlæg), 8 elproducenter der benytter bionaturgas, 4 handleere og 7 godkendte auditører.

### 11.5.3 Holland

Vertogas er i løbet af 2015-2016 overgået fra en frivillig ordning drevet af gas-TSO'en Gasunie til at være bemyndiget til udstedelse af oprindelsesgarantier under hollandsk lovgivning og som del af støtteordningen. Vertogas er nu en selvejende institution bemyndiget af Økonomiministeriet. Vertogas er et datterselskab af Gasunie, der fortsat administrerer systemet.

Producenter af opgraderet biogas kan opnå tilskud under den hollandske støtteordning for bæredygtig produktion (SDE+) ved dokumentation af oprindelsesgarantier via Vertogasordningen.

## 11.6 Regler for oprindelsesgarantier i det nye VE-direktiv

Regler for oprindelsesgarantier fremgår af artikel 19 i det nye VE-direktiv. Af direktivet fremgår det blandt andet at:

- reglerne omfatter el, gas, varme og køling
- et medlemsland skal udstede oprindelsesgarantier, hvis en VE-producent ønsker det; dog kan medlemslandet undlade at udstede garanti, hvis den producerede VE modtager finansiell støtte fra et støttesystem
- medlemslandene skal sikre, at der tages hensyn til markedsværdien af oprindelsesgarantier ved tildeling af støtte
- oprindelsesgarantier har ikke betydning for opgørelse af medlemslandenes bidrag til opfyldelsen af EUs VE-mål om 32% VE i 2030

Afklaringen af certifikaternes fremtidige rolle i Danmark skal ske med udgangspunkt i bestemmelserne i det nye VE-direktiv. Det bør i den forbindelse afklares, i hvilket omfang og efter hvilke regler, det skal være muligt at handle bionaturgascertifikater på tværs af grænser.

## 12 Referencer

- AEBIOM. (2016). *AEBIOM Statistical Report 2016. European Bioenergy Outlook*. Brussels. : European Biomass Association.
- AgroTech og DGC. (2015). *Methane emission from Danish biogas plants*.
- Birkmose, T., Hjort-Gregersen, K., & Stefanek, K. (2013). *Biomasse til biogasanlæg i Danmark - på kort og langt sigt*. AgroTech.
- Børgeesen, P. S. (2015). *Kvælstofudvaskning og øget gødningsvirkning ved anvendelse af afgasset biomasse*. Aarhus Universitet og Energistyrelsen, Biogas Taskforce.
- Cimpan, C., Rothmann, M., & Wenzel, H. (2015). *Materialestrømsanalyse, carbon footprint og økonomisk vurdering af alternative veje til indsamling og behandling af fynsk husholdningsaffald*. SDU Livscykluscenter, Syddansk Universitet, Report 2015-02.
- COWI og Københavns Universitet. (2015.). *Livscyklusvurderinger og CO2-beregningsværktøjer for fast træbiomasse*. Energistyrelsen.
- COWI; DTU Transport. (2017). *Transportøkonomiske enhedspriser vers. 1.7*. Transportministeriet.
- DBFZ. (2016). *Entwicklung eines Ausschreibungsdesigns für Biomasse im Rahmen des EEG 2017*. DBFZ. Hentet fra [https://www.dbfz.de/fileadmin/user\\_upload/Referenzen/Studien/Ausschreibungsdesign\\_Biomasse\\_EEG\\_2016\\_Endbericht.pdf](https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/Ausschreibungsdesign_Biomasse_EEG_2016_Endbericht.pdf)
- De Økonomiske Råd. (2015). *Miljø og økonomi 2015. Vandrammedirektivet og kvælstofregulering*. De Økonomiske Råd.
- DI Bioenergi, Force Technology og INBIOM. (2017). *Kortlægning af den danske bioenergiklynge*.
- Ea-Energianalyse; SDU. (2017). *Biogas og andre VE-brændstoffer til tung transport*. Energistyrelsen, Biogas Taskforce.
- Ellen MacArthur Foundation. (2015). *Delivering the Circular Economy - A Toolkit for Policymakers*.
- Ellen MacArthur Foundation. (2017). *Urban Biocycles*.
- Energikommisionen. (April 2017). *Energikommisionens anbefalinger til fremtidens energipolitik*.
- Energimyndigheten og EnergiGas Sverige. (2016). *Produktion och användning av biogas och rötresten år 2015*.

- Energinet. (2017). *Modelpapir for regler for bionaturgascertifikater i Danmark. Version 2.0.*
- Energistyrelsen. (2013). *Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050.*
- Energistyrelsen. (2014). *Analyse af bioenergi i Danmark.* Energistyrelsen.
- Energistyrelsen. (2016). *Energistatistik 2015 – Data, tabeller, statistik og kort.* Energistyrelsen.
- Energistyrelsen. (2017). *Basisfremskrivning 2017.*
- Energistyrelsen. (2017). *Energistatistik 2016 - Data, tabeller, statistikker og kort.*
- Energistyrelsen. (2017). *Samfundsøkonomisk beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner.* Energistyrelsen.
- EU-Kommissionen. (2008). *EUROPA-PARLAMENTETS OG RÅDETS DIREKTIV 2008/98/EF af 19. november 2008 om affald.*
- EU-kommissionen. (2017). *COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN - The role of waste-to-energy in the circular economy.*
- FNR. (2017). *Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe* . Hentet fra <http://bioenergie.fnr.de/eeg-2017/>.
- GrønGasDanmark. (2017). *Grøn gas er fremtidens gas - Baggrundsnotat.* Hentet fra <https://grongasdanmark.dk/fakta>
- Hansen, M. N. (2004). Miljøeffekter af bioforgasning og separering af gylle - indflydelse på lugt, ammoniakfordampning og kvælstofudnyttelse. *Markbrug*(296).
- Hjort-Gregersen, K. (2016). *Udvikling og effektivisering af biogasproduktion i Danmark - Økonomi, nøgletal og benchmark.* (AgroTech). Energistyrelsen, Biogas Taskforce.
- IEA Bioenergy. (2015). *IEA Bioenergy Task 37 - Country Reports Summary.* IEA Bioenergy.
- Innovasjon Norge. (2016). Hentet fra <http://www.innovasjonnorge.no/contentassets/6d7046b165d340fa91f2a67e7714133d/biogassanlegg-2016.pdf>
- IPCC. (2014). *Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the.*
- IRENA. (2014). *Global Bioenergy - supply and demand projections.* IRENA.
- Jordbruksverket. (Juni 2017). *Investeringsstöd till biogas.* Hentet fra <http://www.jordbruksverket.se/amnesomraden/stod/stodilandsbygdsprogrammet/investeringar/biogas.4.6ae223614dda2c3dbc44f95.html>

- Jordbruksverket. (2017). *SJVFS 2016:20 Föreskrifter om ändring i Statens jordbruksverks föreskrifter (SJVFS 2015:10)*. Hentet fra Statens jordbruksverks: <http://www.jordbruksverket.se/download/18.a1e3dee155a9340521e3e11/1467617017183/2016-020.pdf>
- Kai, P., Birkmose, T., & Petersen, S. (2015). *Slurry volumes and estimated storage time of slurry in Danish Livestock buildings*. AgroTech og Energistyrelsen, Biogas Taskforce.
- Klima- og Forurensningsdirektoratet. (2013). *Underlagsmateriale til tværsektoriell biogasstrategi*. Hentet fra <http://www.miljodirektoratet.no/old/klif/publikasjoner/3020/ta3020.pdf>
- Klimarådet. (2017). *Omstilling frem mod 2030 - Byggeklodser til et samfund med lavere drivhusgasudledninger*. Klimarådet.
- Kvist, T. (2016). *Pilotprojekt til et frivilligt måleprogram for metanudledning fra biogas- og opgraderingsanlæg*. Dansk Gasteknisk Center, Energistyrelsen, Biogas Taskforce.
- Kvist, T. (2017). *Klimapåvirkning ved biogasproduktion*. Dansk Gasteknisk Center.
- Kvist, T. (2017). *Klimapåvirkning ved biogasproduktion*. DGC.
- Landbruks- og matdepartementet, Norge. (2016). *Forskrift om tilskudd for levering av husdyrgjødsel til biogassanlegg*. Hentet fra Lovdata: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2014-12-19-1815?q=biogas>
- Mikkelsen, M. H., Albrektsen, R., & Gyldenkerne, S. (2016). *Biogasproduktions konsekvenser for drivhusgasudledning i landbruget*. Aarhus Universitet, DCE Nationalt Center for Miljø og Energi.
- Miljø- og Energiministeriet. (2000). *Drivhusgasemission ved tilvejebringelse af fossile brændsler og biomassebaserede brændsler til energiformål*. Hentet fra <http://www.statensnet.dk/pligtarkiv/fremvis.pl?vaerkid=15095&reprid=0&iarkiv=1>
- Møller, H. B. (2017). *Biogas fra landbrugsråvarer: Så meget mere kan vi producere*. Inst. for Ingeniørvidenskab, Aarhus Universitet.
- Nielsen, L., Hjort-Gregersen, K., Thygesen, P., & Christensen, J. (2002). *Samfundsøkonomiske analyser af biogasfællesanlæg, rapport nr. 136*. Fødevarøkonomisk Institut.
- Nielsen, O.-K., Plejdrup, M., Winther, M., Nielsen, M., Gyldenkerne, S., Mikkelsen, M., . . . Hansen, M. (2018). *Denmark's National Inventory Report 2018. Emission Inventories 1990-2016 - Submitted under the United Nations Framework*. Aarhus Universitet, DCE.
- NIRAS. (2016). *Energipotentialer og CO2-skyggepriser for energibesparende og energiproducerende teknologier i spildevandsrensning*. SVANA.
- Petersen, S. O. (Maj 2017). Personlig oplysning.

Sommer, S. G., Møller, H. B., & Petersen, S. O. (2001). *Reduktion af drivhusgasemission fra gylle og organisk affald ved biogasbehandling*, DJF. Dansk Jordbrugsforskning.

VE-Direktivet. (2009). VE Direktivet. *Directive 2009/28/EC*. EU Kommissionen.