

Virkemidler for økt bruk og produksjon av biogass



KOLOFON

Utførende institusjon

Miljødirektoratet

Oppdragstakers prosjektansvarlig

Torkil Dyb Remøy

Kontaktperson i Miljødirektoratet

Torkil Dyb Remøy

M-nummer

1652

År

2020

Sidetall

158

Miljødirektoratets kontraktnummer

[Kontraksnummer]

Utgiver

Miljødirektoratet

Prosjektet er finansiert av

[Prosjektet er finansiert av]

Forfatter(e)

Miljødirektoratet

Tittel - norsk og engelsk

Virkemidler for økt bruk og produksjon av biogass
Policy measures for increased use and production of biogas

Sammendrag - summary

Rapporten analyserer potensialet for økt bruk og produksjon biogass i Norge, og drøfter mulige virkemidler for å realisere dette potensialet. Rapporten er skrevet på oppdrag fra Klima- og miljødepartementet. Se kapittel 1 for sammendrag.

4 emneord

Biogass, klima, avfall, sirkulær økonomi

4 subject words

Biogas, climate, waste, circular economy

Forsidefoto

Fredrik Varfjell / NTB scanpix

Innhold

1	Sammendrag	5
	Bakgrunn	5
	Marked for bruk av biogass - krevende i dag, mer lovende på sikt	5
	Tilbud av biogass - potensial for økt produksjon i Norge	9
1.1	Viktige begreper.....	13
2	Introduksjon.....	15
2.1	Oppdraget	16
2.1.1	Dialog med andre myndighetsaktører og biogassbransjen	17
2.2	Status Norge, Norden, EU, globalt.....	17
2.2.1	Produksjon og produksjonspotensial i Norden og EU	18
2.3	Utslippseffekt av biogass.....	19
2.3.1	Klimagass	19
2.3.2	Andre utslipp	21
2.4	EØS-rettslige problemstillinger.....	22
3	Etterspørselsanalyse	24
3.1	Status for bruk.....	28
3.2	Dagens virkemidler som påvirker bruk av biogass	30
3.2.1	Økonomiske virkemidler	31
3.2.2	Direkte reguleringer.....	33
3.2.3	Offentlige anskaffelser og kunnskap	34
3.2.4	Andre lands virkemidler for bruk av biogass.....	34
3.3	Prising av biogass.....	35
3.4	Analyse av mulige markeder for bruk av biogass	38
3.4.1	Veitransport	38
3.4.2	Sjøfart.....	63
3.4.3	Anleggsmaskiner og traktorer	78
3.4.4	Jernbane	80
3.4.5	Oppvarming av bygg.....	81
3.4.6	Industri - kvotepliktige og ikke-kvotepliktige utslipp	84
3.4.7	Strømproduksjon/kraft-varmeanlegg	88
3.5	Tiltakskostnad for bruk av biogass i ulike segmenter	89
3.5.1	Trekkvogner på biogass.....	89
3.5.2	Bruk av biogass til sjøfart	90
3.5.3	Bruk av biogass som erstatning for naturgass i andre markeder	90
4	Tilbudssideanalyse	91

4.1	Status for produksjon i Norge	94
4.1.1	Produksjon av flytende biogass (LBG)	95
4.2	Dagens virkemidler for biogassproduksjon	95
4.2.1	Dagens virkemidler for å etablere anlegg for biogassproduksjon.....	96
4.2.2	Dagens virkemidler for tilgang på råstoff til biogassproduksjon	99
4.2.3	Dagens virkemidler for bruk av biorest.....	100
4.2.4	Virkemidler for karbonfangst og -lagring (CCS) eller -bruk (CCU)	101
4.2.5	Produksjonsstøtteordninger i andre land	102
4.3	Barrierer for biogassproduksjon og mulige nye virkemidler.....	105
4.4	Produksjonspotensialet for biogass i Norge	112
4.4.1	Funn fra underlagsrapport	112
4.4.2	Metodisk tilnærming	113
4.4.3	Husdyrgjødsel	115
4.4.4	Matavfall og annet våtorganisk avfall	120
4.4.5	Fiskeensilasje	123
4.4.6	Fiskeslam	124
4.4.7	Avløpsslam.....	126
4.4.8	Halm.....	128
4.4.9	Kornavrens.....	128
4.4.10	Grønnsaks- og fruktrester fra jordbruket	129
4.4.11	Øvrige jordbruksrester	130
4.4.12	Brukt matolje	130
4.4.13	Papir- og skogsproduktindustri	131
4.5	Bedriftsøkonomiske kostnader ved produksjon av biogass	131
4.5.1	Husdyrgjødsel	133
4.6	Tiltakskostnader ved produksjon - husdyrgjødsel	136
4.7	Utnyttelse av CO ₂ fra biogassproduksjon	138
4.8	Handel med biogass.....	139
4.9	Andre kilder til biogass enn anaerob utråtning	140
4.9.1	Strøm til gass (power-to-gas)	140
4.9.2	Gassifisering.....	141
5	Produksjon og bruk av biorest.....	142
5.1	Dagens produksjon og utnyttelse av biorest.....	143
5.2	Krav til bruk av biorest i gjødsel-vareforskriften mm.....	145
5.2.1	Krav i gjødselvarerforskriften og animaliebiproduktforskriften	145
5.2.2	Utfordringer med dagens regelverk ved bruk av biorest.....	146
5.2.3	Revidering av gjeldende regelverk som vil innvirke på bruken av biorest	147
5.3	Produksjon og bruk av biorest i 2030.....	148

5.3.1 Biorest fra husdyrgjødsel	149
5.3.2 Biorest fra matavfall	151
5.3.3 Biorest fra avløpsslam	152
5.3.4 Biorest fra fiskeslam og annet fiskeavfall.....	153
5.3.5 Teknologiske muligheter frem mot 2030	154
5.3.6 Utslippseffekter ved bruk av biorest.....	155
5.4 Kostnadsvurderinger	156
5.4.1 Flytende, avvannet og tørr biorest	157
5.4.2 Kostnader ved biorest.....	157
5.4.3 Oppsummering av kostnadsbildet	159
5.4.4 Kostnader ved alternative anvendelser	159

1 Sammendrag

Bakgrunn

FNs bærekraftsmål peker på viktigheten av å stoppe klimaendringene, effektiv ressursutnyttelse og et bærekraftig produksjons- og forbruksmønster. Produksjon av biogass bidrar til dette, der en gjennom industriell utnyttelse av organisk avfall og rester kan øke samfunnets ressursutnyttelse og redusere klimagassutslipp. For en rekke typer avfall og rester er produksjon av biogass en moden og robust produksjonsteknologi, mens andre råstoff krever videre teknologi- og verdikjedeutvikling for å kunne utnyttes i stor skala. I motsetning til når organisk avfall brennes kan biogassproduksjon ivareta næringsstoffene (fosfor, kalium og nitrogen) i det organiske avfallet.

De norske verdikjedene for biogassproduksjon og -bruk er under utvikling, men fortsatt relativt umodne. Offentlige aktører har vært en sentral drivkraft for utviklingen av dagens verdikjeder ved at offentlig eide renovasjonsselskaper har investert i biogassproduksjon samtidig som offentlig styrte transportselskaper har vært de første brukerne av biogass. De offentlige aktørene vil trolig fortsatt spille en sentral rolle i utviklingen av verdikjeden for biogass, men utviklingen går i retning av økt innslag av private aktører langs hele verdikjeden.

I EUs klimastrategi "A European Green Deal" trekkes "avkarbonisering" av gassektoren frem som et viktig tiltak, hvor mulige virkemidler blant annet er økt støtte til utvikling av fornybare gasser, som biogass er et eksempel på. Rasjonale for utvikling av biogassproduksjon- og bruk er også begrunnet i ønsket om utvikling av en sirkulær økonomi basert på organisk avfall og rester og i mulighet for å redusere klimagassutslipp fra lagring av husdyrgjødsel.

Rapporten viser at både bruken og produksjonen av biogass kan økes i Norge, men at ytterligere produksjons- og etterspørselsvirkemidler vil måtte innføres for å realisere potensialet. Våre analyser viser videre at potensialet for bruk trolig er større enn potensialet for norsk produksjon i 2030, og det er grunn til å tro at det samme vil gjelde for 2050. Utvikling av biogass i Norge har til nå vært begrenset av betydelige koordineringsbarrierer, det vil si at mens tilgang på biogass har vært viktig barriere for potensielle sluttbrukere, har samtidig tilgang på kunder har vært en barriere for oppstart av ny biogassproduksjon. I tillegg er en viktig barriere merkostnader ved bruk av biogass. Dette kan peke mot at nye virkemidler bør innrettes mot *både* etterspørselssiden og tilbudssiden, og at disse ses i sammenheng.

Vi har beregnet klimaeffekten av en økt produksjon og bruk av biogass i Norge. I sum vil biogassproduksjon og -bruk på rundt 2600 GWh kunne redusere de norske klimagassutslippene med cirka 280 000 tonn CO₂-ekvivalenter per år i 2030.

Virkemiddelvurderingene i rapporten begrenser seg til å beskrive hvordan virkemidlene påvirker bruk og produksjon av biogass, og må betraktes som en første gjennomgang av mulige virkemidler. Virkemidlene for bruk og produksjon må også ses i sammenheng. For eksempel vil høyere støtte til produksjon kunne bidra til å redusere prisen på biogass, og dermed merkostnadene ved biogassbruk.

Marked for bruk av biogass - krevende i dag, mer lovende på sikt

Vi har vurdert dagens og fremtidige markedsmuligheter for biogass og særlig sett på veitransport, sjøfart, industri og oppvarming. Analysene viser at biogass har en krevende

markedssituasjon i dag, blant annet på grunn av sterk konkurranse fra andre fornybare alternativer. I 2030 og 2050 vil det allikevel trolig være betydelige fossile utslippskilder igjen selv etter innføring av elektrifiseringstiltak og andre potensielt rimeligere klimatiltak enn biogass. Dette vil kunne representere betydelige markedsnisjer for biogass. Hvor stort markedspotensialet er avhenger blant annet av klima- og miljøpolitikk og av kostnadsutviklingen - både for biogass og konkurrerende fornybare alternativer. Teknologiutviklingen for andre fornybare løsninger, særlig frem mot 2050, er ekstremt usikker og vi har derfor ikke hatt grunnlag for å kvantifisere markedspotensialene for biogass på så lang sikt.

Hovedbarrieren for økt bruk i alle de analyserte markedene er merkostnader i forhold til fossile og delvis også andre fornybare alternativer. I tillegg trekkes usikker tilgang på biogass frem som en sentral barriere. Så lenge biogassbruk er dyrere enn bruk av fossil energi vil markedet for biogass være begrenset til aktører som aksepterer merkostnader for reduserte klimagassutslipp.

Bruk av biogass som klimatiltak er anslått å ha en tiltakskostnad på 2700 kr/tonn CO₂ når biogassen brukes i lastebiler og 1500 kr/tonn når biogassen erstatter naturgass i industri og sjøfart. Dette er omtrent på samme tiltakskostnadsnivå som avanserte flytende biodrivstoff med lignende bærekraftskvaliteter. Tiltakskostnaden er sensitiv for priser på biogassen og på de fossile drivstoffene som erstattes. Biogass har lavest tiltakskostnader der biogass erstatter dagens bruk av naturgass og det ikke er behov for investeringer i ny infrastruktur.

Veitransportmarkedet - viktig marked i dag, men økende konkurranse fra andre teknologier

I veitransportmarkedet er gasskjøretøy tilgjengelige og teknologisk modne i de fleste kjøretøysegmenter. Merkostnader og få fyllestasjoner er de viktigste barrierene.

Potensialet for økt bruk av biogass påvirkes særlig av antatt prisutvikling på avansert biodrivstoff og på tempoet i teknologiutviklingen for batterielektriske kjøretøy. Fallende batteripriser og EU-reguleringer av lastebilprodusenter kan bidra til å gjøre batterielektriske kjøretøy konkurransedyktige med fossil diesel i de fleste kjøretøykategorier i 2030, og enda tidligere for bybusser. Dette reduserer markedspotensialet for biogass i veitransportmarkedet betydelig.

Selv i et scenario der batterielektriske busser og lastebiler dominerer nysalget i 2030, vil det kunne være relativt store nisjer for bruk av biogass fordi det trolig vil være aktører som foretrekker, og som er villig til å betale ekstra for, muligheten til hurtig fylling og ekstra lang rekkevidde. Selv relativt små markedsandeler for biogass i bestemte nisjer vil kunne utgjøre en vesentlig etterspørselsimpuls. Dersom biogasstrekkvogner oppnår en markedsandel på 10 prosent av nysalget i 2030, vil det utgjøre omtrent 300 GWh/år (energimengder tilsvarende 2,5 ganger produksjonen til Norges største biogassanlegg i dag).

Trekkvogner peker seg ut som et særlig interessant markedssegment for biogass. Dette er et satsingsområde for flere lastebilprodusenter, både fordi gasskjøretøy delvis fremmes gjennom EU-reguleringer og fordi batterielektrisk drift er mer krevende i dette markedssegmentet. Tilsvarende er det et stort etterspørselspotensial for biogass til mindre lastebiler og busser der batteridrift ikke tilfredsstiller transportørenes behov. Turbusser på LBG er også en mulig nisje hvis flere kjøretøyprodusenter satser på å utvikle slike busser. Hydrogen brukt til tunge kjøretøy

kan potensielt konkurrere om de samme nisjene i veitransportmarkedet som biogass, men er en mer umoden teknologi.

Sjøfart, industri og oppvarming - liten bruk i dag, men stort langsiktig potensial

Biogass har de samme tekniske egenskaper som naturgass, men dagens bruk av biogass til sjøfart, industri og oppvarming er marginal. Hovedbarrierene for bruk av biogass til sjøfart, industri og oppvarming er merkostnader og tilgang på biogass. I disse segmentene er markedet for bruk av naturgass relativt godt utviklet. Eksisterende gassinfrastruktur bidrar isolert sett til lavere kostnader ved bruk av biogass i disse segmentene sammenlignet med veitransport, men merkostnadene til aktørene er likevel større enn i veitransportmarkedet. Dette skyldes et høyere avgiftsnivå på fossilt drivstoff i veitransporten, som øker konkurranseevnen til fornybare alternativer. I alle disse markedene vil det trolig være nisjer der de tekniske egenskapene til biogass som energibærer vil være ettertraktet på lengre sikt når bruk av fossile energibærer ikke er et alternativ. I disse nisjene kan biogass enten blandes med naturgass eller brukes for å oppnå helt fossilfri produksjon.

I sjøfart er større skip særlig krevende å elektrifisere, og her vil det også på lang sikt sannsynligvis være behov for energitette og fornybare drivstoff som biogass. Biodrivstoff, inkludert biogass, brukes generelt ikke til sjøfart i dag, hverken i Norge eller andre land.

Potensialet for bruk av biogass i sjøfart er forbundet med utviklingen i bruken av flytende naturgass (LNG), og sjøfart har potensial for å bli et viktig marked for bruk av flytende biogass (LBG) i Norge. Dagens bruk av LNG til innenriks sjøfart er lavere enn antatt produksjonspotensial for biogass i Norge. Det er stor usikkerhet knyttet til utviklingen av LNG-bruk til innenriks sjøfart fremover. Potensialet for biogass i det globale markedet kan på lengre sikt være stort dersom det innføres strenge klimakrav.

Biogass kan benyttes til å erstatte stasjonær forbrenning av naturgass for varmeformål i industrien og til oppvarming, for eksempel i veksthus og fjernvarme. Biogassbruk vil normalt ikke kreve større endringer knyttet til drift. I industrien brukes naturgass enten til fyring av kjeler for produksjon av varme eller damp eller til direkte høytemperaturfyring der naturgassens høye brennverdi er vesentlig.

Både i industri og oppvarming viser våre analyser at andre fornybare energikilder som elektrisitet og faste biobrensler som pellets er billigere enn biogass i dag og trolig også i 2030. I denne delen av naturgassmarkedet vil det derfor være en krevende konkurransesituasjon for biogass. Enkelte industriprosesser krever imidlertid bruk av brennbart materiale, og da vil biogass teknisk sett være det mest anvendbare alternativet, ifølge prosessindustrien selv. Markedsnisjer for biogass kan være der naturgass i dag brukes til direkte fyring, støpeovner, gassturbiner og pilotfakler. Denne markedsnisjen er grovt beregnet til rundt 1000 GWh, omtrent samme størrelse som bruken av naturgass i sjøfart i dag. Biogass vil også være aktuelt for aktører som nylig har investert i gassanlegg med lang gjenværende levetid, for eksempel i veksthusnæringen der bruken av naturgass var på rundt 150 GWh i 2018. Med målrettede virkemidler kan trolig biogassbruken bli betydelig i disse markedsnisjene i industri og oppvarming.

Virkemidler for økt bruk av biogass

Det er i dag få virkemidler for bruk av biogass i andre markeder enn i veitransport, og fritaket for veibruksavgift for biogass i veitransportmarkedet er det sterkeste enkeltvirkemiddelet for

biogassbruk i dag. I tillegg støtter Enova kjøp av gasslastebiler og fyllestasjoner i veitransportmarkedet. Virkemidlene er i liten grad innrettet mot å erstatte naturgass i skipsfart, industri og oppvarming. Få virkemidler i andre markeder enn veitransport kombinert med økende konkurranse fra elektriske kjøretøy bidrar til å gjøre biogassmarkedet sårbart.

Merkostnader er generelt den viktigste barrieren for økt bruk av biogass. Forsterkede virkemidler for å redusere merkostnader kan være **økte avgifter på fossil energi**. En forpliktende opptrappingsplan av CO₂-avgiften til for eksempel 2000 kr/tonn CO₂, som omtalt i Klimakur 2030, vil gi et tydelig signal både til potensielle brukere og potensielle produsenter. Våre analyser tilsier at en økning av CO₂-avgiften til 2000 kr/tonn CO₂ i 2030 vil kunne gjøre bruk av biogass vesentlig mer konkurransedyktig mot fossil energi i alle de analyserte markedene, dersom dagens virkemidler for produksjon og bruk av biogass videreføres. En slik avgiftsøkning vil kunne redusere merkostnaden for bruk av biogass som erstatning for naturgass fra over 60 % til 10 %. Økt CO₂-avgift vil også gjøre andre fornybare energibærere mer lønnsomme, og fremmer nødvendigvis ikke biogass spesifikt.

Økt CO₂-avgift vil kunne medføre økt risiko for karbonlekkasje i sjøfart og konkurranseutsatt industri. Riktignok er det grunn til å tro at aktører innenfor sjøfart som kan bunkre (fyller drivstoff) utenlands allerede gjør det, men prissensitiviteten til aktørene som i dag bunkrer i Norge bør undersøkes nærmere.

I veitransport kan merkostnadene også reduseres ved å innføre bruksfordeler for biogass, for eksempel **reduserte bompengesatser**. Bompengerabatt for biogass vil kreve utvikling av administrative og/eller tekniske systemer. Innføring av en eventuell rabatt på linje med el- og hydrogenkjøretøy vil redusere merkostnadene for biogasskjøretøy, og kan trolig gjøre bruken lønnsom i forhold til dieselskjøretøy for biogasskjøretøy som kjører mye gjennom bomringen. Innføring av generelle bompengerabatt for biogass vil imidlertid kunne bidra til at bruk av biogass vris mot lastebiler til bydistribusjon, et segment der batterielektriske lastebiler er antatt å bli tilgjengelige tidlig og vil kunne bli prioritert av hensynet til lokal luftkvalitet i byområder. Innretning av en eventuell bompengerabatt mot regional tungtransport (trekkvogner), der biogasskjøretøy kan spille en rolle på noe lengre sikt, kan slik sett være mer hensiktsmessig. Merkostnadene i veitransport kan også reduseres ved at **støttesatsen til kjøp av biogasskjøretøy** øker utover dagens nivå.

Et mulig nytt virkemiddel som både reduserer merkostnader for biogass, gjør biogass mer attraktivt også i andre markeder enn veitransport, og som fremmer biogass spesifikt, er **bruksstøtte**. Bruksstøtte kan for eksempel bety å gi direkte tilskudd eller skattekompensasjon til brukere av biogass. Støttesatsen kunne for eksempel være på samme nivå som fritaket for veibruksavgift (ca. 35 øre/kWh). Innføring av en slik støtte vil kunne gjøre bruk av biogass lønnsom for industri- og sjøfartaktører som i dag allerede benytter naturgass, gitt at dagens virkemidler for produksjon og bruk videreføres. Mulig innføring av bruksstøtte er ikke fullstendig utredet, og en eventuell innføring av bruksstøtte må, som andre virkemidler, blant annet ses i sammenheng med andre støtteordninger og statsstøtteregelverket.

Alternativt kan økt bruk av biogass reguleres gjennom innføring av **omsetningskrav** som fremmer biogass i markeder der naturgass benyttes. Omsetningskrav innenfor sjøfart er omtalt i Klimakur 2030, og er tidligere utredet av Miljødirektoratet og Sjøfartsdirektoratet. Omsetningskrav kan i teorien også innføres for å fremme biogassbruk i andre markeder enn sjøfart. Omsetningskrav kan være et styningseffektivt virkemiddel og har med riktig utforming potensial til å øke bruken av biogass betraktelig.

Innføring av et omsetningskrav som fremmer biogass kan iht. statsstøtteregulverket innebære at dagens produksjonsstøtte til biogassproduksjon i Norge må avvikles. Dette må undersøkes nærmere. Samtidig vil trolig utenlandsk LBG kunne importeres og brukes i et eventuelt norsk omsetningskrav, selv om produksjonen i utlandet har mottatt produksjonsstøtte. De eventuelle konsekvensene for dagens produksjonsstøtte og konkurranse fra importert biogass må vurderes opp mot muligheten for et forutsigbart marked for bruk av biogass til sjøfart. Det må også vurderes om det er mulig å utforme et omsetningskrav som fremmer biogass uten at det innebærer urimelige konkurranseulempes for naturgass i forhold til andre fossile energibærere.

Innenfor sjøfart er en sentral barriere at store deler av drivstofforbruket i norske farvann enten er avgiftsfritt eller kjøpt i andre land. Dette begrenser markedspotensialet for biogass, og innebærer at virkemidler som ensidig innrettes mot innenriks sjøfart kan gi aktører som hovedsakelig seiler i Norge konkurranseulempes. Utvikling av et system for **sjøtrafikkprising** basert på aktivitetsdata kan i teorien mer presist prissette eksternalitetene som sjøtrafikk i norske farvann påfører samfunnet, og kan innrettes mot å fremme fornybare drivstoff som biogass. Systemet vil også i teorien kunne omfatte fartøy i norske farvann som ikke betaler norske drivstoffavgifter i dag, for eksempel utenlandske cruiseskip. Et slikt virkemiddel bør vurderes i sammenheng med andre virkemidler som treffer andre deler av flåten. En slikt avgiftsregime må eventuelt utredes nærmere, og det vil kunne ta flere år før et slikt system kan være på plass.

Offentlige anskaffelser har vært et viktig virkemiddel for å fremme biogass i veitransportmarkedet og delvis også i sjøfart, ved at offentlige aktører har akseptert merkostnaden ved biogassbruk. Offentlige anskaffelser har mindre potensial i industrien. En mulig spissing av offentlige anskaffelser for å fremme biogass kan være å stille krav om biogass eller å øke vekten av klima/miljø og av biogass i forhold til andre avanserte flytende biodrivstoff. Vi vurderer at det er grunnlag for å fremme biogass i offentlige anskaffelser over andre avansert flytende biodrivstoff, blant annet fordi disse allerede fremmes gjennom omsetningskravet i veitransportmarkedet.

I veitransport er infrastruktur for bruk av biogass en barriere i dag. Enova gir **støtte til investeringer i fyllestasjoner** for biogass, og har så langt støttet to fyllestasjoner. Det er sammensatte årsaker til den beskjedne utbyggingen, men økt utbygging kan trolig stimuleres dersom Enovas støtteordning i større grad blir innrettet mot etablering av utbygging av nettverk av fyllestasjoner, og at kravene til søker mykes noe opp.

Mer utbredt bruk av systemer for å dokumentere klimanytte av norsk biogass kan også bidra til å øke bruken, da dette er noe sluttkunde etterspør. Dette kan gjøres ved at produsentene selv velger å ta i bruk ulike ordninger for å dokumentere klimanytte, for eksempel bransjenorm for beregning av klimagassutslipp, Svanemerket eller EPD. Krav om sertifisering av biogass kan knyttes til støtteordninger for bruk eller produksjon. Gjennomføring av systematiske beregninger av klimagassutslipp kan i seg selv bidra til driftsforbedringer, ved at man identifiserer hvor det er potensiale for utslippsreduksjoner.

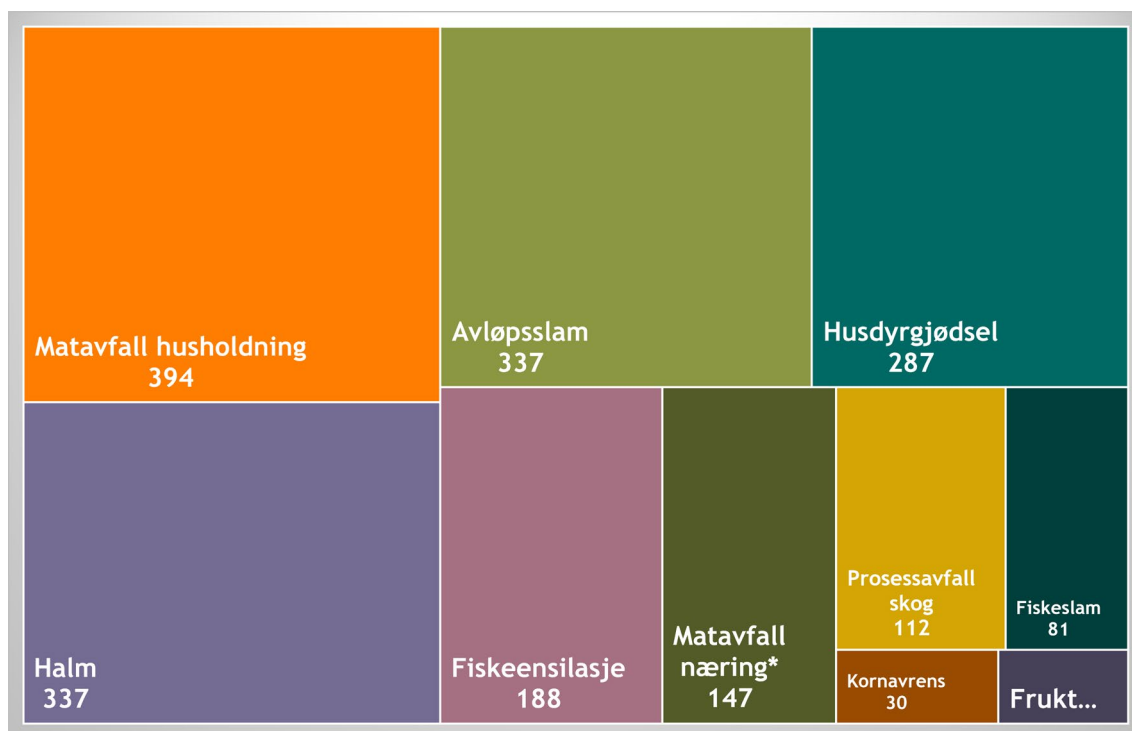
Tilbud av biogass - potensial for økt produksjon i Norge

Produksjon av biogass har økt i Norge de siste årene, men er på et lavere nivå enn i våre naboland, Sverige og Danmark. De fleste nye biogassanleggene produserer oppgradert biogass, og oppgradert biogass utgjør omtrent halvparten av dagens biogassproduksjon i Norge.

Avløpsslam og våtorganisk avfall (hovedsakelig matavfall) utgjør en betydelig andel av råstoffene for produksjon av biogass i dag, og de siste årene har nye anlegg tatt i bruk nye ressurser, som husdyrgjødsel og fiskeensilasje. Andre råstoff kan bli aktuelle i norsk biogassproduksjon i fremtiden.

Det er identifisert et potensial for ny biogassproduksjon i Norge i 2030 som tilsvarer omtrent en firedobling av produksjonsnivået i 2018 på 500 GWh, se Figur 1. Analysen av biogasspotensialet er avgrenset til anaerob utråtning av organisk avfall og rester, og nåværende produksjonsteknologi. Biogass kan også komme fra import og fra andre teknologier som for eksempel "strøm til gass" og gassifisering. Potensialet for disse alternative kildene er ikke kvantifisert.

Mulighetene for å produsere biogass ser ut til å være størst fra matavfall og avløpsslam. Halm er også blant råstoffene med høyest potensial, men brukes ikke ved biogassanlegg i Norge i dag. Husdyrgjødsel, det eneste av de analyserte råstoffene som har et utslippsreduksjonspotensial ved selve produksjonen, har også et betydelig potensial for økt utnyttelse. Det samme gjelder for råstoff fra fiskeindustrien, som fiskeslam og fiskeensilasje.



Figur 1 Totalt beregnet potensial for ny biogassproduksjon per råstofftype i 2030 (GWh) *Kategorien "Matavfall næring" er slått sammen av fire underkategorier i Carbon Limits' rapport.

Produksjonskostnader for biogass

Det er flere faktorer som påvirker sannsynligheten for at ulike råstoff blir brukt til biogassproduksjon i fremtiden. Særlig produksjonskostnadene vil være av betydning, og disse varierer betraktelig mellom råstoffene. For at produksjonen skal nærme seg det estimerte potensialet, må flere av de dyrere råstoffene tas i bruk, noe som vil medføre produksjonskostnader som er høyere enn dagens betalingsvillighet for biogass som drivstoffprodukt.

De rimeligste råstoffene er avløpsslam og matavfall, altså de råstoffene som hovedsakelig brukes i dag. I tillegg har biogass fra fiskeensilasje og fiskeslam relativt lave produksjonskostnader. Felles for disse fire råstoffene, med unntak av avløpsslam, er at biogassprodusenten får betalt for å ta imot råstoffene. Husdyrgjødsel har de høyeste produksjonskostnadene, og disse varierer mye avhengig av hva slags type anlegg biogassen produseres i. Den minst kostnadskrevende bruken av husdyrgjødsel er utnyttelse i eksisterende sambehandlingsanlegg som selger biogass som drivstoff, etterfulgt av utvidelser av eksisterende slambehandlingsanlegg slik at disse også kan ta imot husdyrgjødsel. Bruk av husdyrgjødsel i gårdsanlegg skiller seg ut med vesentlig høyere produksjonskostnader. Produksjon av strøm og varme av biogass fra gårdsanlegg gir også lavere inntekter og klimanytte enn ved salg av biogass som drivstoff.

Halm har et stort potensial, samtidig som det er forbundet med flere barrierer. Det har relativt høye produksjonskostnader, kan være krevende å samle inn og er også godt egnet til forbrenning.

Til tross for antatt lave produksjonskostnader ved fiskeslam er det i dag få eksempler på biogassproduksjon fra dette råstoffet i Norge. Fiskeslam har relativt lavt energiinnhold, og det er usikkert om biogassbehandling vil bli den foretrukne teknologien for håndtering av fiskeslam.

Det er beregnet tiltakskostnader, altså kostnaden ved et tiltak målt som kroner per enhet oppnådd utslippsreduksjon, ved å produsere biogass fra husdyrgjødsel. Dette er kun gjort for husdyrgjødsel da det er det eneste råstoffet som har CO₂-utslippsreduksjonspotensial (ettersom biogassproduksjonen fører til redusert lagringstid av gjødselen, som igjen reduserer metan- og lystgassutslipp). Tiltakskostnaden er beregnet til å være mellom 2300 kr/tonn CO₂ til nærmere 5000 kr/tonnet, avhengig av type anlegg. Tiltakskostnadene ser utelukkende på *produksjonen* av biogass, slik at utslippsreduksjoner ved bruken av biogassen, som ved at den kan erstatte bruk av fossile drivstoff, fanges opp i tiltakskostnaden for bruk.

Barrierer og virkemidler for økt biogassproduksjon

En av de viktigste barrierene for oppstart av ny biogassproduksjon er usikkerhet om markedet for bruk av biogass på kort og lang sikt, altså hvor trygge biogassprodusentene er på om de for solgt biogassen til en pris som sikrer lønnsomhet. Uklare mål og signaler fra beslutningstakere og statlige myndigheter bidrar til å forsterke markedsusikkerheten, og innføring av **forpliktende mål for bruk og produksjon** kan være et virkemiddel for å redusere usikkerheten.

Eventuelt forsterkede virkemidler for bruk av biogass i Norge vil gjøre import av biogass mer aktuelt, som igjen vil reise spørsmålet om norske biogassprodusenter er konkurransedyktige med utenlandsk biogassproduksjon. Erfaringer fra Sverige tilsier at avvikende virkemidler mellom land kan bli en barriere for økt biogassproduksjon nasjonalt. Utvikling av virkemidler for biogass i andre nordiske land og i EU bør derfor følges tett.

Dagens **investeringsstøtte fra Enova** til storskala biogassproduksjon er det primære virkemiddelet for økt biogassproduksjon, og Enova-støtten har bidratt til flere investeringsbeslutninger i ny eller utvidet biogassproduksjon de seneste årene. I tillegg bidrar Enova bidrar gjennom søknadsprosessen til nyttig kvalitetssikring av nye biogassprosjekter. Enova-støtten er også fleksibel i den forstand at støttesatsen kan tilpasses behovene i de ulike biogassprosjektene. Innovasjon Norge og Enova har også **støtteprogrammer for innovasjon**

innenfor biogassproduksjon, og disse kan spille en viktig rolle for kostnadsreduksjoner og økt bruk av nye råstoff.

Realisering av det identifiserte potensialet for økt biogassproduksjon i 2030 innebærer sterk vekst i norsk biogassproduksjon, og er antatt å betinge bruk av råstoff med langt høyere produksjonskostnader enn de mest brukte råstoffene i dagens produksjon. Dersom det er mål om å realisere hele potensialet innen 2030, bør det i så fall undersøkes om dagens produksjonsstøttesystem, herunder Enova-støtte og lokal og nasjonal regulering av biogassanleggene, er innrettet på en måte som muliggjør *svært* rask vekst og bruk av mer kostbare råstoff. Det norske støttesystemet for biogass er nokså uoversiktlig, med mange ulike støtteordninger for både bruk og produksjon som forvaltes av en rekke ulike aktører som ikke nødvendigvis formelt samarbeider. Ved eventuell utvikling av justert støttesystem for biogass, kan **strømlinjeforming av systemet** være hensiktsmessig.

Usikker tilgang på råstoff er også en barriere for økt biogassproduksjon i Norge. For å øke tilgangen på råstoff kan det vurderes om det skal stilles **krav i tillatelser etter forurensningsloven om energiutnyttelse** for enkelte typer organisk avfall. Dette vil sannsynligvis føre til at mer organisk avfall leveres til biogassanlegg, men biogassanleggene vil også konkurrere med forbrenningsanlegg, som også energiutnytter avfall.

Det er usikkerhet knyttet til tilgjengeligheten av matavfall, blant annet grunnet usikre fremtidige utsorteringsandeler og hva som blir utfallet av innsatsen for å redusere matsvinn. Det er ingen nasjonale krav til utsortering av matavfall i dag, men slike krav er utredet, og et forslag til forskrift om utsortering av matavfall og plast fra både husholdninger og næringsliv ligger til behandling i Klima- og Miljødepartementet. **Krav til utsortering** vil bidra til at en større mengde matavfall gjøres tilgjengelig. Det er allikevel ikke gitt at biogass velges som behandlingsløsning, da kompostering også er en vanlig behandlingsform i Norge.

Det eneste spesifikke råstoffvirkemiddelet for biogassproduksjon i dag, er rettet mot husdyrgjødsel, der det utbetales et **tilskudd til foretak som leverer husdyrgjødsel til biogassproduksjon**. Til tross for denne støttesatsen produseres det lite biogass av husdyrgjødsel, og biogassanleggene oppnår generelt i dag ikke lønnsomhet ved utnyttelse av husdyrgjødsel. Gårdsanlegg har særlige store barrierer, blant annet på grunn av høye produksjonskostnader, mer ustabil drift og varierende energibehov. I tillegg er den økonomiske gevinsten av å erstatte strøm, naturgass eller fast biobrensel liten, da dette er relativt rimelige energibærere. Et mulig virkemiddel kan derfor være å **øke satsen for leveringsstøtte**. Den norske støttesatsen for husdyrgjødsel er imidlertid allerede relativt høy i forhold til den svenske støttesatsen, som har vesentlig høyere bruk av husdyrgjødsel til biogassproduksjon. Dette viser at det trolig også er behov for andre virkemidler enn kun direkte støtte. Økt forutsigbarhet, ved for eksempel en **langsiktig garanti for støtteordningen** ordningen, kan være et annet mulig virkemiddel.

Avsetning av restene fra biogassproduksjonen, biorest, er en barriere for dagens og mulige nye biogassprodusenter. Biorest brukes i dag i stor utstrekning som gjødsel i landbruket, enten som et organisk gjødsel- eller jordforbedringsprodukt, og reguleres av gjødselreforskriften. Biorest er i dag en utgiftspost for biogassprodusentene da det er kostnader ved behandling, lagring og transport av bioresten, samtidig som det er begrenset betalingsvilje for biorest. Bioresten kan være en absolutt barriere for økt produksjon dersom produsentene ikke lykkes å

finne avsetning for bioresten. Nye typer råstoff til biogassproduksjonen vil også gi nye typer biorest med ulike kvaliteter og utfordringer.

En barriere for å få avsetning på bioresten er begrensninger i gjødselvereforskriften på bruk av biorest. Forskriften har lenge vært under revisjon, og det skaper usikkerhet om hvilke regler som vil gjelde for biorest i fremtiden. Det er derfor viktig med fremdrift i arbeidet med å vurdere forslaget slik at **ny gjødselvereforskrift** kan fastsettes. Andre mulige virkemidler for økt bruk og produktutvikling av biorest er **avgift på innholdet av fosfor og nitrogen i mineralgjødsel**, **krav om innblanding av sekundært fosfor i mineralgjødsel** eller **støtte til lagring av biorest**.

Salg eller bruk av CO₂ som fjernes i forbindelse med oppgradering av råbiogass til drivstoffkvalitet er svært lite utbredt i dag. Utnyttelse av CO₂ fra produksjonen kan imidlertid representere muligheter for både økt lønnsomhet og klimanytte ved biogassproduksjonen, for eksempel hvis CO₂-en erstatter fossil CO₂ brukt som næringsmiddel (CCU), eller hvis den lagres (CCS). Det er i dag få eller ingen virkemidler, i tillegg til at det er regulatoriske og markedsmessige barrierer for utnyttelse av CO₂ fra biogassproduksjon.

1.1 Viktige begreper

- **Biogass:** Biogass er egentlig et vidtfavnende begrep, men brukes her primært som produktnavn på oppgradert biogass med mindre annet blir presisert.
- **Oppgradert biogass:** Råbiogass oppgradert til drivstoffkvalitet (minst 97% metan). Kalles også biometan.
- **Råbiogass:** biogass som ikke er oppgradert og brukt som biodrivstoff. Råbiogass består hovedsakelig av metan (CH₄) og karbondioksid (CO₂).
- **Biodrivstoff:** flytende eller gassformig brensel til transport som er produsert av biomasse. Energiproduktet biogass er et biodrivstoff.
- **Avanserte biodrivstoff (2. generasjon):** fremstilt av råstoff på listen i produktforskriften kapittel 3, vedlegg V, del A og B (dette vedlegget ble implementert november 2019, i det vesentlige fornybardirektivets annex IX). Avansert biodrivstoff omfatter i hovedsak rester og avfall fra næringsmiddelindustri, landbruk eller skogbruk. Fra skogen kan det for eksempel benyttes greiner og topper (GROT) og tømmer som ikke kan benyttes til plank. Analyserte råstoff til biogassproduksjon i denne rapporten er alle definert som avanserte.
- **Biorest:** organiske rester fra produksjonen av biogass. Inneholde blant annet nitrogen, kalium og fosfor.
- **Biogjødsel:** begrep som anvendes om næringsrik biorest med gjødselkvalitet
- **Anaerob utråtning:** kontrollert utråtning av organisk materiale i rånetanker (biogassreaktor) uten tilgang på oksygen, med produksjon av biogass og biorest som resultat.
- **Råstoff:** brukes her om organisk materiale som brukes som råvare for biogassproduksjon
- **Naturgass:** brukes her primært som produktnavn på oppgradert naturgass, altså mer eller mindre ren metan. Naturgass har fossil opprinnelse.
- **CBG:** compressed biogas, komprimert biogass
- **CNG:** compressed natural gas, komprimert naturgass
- **LBG:** liquified biogas, flytendegjort biogass
- **LNG:** liquified natural gas, flytendegjort naturgass

- MGO: marin gassolje
- Nm³: normal kubikk meter, ofte definert som 1 kubikk meter ved 0 °C og 1.01325 bar trykk. En Nm³ oppgradert biogass inneholder omtrent like mye energi som en liter diesel
- TS: tørrstoff
- TWh: Terrawatttime
- GWh: Gigawatttime
- kWh: kilowatttime
- Fossil gass: Gass med fossil opprinnelse, for eksempel naturgass og propan.
- Tiltak: Tiltak er handlinger som bedrifter, husholdninger, eller statlige og kommunale virksomheter mv. kan gjennomføre for å redusere klimagassutslippene, for eksempel erstatte konvensjonelle kjøretøy med elbiler eller fossilt drivstoff med biodrivstoff¹
- Virkemiddel: Styringsverktøy myndighetene kan ta i bruk for å utløse tiltak. Avgifter, subsidier, påbud, forbud, forskrifter, panteordninger, gebyrer, avtaler, opplysningsvirksomhet osv. er eksempler på virkemidler som kan brukes for å utløse tiltak
- Tiltakskostnad: Kostnaden ved et tiltak, målt som kroner per enhet oppnådd utslippsreduksjon, beregnet etter bestemte regler. En tiltakskostnad måles ofte i kroner per enhet CO₂-ekvivalent.

Aktørbegreper:

- Produsent: Biogassanlegget.
- Distributør/leverandør: Har ansvar for markedsføring og salg til sluttkunde, inkludert bygging av fyllestasjoner. I noen tilfeller er distributøren også produsent.
- Sluttbruker/sluttkunde: Den som konsumerer biogassen.

¹ Vi understreker at denne definisjonen skiller seg fra bruken av begrepet i DFØs veileder. DFØ skiller ikke mellom tiltak og virkemidler, men bruker "tiltak" om begge.

2 Introduksjon

Bærekraftig forbruk og god utnyttelse av avfallsprodukter er et viktig fokusområde både nasjonalt og internasjonalt. FNs bærekraftsmål om ansvarlig forbruk og produksjon peker på viktigheten av et bærekraftig produksjons- og forbruksmønster. Dette vil innebære å begrense ressursbruken, redusere miljødeleggelser og å begrense klimagassutslippene i forbindelse med produksjon av varer. Høyere andel materialgjenvinning av avfall er avgjørende for å utnytte tilgjengelige ressurser bedre. Utvikling av en sirkulær økonomi er også viktig for å redusere presset på gjenværende økosystemer.

Biogass kan spille en viktig rolle i utviklingen av en sirkulær økonomi, og både bruk og produksjon av biogass har viktige nytteeffekter. Biogassproduksjon ved anaerob utråtning er først og fremst en teknologi for å sluttbehandle organisk avfall som ikke er egnet for mer høyverdige utnyttelse. Teknologien er basert på biologiske prosesser og går enkelt forklart ut på at det organiske avfallet råtner i større tanker (reaktorer) under kontrollerte forhold, der bakteriekultur, trykk og temperatur holdes konstant. Avfallet brytes ned og det utvikles råbiogass i form av metan og CO₂. På globalt plan er en viktig effekt av biogassproduksjon at avfallshåndteringen bidrar til reduserte klimagassutslipp og miljøskader fra organisk avfall der den ellers ville blitt deponert.² I Norge gjelder forbud for deponering av organisk avfall.

Biogass kan i prinsippet lages av de fleste organiske materialer, men de mest aktuelle råstoffene i Norge er matavfall, husdyrgjødsel, avløpslam og annet organisk avfall fra næringsmiddelindustrien. I motsetning til når organisk avfall brennes ivaretar anaerob utråtning næringsstoffene (fosfor, kalium og nitrogen) i det organiske avfallet. Næringsstoffene består i bioresten fra biogassproduksjonen etter at energien er hentet ut. Biorest inneholder organisk materiale og næringsstoffer som er gunstige for jord og plantevekster dersom stoffene tilføres i riktige mengder. Biorest med riktig kvalitet kan også ha klimanytte når den erstatter mineralgjødsel.

Biogass fra biogassproduksjon gir utslippsreduksjoner når den erstatter fossil energi, og er en sentral inntektskilde til et biogassanlegg. Råbiogassen kan brennes direkte og brukes til lokal varme- og/eller strømproduksjon. Alternativt kan den oppgraderes ved å fjerne urenheter og CO₂ slik at kun metangassen er igjen. Metangassen kan videre enten mates inn på rørnett, trykksettes og fraktes med containere (komprimert biogass, CBG) eller flytendegjøres via nedkjøling (flytende biogass, LBG). Naturgass er et fossilt energiprodukt som også hovedsakelig består av metan, og oppgradert biogass kan derfor teknisk sett erstatte naturgass der det benyttes. Videre gir biogassproduksjon av husdyrgjødsel reduserte klimagassutslipp fra selve håndteringen av råstoffet, fordi biogassproduksjon reduserer tiden husdyrgjødsel lagres.

I stortingsmeldingen "Avfall som ressurs - avfallspolitikk og sirkulær økonomi" (Meld. St. 45) pekes det også på at matavfall har potensial til å utnyttes bedre i et ressursperspektiv. Mer enn halvparten av matavfallet i Norge forbrennes uten produksjon av biogass eller utnyttelse av plantenæringsstoffer som nitrogen, fosfor, kalsium og kalium. Økt biogassproduksjon, med utnyttelse av bioresten, vil bidra til en bedre utnyttelse av næringsstoffene i matavfallet.

² Se f. eks. World Biogas Association (2019). "Biogas and Climate Change Commitment Declaration". Notat. <https://www.worldbiogasassociation.org/wp-content/uploads/2020/01/Biogas-and-Climate-Change-Commitment-Declaration.pdf>

EUs reviderte avfallsregelverk fra 2018 inneholder blant annet høyere mål for materialgjenvinning og krav til separat innsamling av flere avfallstyper, anses som et sentralt virkemiddel i EUs overgang til en sirkulær økonomi. Målet for materialgjenvinning fra husholdningsavfall er satt til 50 prosent innen 2020. Norge har enda ikke nådd dette målet og endringer i rammedirektivet for avfall vil få konsekvenser for Norges samlede materialgjenvinningsgrad.

2.1 Oppdraget

Denne rapporten er et svar på et oppdrag gitt til Miljødirektoratet i tildelingsbrev for 2019 fra Klima- og miljødepartementet (KLD) 2019 om å "utrede aktuelle virkemidler for utbygging av produksjon og infrastruktur og for økt etterspørsel av biogass", jf. anmodningsvedtak 667.

Oppdraget ble konkretisert i oppdragsbrev av 04. september, 2019. Miljødirektoratet er bedt om å levere en rapport med analyser av tiltak og virkemidler for økt produksjon og anvendelse av biogass. Biogassens rolle i lavutslippssamfunnet 2050, med 2030 som milepæl, særlig sett opp mot Granavolden-plattformens mål om 50 prosent reduksjon i utslippene fra transportsektoren innen 2030, skulle også drøftes. Rapporten skal bestå av en etterspørselsanalyse, analyse av tilbudssiden og en virkemiddelvurdering, og skal ses i sammenheng med andre oppdrag om biogass i 2019. De fleste kvantitative analysene går til 2030 med unntak av beregninger av tiltakskostnader som beregnes for levetiden til tiltakene, mens de generelle drøftingene strekker seg til 2050.

Oppdragsbrevet viser til Miljødirektoratets notat av 29. januar, 2018 om vurdering av tiltak og ev. nye virkemidler for biogass og biogjødsel, og samfunnsøkonomiske konsekvenser av disse, som identifiserte behov for utvidede analyser, og for at eventuelle nye samfunnsøkonomiske analyser av problemstillingen avgrenses til nærmere definerte anleggstyper og råstoff mv.

Oppdraget overlapper betydelig med Klimakur 2030, der tiltak for reduserte klimagassutslipp ved produksjon av biogass fra husdyrgjødsel og bruk av biogass til enkelte formål ble utredet.³ Klimakur 2030 inneholdt også beskrivelser av mulige virkemidler for å realisere disse tiltakene. Denne rapporten skiller seg imidlertid fra Klimakuranalysene ved at en langt større del av potensialene for produksjon og bruk av biogass er presentert, og at analysene er mer detaljerte. Blant annet inneholder rapporten mer omfattende vurderinger av biorest.

Det er ikke gjennomført vurderinger av samfunnsøkonomiske nytte og kostnader av å realisere forskjellige potensialer for biogass i rapporten. De samfunnsøkonomiske vurderingene er av kapasitetshensyn avgrenset til presentasjon av de samme tiltaksanalysene som ble utredet i Klimakur 2030 med enkelte utvidelser.

Oppdragsbrevet ber om anbefalinger av virkemidler. I dialog med KLD har denne delen av bestillingen blitt endret til drøfting av mulige virkemidler. Virkemiddelvurderingene i rapporten må betraktes som en første gjennomgang av mulige virkemidler som kan øke produksjon og anvendelse av biogass. En eventuell konkretisering av virkemidler på feltet forutsetter blant

³ Miljødirektoratet m.fl. (2020) Klimakur 2030.

annet at man definerer klart hva man ønsker å oppnå og utreder støttebehov, virkemiddelkostnader, konsekvenser og andre krav som følger av utredningsinstruksen.

Analysene i rapporten tar utgangspunkt i dagens produksjonsteknologi (anaerob utråtning) for biogass, og ser i begrenset grad på utviklingsmuligheter for dagens norske biogassverdikjede, for eksempel nye produkter eller produksjonsteknologier.

2.1.1 Dialog med andre myndighetsaktører og biogassbransjen

Innholdet og budskapet i den endelige rapporten er Miljødirektorats ansvar alene, men Miljødirektoratet har innhentet informasjon og data fra etater og relevante offentlige aktører, som Vegdirektoratet, Enova, Landbruksdirektoratet, Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) og Innovasjon Norge. Dialog har også foregått gjennom arbeidet med Klimakur 2030. Miljødirektoratet har avholdt møter med myndighetsaktørene, og de har fått muligheten til å gi innspill på både underlagsrapporter og på virkemiddelvurderinger. Flere av aktørene forvalter virkemidler for biogass i dag, og det har derfor ikke vært naturlig at de har bidratt i vurderingene av sine egne ordninger.

I tillegg til involvering av statlige aktører har biogassbransjen blitt involvert. Involvering har blant annet skjedd gjennom deling av utkast til Carbon Limits' underlagsrapport om biogasspotensialet i 2030 og diskusjon av virkemidler på kontaktforum for biogass i 2019.

2.2 Status Norge, Norden, EU, globalt

Produksjon av biogass i Norge er i dag begrenset sammenlignet med våre naboland, se Figur 2. De norske verdikjedene for biogass er relativt umodne, og offentlige anskaffelser har spilt en sentral rolle i utviklingen til nå. Verdikjeden for biogass viser tegn til begynnende industrialisering, men den kjennetegnes fortsatt av mange ikke-kommersielle aktører, begrenset konkurranse, regionale markeder og lite handel på tvers av landegrenser. Offentlige aktører har i Norge vært en sentral drivkraft for utviklingen av dagens verdikjeder ved at offentlig eide renovasjonsselskaper har investert i biogassproduksjon samtidig som offentlig styrte transportselskaper har vært de første brukerne av biogass. De offentlige aktørene vil trolig fortsatt spille en sentral rolle i utviklingen av verdikjeden for biogass, men utviklingen går i retning av økt innslag av private aktører langs hele verdikjeden.⁴

I Europa er bruken av naturgass til strøm og varmeproduksjon stor, og virkemidler for biogass er i stor grad innrettet mot erstatning av naturgass til disse bruksområdene. Det er også flere land som innfører eller forsterker virkemidler for bruk av biogass til veitransport. I EUs klimastrategi "A European Green Deal" trekkes "avkarbonisering" av gassektoren frem som et viktig tiltak, hvor mulige virkemidler blant annet er økt støtte til utvikling av fornybare gasser.⁵

⁴ Se drøfting av rollen til offentlige og private aktører i Rambøll (2019). "Analyse - Verdikjeder for produksjon av biogass." Oppdragsrapport for Miljødirektoratet.

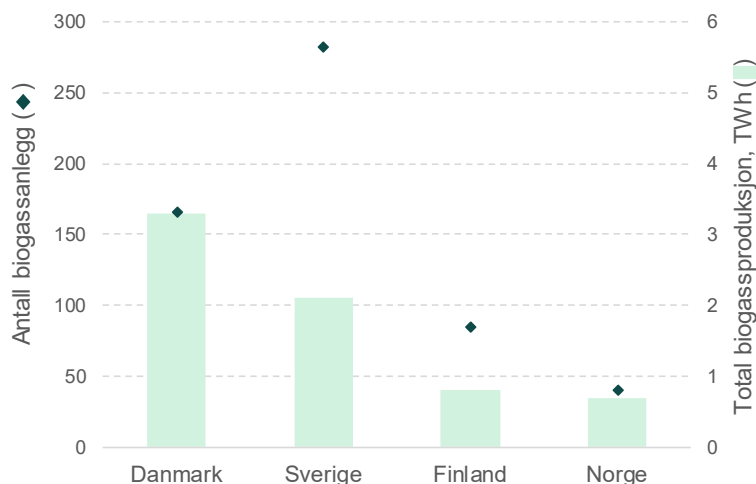
⁵ COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS The European Green Deal COM/2019/640 final

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1576150542719&uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN>

Konkretisering av virkemidlene for avkarbonisering er ventet i løpet av 2020/2021.⁶ Selv om potensialet for økt produksjon av biogass er antatt å være stort, vil biogass basert på anaerob utartning og organisk avfall, trolig kun spille en mindre rolle i energiomstillingen i EU.⁷ Rasjonale for utvikling av biogassproduksjon- og bruk er også begrunnet i mulighet for å redusere klimagassutslipp fra husdyrgjødsel, og i ønsket om utvikling av en sirkulær økonomi basert på organisk avfall og rester.⁸

2.2.1 Produksjon og produksjonspotensial i Norden og EU

Produksjon av biogass i Norge er i dag lavere enn i våre naboland, se Figur 2.



Figur 2 Biogassproduksjon i TWh (høyre akse, stolper) og antall anlegg (venstre akse, punkter).⁹

Europeisk produksjon av biogass var 196 TWh i 2017, hvorav kun 1,75 TWh gikk til transport. Det er en økende trend til mer og mer oppgradering av råbiogass, men det er stor variasjon mellom land i bruk av biogass til transport eller andre formål. Anslag for produksjonspotensial av biogass spriker. Chalmers Industriel Teknikk anslår et realistisk potensial for biogassproduksjon i Europa i 2030 på ca. 500 TWh, med et estimat på ca. 200 TWh brukt i transport.¹⁰ Det er i så tilfelle en hundredobling av dagens bruk i transport. Det tekniske potensialet er langt større dersom man inkluderer potensielle nye produksjonsteknologier som gassifisering av biomasse og produksjon av syntetisk metan med CO₂ og elektrisitet (se mer i kap. 4.9). ICCT anslår at potensialet er lavere, og at en høy støttesats på ca. 150 øre/kWh, kan

⁶ Euractiv, oktober 2019. "EU rethinks future gas strategy in light of 'European Green Deal'" Nyhetsreportasje.

<https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/eu-rethinks-future-gas-strategy-in-light-of-european-green-deal/>

⁷ Se f. eks. Baldino m. fl. (2018:10). [The potential for low-carbon renewable methane in heating, power, and transport in the European Union](#)

⁸ Se EURACTIV.com "The future of biogas in Europe: it's a local affair" <https://www.euractiv.com/section/energy/news/the-future-of-biogas-in-europe-its-a-local-affair/> og Baldino m. fl. (2018). [The potential for low-carbon renewable methane in heating, power, and transport in the European Union](#). ICCT WORKING PAPER 2017-26.

⁹ Hentet fra Carbon Limits, Endrava og NMBU (2019) som bygger på Boesgaard K. (2017).

¹⁰ CIT Industriell Energi AB, 2019. Global production of bio-methane and synthetic fuels -overview. <https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/m1421/m1421.pdf>

utløse ca. 40 TWh biogass brukt som drivstoff i EU i 2030.¹¹ En bransjeledet utredning fra Gas for Climate anslår maksimalt potensial i 2050 på over 1000 TWh.¹² Alle produksjonsanlagene inkluderer i større eller mindre grad råstoff som også kan utnyttes til andre energiformål.

I Tyskland er det stor produksjon av biogass og markedet er modent. I 2017 utgjorde tysk produksjon omtrent halvparten av all biogass i EU, og 75 prosent av all oppgradert biogass. Utviklingen har i stor grad vært basert på mais og andre landbruksvekster. Det er ventet mindre vekst i Tyskland framover.¹³

For Danmark, Sverige, og Finland, er det anslått et produksjonspotensial i 2030 i størrelsesorden på 40 000 GWh.¹⁴ Dette inkluderer ikke gassifisering eller syntetisk metan.

Tabell 1: Produksjonspotensial for biogass basert på anaerob utråtning i Danmark, Sverige og Finland i 2030.

	Danmark	Sverige	Finland
Produksjonspotensial fra anaerob utråtning (GWh)	10 000 - 17 000	15 000	10 000-12 000

Danmark har høy modenhet i markedet for produksjon av biogass, mens markedet for bruk av biogass er mindre utviklet i Danmark. Utviklingen i Danmark går ut retning av at mindre- og eldre biogassanlegg erstattes av større og mer effektive anlegg.¹⁵ Produksjonen av biogass i Sverige har stagnert de seneste årene, blant annet på grunn av økt konkurranse fra importert biogass og likt som i Norge, har det svenske biogassmarkedet opplevd økt konkurranse fra andre fornybare drivstoff, særlig avansert HVO.

2.3 Utslippseffekt av biogass

2.3.1 Klimagass

Som beskrevet innledningsvis i kapittel 2 er det sammensatte årsaker til at økt produksjon og utnyttelse av biogass kan være ønskelig, og hensynet til klima er en av disse.

Biogassproduksjon og -bruk påvirker klimagassutslipp på flere måter:

- Bruk av biogass erstatter fossile energibærere og reduserer dermed CO₂-utslipp

¹¹ Omregning basert på antakelse om at en Nm³ oppgradert biogass tilsvarer ca. 1 liter diesel. Potensialet kommer i hovedsak fra gassifisering fra treavfall og såkalt power to gas. Baldino m. fl. (2018). [The potential for low-carbon renewable methane in heating, power, and transport in the European Union](#). ICCT WORKING PAPER 2017-26.

¹² Navigant (2019). "Gas for climate. The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system" https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Navigant_Gas_for_Climate_The_optimal_role_for_gas_in_a_net_zero_emissions_energy_system_March_2019.pdf

¹³ Geerolf, L. (2018). The biogas sector development: Current and future trends in Western and Northern Europe. MSc thesis. KTH School of Industrial Engineering and Management, Stockholm.

¹⁴ CIT Industriell Energi AB, 2019. Global production of bio-methane and synthetic fuels -overview. <https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/m1421/m1421.pdf>

¹⁵ Geerolf, L. (2018). The biogas sector development: Current and future trends in Western and Northern Europe. MSc thesis. KTH School of Industrial Engineering and Management, Stockholm.

- Bruk av husdyrgjødsel i biogassproduksjonen kan redusere lagringstiden for husdyrgjødsel og dermed metan- og lystgassutslipp knyttet til lagringen. Effekten er avhengig av tett lagring av husdyrgjødsel og biorest
- Ved produksjonen av biogass oppstår det metanutslipp som følge av lekkasjer og knyttet til lagring av substrat og biorest
- Fakling av biogass medfører små utslipp av metan og lystgass
- Bruk av biogass kan medføre metanutslipp knyttet til lekkasjer og uforbrent metan i eksos

Vi har beregnet utslippseffekten av en økt produksjon og bruk av biogass i Norge. I dag produseres rundt 0,5 TWh biogass i Norge. En videreføring av dagens virkemidler er anslått å gi en produksjon på rundt 0,9 TWh i 2030 (**referansescenario**). Ved forsterkede virkemidler antas det å være mulig å øke produksjonen til 2,6 TWh i 2030 som produseres basert på husdyrgjødsel, våtorganisk avfall, fiskeensilasje, halm, m.m. (**vekstscenario**). I vekstscenarioet antas det at det importeres 0,34 TWh i tillegg som følge av sterke virkemidler for bruk av biogass. Forutsetningene for de ulike scenarioene er oppsummert i Tabell 2.

Tabell 2 - Referanse- og vekstscenario for biogassproduksjon i 2030

	2018	2030 Referanse-scenario	2030 Vekstscenario	
Biogassproduksjon (TWh)	0,5	0,9	1,7	0,34 (import)
Fra husdyrgjødsel	0,01	0,01	0,34	
Fra andre kilder	0,49	0,89	1,36	

I referansescenarioet antar vi svært begrenset bruk av husdyrgjødsel som råstoff i ny produksjon, og at 60 prosent av ny produksjon oppgraderes til drivstoffkvalitet (CBG eller LBG) der mesteparten blir levert til veitransport, men noe går til sjøfart og industri/oppvarmingsformål. Den resterende nye produksjonen går til intern prosessenergi eller blir faklet.

I vekstscenarioet antas at 80 prosent av produsert biogass oppgraderes til drivstoff i 2030. 50 prosent av den vil benyttes til veitrafikk, 40 prosent til sjøfart og 10 prosent til industri. Biogass til veitrafikk vil redusere utslipp fra bruk av diesel mens biogass til sjøfart og til industri vil redusere utslipp fra bruk av naturgass.

Biogassproduksjon fører til metanutslipp fra lagring av organisk avfall på anlegget før produksjon, lekkasjer i løpet av produksjonsprosessen og fra lagring av biorest. I beregningen er det antatt at utslipp fra lagring av organisk avfall, fra lekkasjer og fra lagring av biorest tilsvarer 2,9 % av produsert biogass.¹⁶ I denne analysen er det antatt at nye biogassanlegg vil være sammenlignbare med Greve. Det er derfor brukt en lavere verdi enn verdien som IPCC 2006 retningslinjer anbefaler (5 %).¹⁷

¹⁶ Verdien kommer fra "Greve Biogass" hvor utslipp fra disse kildene har blitt målt i 2017. Hovland, J., & Thomassen, T. W. (2017). "Følgeforskning Greve Biogass -masse- og energibalanser, økonomi og klimanytte"

¹⁷ IPCC (2006) guidelines, volum 5 waste.

En økning i biogassproduksjon vil føre til mer biorest. Bruk av biorest som et gjødselprodukt vil kunne erstatte mineralgjødsel. Det er ikke antatt utslippsreduksjoner knyttet til denne erstatningen siden bruk av biorest vil føre til tilsvarende lystgassutslipp. I denne analysen er det heller ikke antatt at økt bruk av biorest vil føre til redusert mineralgjødselproduksjon i Norge, og effekten ville trolig uansett være begrenset.

Gassdrift av kjøretøy innebærer noe metanlekkasje i form av utslipp av uforbrent metan i eksos, samt lekkasjer. For å unngå unødvendig metanutslipp bør LBG brukes i kjøretøy med forutsigbar drift. Hvis LBG-kjøretøy blir stående over lang tid, vil fallende tanktemperaturer føre til overtrykk og lekkasjer av metan.¹⁸

I sum vil biogassproduksjonen og -bruken i vekstscenariet kunne redusere de norske klimagassutslippene med rundt 285 000 tonn CO₂-ekvivalenter per år i 2030. Produksjonen øker norske utslipp med rundt 26 000 tonn CO₂-ekv som følge av metan- og lystgassutslipp ved biogassanlegget. Bruk av biogass reduseres utslippene med rundt 310 000 tonn CO₂-ekv. Anslaget er basert på de overnevnte forutsetningene og er beheftet med usikkerhet. Usikkerheten knyttet til utslipp ved biogassproduksjonen og knytte til reduserte utslipp fra lagring av husdyrgjødsel er størst og kan medføre at utslippsreduksjonen er noe overvurdert. Det vil kreve innføring av sterke virkemidler for både produksjon og bruk av biogass for å kunne realisere scenarioet. Tabell 3 presenterer detaljerte resultater av analysen.

Tabell 3 Utslippseffekten i tonn CO₂ av økt biogassproduksjon og biogassforbruk til erstatning for fossil energi.

Produksjon	Norsk produksjon (tonn CO₂)	Import (tonn CO₂)
Produksjonsanlegget	71 000	N.A.
Fakling av biogass	95	
Reduserte utslipp fordi husdyrgjødsel biogassbehandles	- 45 000	
Netto økning i utslipp som følge av biogassproduksjon	26 000	
Forbruk av biogass	Norsk produksjon	Import
Internt formål i produksjon	95	0
Til industri	- 27 500	- 7 000
Til veitrafikk	- 109 500	- 27 000
Til sjøfart	- 110 500	- 27 500
Utslippsreduksjon fordi biogass erstatter fossile energibærere	- 250 00	- 61 500
Nettoeffekten av produksjon og bruk av biogass	- 285 000	

2.3.2 Andre utslipp

Den kjemiske strukturen til gass er mindre kompleks enn oljebaserte drivstoff, og dette gjør at gass kan forbrennes med lave NO_x- og partikkelutslipp uten omfattende renseteknologi.

¹⁸ Saxegård et al. (2019). "Biogass som drivstoff i tyngre kjøretøy og anleggsmaskiner. Aktører og kostnader." Oppdragsrapport for Biogass Oslofjord.

Utvikling av bedre renseteknologi for dieselmotorer for tunge kjøretøy har langt på vei medført at NOx- og partikkelutslippet er omtrent like som for gasskjøretøy.¹⁹

2.4 EØS-rettslige problemstillinger

I denne rapporten drøftes en rekke ulike virkemidler for økt produksjon og bruk av biogass som det kan være EØS-rettslige problemstillinger knyttet til å innføre, endre eller kombinere. Spesielt for økonomiske virkemidler i form av støtte eller tilskudd kan reglene om statsstøtte i EØS-avtalen ha stor betydning for utformingen av de enkelte støtteordningene. I dette kapitlet gis det derfor en overordnet fremstilling av reglene om statsstøtte for å vise hvilket handlingsrom og hvilke begrensninger EØS-avtalen gir for å innføre slike støtteordninger i Norge.

Enhver tilskudds-/støtteordning, herunder enkelttilskudd og avgiftsreduksjoner, vil i utgangspunktet utgjøre statsstøtte som er forbudt etter EØS-avtalen art. 61. Statsstøtteregelverket åpner imidlertid opp for en rekke unntak, som enten er forhåndsgodkjent (men må meldes til ESA) eller notifiseres til og godkjennes av ESA før det kan tas i bruk. Dette gjelder med mindre støtten gis innenfor noen av de eksisterende (og lovlige) støtteordningene.

Forordning (EU) 651/2014 (heretter gruppeunntaksforordningen) forhåndsgodkjenner enkelte kategorier statsstøtte som oppfyller de nærmere fastsatte kravene i forordningen. Gruppeunntaksforordningen er imidlertid begrenset til de støttekategorier som uttrykkelig oppgis der, for eksempel investeringsstøtte til biogassanlegg uavhengig av størrelse (art. 41) og driftsstøtte til biogassanlegg av mindre størrelse (art. 43). Forordningen forhåndsgodkjenner i art. 44 også støtteordninger i form av avgiftsreduksjoner som er gjort i henhold til energiskattedirektivet 2003/96. Dette direktivet er imidlertid ikke tatt inn i EØS-avtalen, men bestemmelsen gir likevel en pekepinn på hvordan slike avgiftsreduksjoner ville blitt vurdert etter notifikasjon etter Miljø- og energiretningslinjene pkt. 5 (som omtales nedenfor). De omtalte virkemidlene lar seg imidlertid ikke kombinere med et leverings-/forsynings- eller innblandingskrav (eng: "supply or blending obligation") etter gruppeunntaksforordningen, noe som i praksis innebærer at de ikke kan kombineres med et omsetningskrav slik det foran er skissert, jf. art. 41(3), art. 43(4), art. 44 (4).

Dersom støtten ikke faller innenfor nevnte forordning, kan den likevel godkjennes av ESA etter notifikasjon i henhold til Miljø- og energiretningslinjene ("Guidelines on State aid for environmental and energy 2014-2020"). For å få en støtteordning godkjent må fordelene som ønskes forfulgt samlet sett være større enn de potensielle ulempene på handel og konkurranse, jf. miljø- og energiretningslinjene pkt. 21. For avgiftsfritak og reduksjoner gir retningslinjene nærmere føringer i kapittel 3.7.1, men en ev. endring av avgiftsnivået må uansett avklares med Finansdepartementet som forvalter avgiftsregelverket.

I forhold til ulike kombinasjoner av produksjonsstøtte til biogassproduksjon og omsetningskrav som fremmer bruk av biogass, viderefører retningslinjene i utgangspunktet

¹⁹ Se for eksempel "Transport and Environment" (2019) "Do gas trucks reduce emissions?" Rapport basert på testresultater fra TNO
https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2019_09_do_gas_trucks_reduce_emissions_paper_EN.pdf

gruppeunntaksforordningens forbud, med mindre Norge demonstrerer at støtten er begrenset til bærekraftig biodrivstoff (herunder biogass) som ikke er konkurransedyktig (for dyrt) med kun et omsetningskrav, jf. pkt. 109.

Fordelen ved å opprette en eller flere støtteordninger basert på gruppeunntaksforordningen, er at den gir klare rammer for hva som er tillatt og sånn sett forutsigbare rammebetingelser. Ulempen er at det er svært få virkemidler, sammenlignet med antallet som omtales i denne rapporten, som faktisk reguleres i gruppeunntaksforordningen. Dersom det finnes et reelt ønske om å bruke flere eller andre støtteordninger enn de som reguleres i nevnte forordning, herunder ulike kombinasjoner av støtteordninger og for eksempel omsetningskrav, vil det i så fall måtte baseres på Miljø- og energiretningslinjene og dens prosedyre. Både gruppeunntaksforordningen og Miljø- og energiretningslinjene ville etter sin ordlyd løpt ut ved utgangen av 2020, men anvendelsen av begge regelsettene er forlenget til utgangen av 2022. Begge regelsettene er imidlertid under evaluering av bl.a. Kommisjonen. Uavhengig av hvilke konkrete virkemidler- og pakker som velges, vil Norge sannsynligvis være tjent med å spille inn sine synspunkter ved evalueringen.

3 Etterspørselsanalyse

Oppsummering av kapittelet

I etterspørselsanalysen gjennomgås mulige markeder for bruk av biogass. Analysen begrenser seg til bruk av biogass som energibærer som fortrinnsvis erstatter fossil energi. Dette inkluderer analyse av etterspørselspotensial, barrierer²⁰ og drivere sett fra de private aktørenes ståsted (herunder bedriftsøkonomiske kostnader for bruk av biogass) og vurdering av dagens og mulige nye virkemidler. I tillegg sammenligner vi tiltakskostnader for bruk av biogass til veitransport, sjøfart, industri og oppvarming. Vi har prioritert analyser av biogass i flåtekjøretøy som busser og lastebiler og biogass i skipsfart. Vi ser også på hvilke priser biogass omsettes for i dagens marked og mulig prisutvikling mot 2030.

Vi har vurdert dagens og fremtidige markedsmuligheter for biogass og særlig sett på veitransport, sjøfart, industri og oppvarming. Analysene viser at biogass har en krevende markedssituasjon i dag, blant annet på grunn av sterk konkurranse fra andre fornybare alternativer. I 2030 og 2050 vil det allikevel trolig være betydelige fossile utslippskilder igjen selv etter innføring av elektrifiseringstiltak og andre potensielt rimeligere klimatiltak enn biogass. Dette vil kunne representere betydelige markedsnisjer for biogass. Hvor stort markedspotensialet er avhenger blant annet av klima- og miljøpolitikk og av kostnadsutviklingen - både for biogass og konkurrerende fornybare alternativer. Teknologit utviklingen for andre fornybare løsninger, særlig frem mot 2050, er ekstremt usikker og vi har derfor ikke hatt grunnlag for å kvantifisere markedspotensialene for biogass på så lang sikt.

Hovedbarrieren for økt bruk i alle de analyserte markedene er merkostnader i forhold til fossile og delvis også andre fornybare alternativer. I tillegg trekkes usikker tilgang på biogass frem som en sentral barriere. Så lenge biogassbruk er dyrere enn bruk av fossil energi vil markedet for biogass være begrenset til aktører som aksepterer merkostnader for reduserte klimagassutslipp.

Bruk av biogass som klimatiltak er anslått å ha en tiltakskostnad på 2700 kr/tonn CO₂ når biogassen brukes i lastebiler og 1500 kr/tonn når biogassen erstatter naturgass i industri og sjøfart. Dette er omtrent på samme tiltakskostnadsnivå som avanserte flytende biodrivstoff med lignende bærekraftskvaliteter.²¹ Tiltakskostnaden er sensitiv for priser på biogassen og på de fossile drivstoffene som erstattes. Biogass har lavest tiltakskostnader der biogass erstatter dagens bruk av naturgass og det ikke er behov for investeringer i ny infrastruktur.

Veitransportmarkedet - viktig marked i dag, men økende konkurranse fra andre teknologier

I veitransportmarkedet er gasskjøretøy tilgjengelige og teknologisk modne i de fleste kjøretøysegmenter. Merkostnader og få fyllestasjoner er de viktigste barrierene.

Potensialet for økt bruk av biogass påvirkes særlig av antatt prisutvikling på avansert biodrivstoff og på tempoet i teknologit utviklingen for batterielektriske kjøretøy. Fallende batteripriser og EU-reguleringer av lastebilprodusenter kan bidra til å gjøre batterielektriske

²⁰ Med barriere menes i denne rapporten alt som kan hindre realisering av potensialene. Det innebærer at det ikke er tatt stilling til om det er samfunnsøkonomisk ønskelig å redusere eller fjerne barrieren.

²¹ Sammenlignet med del A. Avansert flytende biodrivstoff deles inn i to kategorier, del A og del B. Del A er produsert av mer kostbare og teknologisk sett umodne råstoff enn del B, og er mer sammenlignbare med råstoff som typisk brukes til biogassproduksjon i Norge. Se mer i Klimakur 2030, kapittel 16 om blant annet biodrivstoff.

kjøretøy konkurransedyktige med fossil diesel i de fleste kjøretøykategorier i 2030, og enda tidligere for bybusser. Dette reduserer markedspotensialet for biogass i veitransportmarkedet betydelig.

Selv i et scenario der batterielektriske busser og lastebiler dominerer nysalget i 2030, vil det kunne være relativt store nisjer for bruk av biogass fordi det trolig vil være aktører som foretrekker, og som er villig til å betale ekstra for, muligheten til hurtig fylling og ekstra lang rekkevidde. Selv relativt små markedsandeler for biogass i bestemte nisjer vil kunne utgjøre en vesentlig etterspørselsimpuls. Dersom biogasstrekkvogner oppnår en markedsandel på 10 prosent av nysalget i 2030, vil det utgjøre omtrent 300 GWh/år (energimengder tilsvarende 2,5 ganger produksjonen til Norges største biogassanlegg i dag).²²

Trekkvogner peker seg ut som et særlig interessant markedssegment for biogass. Dette er et satsingsområde for flere lastebilprodusenter, både fordi gasskjøretøy fremmes gjennom EU-reguleringer og fordi batterielektrisk drift er mer krevende i dette markedssegmentet. Tilsvarende er det et stort etterspørselspotensial for biogass til mindre lastebiler og busser der batteridrift ikke tilfredsstiller transportørenes behov. Turbusser på LBG er også en mulig nisje hvis flere kjøretøyprodusenter satser på å utvikle slike busser. Hydrogen brukt til tunge kjøretøy kan potensielt konkurrere om de samme nisjene i veitransportmarkedet som biogass, men er en mer umoden teknologi.

Sjøfart, industri og oppvarming - liten bruk i dag, men stort langsiktig potensial

Biogass har de samme tekniske egenskaper som naturgass, men dagens bruk av biogass til sjøfart, industri og oppvarming er marginal. Hovedbarrierene for bruk av biogass til sjøfart, industri og oppvarming er merkostnader og tilgang på biogass. I disse segmentene er markedet for bruk av naturgass relativt godt utviklet. Eksisterende gassinfrastruktur bidrar isolert sett til lavere kostnader ved bruk av biogass i disse segmentene sammenlignet med veitransport, men merkostnadene til aktørene er likevel større enn i veitransportmarkedet. Dette skyldes et høyere avgiftsnivå på fossilt drivstoff i veitransporten, som øker konkurranseevnen til fornybare alternativer. I alle disse markedene vil det trolig være nisjer der de tekniske egenskapene til biogass som energibærer vil være ettertraktet på lengre sikt når bruk av fossile energibærer ikke er et alternativ. I disse nisjene kan biogass enten blandes med naturgass eller brukes for å oppnå helt fossilfri produksjon.

I sjøfart er større skip særlig krevende å elektrifisere, og her vil det også på lang sikt sannsynligvis være behov for energitette og fornybare drivstoff som biogass. Biodrivstoff, inkludert biogass, brukes generelt ikke til sjøfart i dag, hverken i Norge eller andre land.

Potensialet for bruk av biogass i sjøfart er forbundet med utviklingen i bruken av flytende naturgass (LNG), og sjøfart har potensial for å bli et viktig marked for bruk av flytende biogass (LBG) i Norge. Dagens bruk av LNG til innenriks sjøfart er lavere enn antatt produksjonspotensial for biogass i Norge. Det er stor usikkerhet knyttet til utviklingen av LNG-bruk til innenriks sjøfart fremover. Potensialet for biogass i det globale markedet kan på lengre sikt være stort dersom det innføres strenge klimakrav.

Biogass kan benyttes til å erstatte stasjonær forbrenning av naturgass for varmeformål i industrien og til oppvarming, for eksempel i veksthus og fjernvarme. Biogassbruk vil normalt ikke kreve større endringer knyttet til drift. I industrien brukes naturgass enten til fyring av

²² Miljødirektoratet m.fl. "Klimakur 2030. Tiltaksark: 10 prosent av nye trekkvogner går på biogass i 2030."

kjeler for produksjon av varme eller damp eller til direkte høytemperaturfyring der naturgassens høye brennverdi er vesentlig.

Både i industri og oppvarming viser våre analyser at andre fornybare energikilder som elektrisitet og faste biobrensler som pellets er billigere enn biogass i dag og trolig også i 2030. I denne delen av naturgassmarkedet vil det derfor være en krevende konkurransesituasjon for biogass. Enkelte industriprosesser krever imidlertid bruk av brennbart materiale, og da vil biogass teknisk sett være det mest anvendbare alternativet, ifølge prosessindustrien selv.²³ Markedsnisjer for biogass kan være der naturgass i dag brukes til direkte fyring, støpeovner, gasturbiner og pilotfakler. Denne markedsnisjen er grovt beregnet til rundt 1000 GWh, omtrent samme størrelse som bruken av naturgass i sjøfart i dag. Biogass vil også være aktuelt for aktører som nylig har investert i gassanlegg med lang gjenværende levetid, for eksempel i veksthusnæringen der bruken av naturgass var på rundt 150 GWh i 2018. Med målrettede virkemidler kan trolig biogassbruken bli betydelig i disse markedsnisjene i industri og oppvarming.

Virkemidler for økt bruk av biogass

Det er i dag få virkemidler for bruk av biogass i andre markeder enn i veitransport, og fritaket for veibruksavgift for biogass i veitransportmarkedet er det sterkeste enkeltvirkemiddelet for biogassbruk i dag. I tillegg støtter Enova kjøp av gasslastebiler og fyllestasjoner i veitransportmarkedet. Virkemidlene er i liten grad innrettet mot å erstatte naturgass i skipsfart, industri og oppvarming. Få virkemidler i andre markeder enn veitransport kombinert med økende konkurranse fra elektriske kjøretøy bidrar til å gjøre biogassmarkedet sårbart. Virkemidlene for bruk og produksjon må ses i sammenheng. For eksempel vil høyere støtte til produksjon kunne bidra til å redusere prisen på biogass, og dermed merkostnadene ved biogassbruk.

Merkostnader er generelt den viktigste barrieren for økt bruk av biogass. Forsterkede virkemidler for å redusere merkostnader kan være **økte avgifter på fossil energi**. En forpliktende opptrappingsplan av CO₂-avgiften til for eksempel 2000 kr/tonn CO₂, som omtalt i Klimakur 2030, vil gi et tydelig signal både til potensielle brukere og potensielle produsenter. Våre analyser tilsier at en økning av CO₂-avgiften til 2000 kr/tonn CO₂ i 2030 vil kunne gjøre bruk av biogass vesentlig mer konkurransedyktig mot fossil energi i alle de analyserte markedene, dersom dagens virkemidler for produksjon og bruk av biogass videreføres. En slik avgiftsøkning vil kunne redusere merkostnaden for bruk av biogass som erstatning for naturgass fra over 60 % til 10 %. Økt CO₂-avgift vil også gjøre andre fornybare energibærere mer lønnsomme, og fremmer nødvendigvis ikke biogass spesifikt.

Økt CO₂-avgift vil kunne medføre økt risiko for karbonlekkasje i sjøfart og konkurranseutsatt industri. Riktignok er det grunn til å tro at aktører innenfor sjøfart som kan bunkre (fyller drivstoff) utenlands allerede gjør det, men prissensitiviteten til aktørene som i dag bunkrer i Norge bør undersøkes nærmere.

I veitransport kan merkostnadene også reduseres ved å innføre bruksfordeler for biogass, for eksempel **reduserte bompengesatser**. Bompengerabatt for biogass vil kreve utvikling av administrative og/eller tekniske systemer. Innføring av en eventuell rabatt på linje med el- og hydrogenkjøretøy vil redusere merkostnadene for biogasskjøretøy, og kan trolig gjøre bruken

²³ Norsk Industri (2017:58) "Veikart for prosessindustrien."

https://www.norskindustri.no/siteassets/dokumenter/rapporter-og-brosjyrer/veikart-for-prosessindustrien_web.pdf

lønnsom i forhold til dieselkjøretøy for biogasskjøretøy som kjører mye gjennom bomringen. Innføring av generelle bompengerabatt for biogass vil imidlertid kunne bidra til at bruk av biogass vris mot lastebiler til bydistribusjon, et segment der batterielektriske lastebiler er antatt å bli tilgjengelige tidlig og vil kunne bli prioritert av hensynet til lokal luftkvalitet i byområder. Innretning av en eventuell bompengerabatt mot regional tungtransport (trekkvogner), der biogasskjøretøy kan spille en rolle på noe lengre sikt, kan slik sett være mer hensiktsmessig. Merkostnadene i veitransport kan også reduseres ved at **støttesatsen til kjøp av biogasskjøretøy** øker utover dagens nivå.

Et mulig nytt virkemiddel som både reduserer merkostnader for biogass, gjør biogass mer attraktivt også i andre markeder enn veitransport, og som fremmer biogass spesifikt, er **bruksstøtte**. Bruksstøtte kan for eksempel bety å gi direkte tilskudd eller skattekompensasjon til brukere av biogass. Støttesatsen kunne for eksempel være på samme nivå som fritaket for veibruksavgift (ca. 35 øre/kWh). Innføring av en slik støtte vil kunne gjøre bruk av biogass lønnsom for industri- og sjøfartaktører som i dag allerede benytter naturgass, gitt at dagens virkemidler for produksjon og bruk videreføres. Mulig innføring av bruksstøtte er ikke fullstendig utredet, og en eventuell innføring av bruksstøtte må, som andre virkemidler, blant annet ses i sammenheng med andre støtteordninger og statsstøtteregelverket.

Alternativt kan økt bruk av biogass reguleres gjennom innføring av **omsetningskrav** som fremmer biogass i markeder der naturgass benyttes. Omsetningskrav innenfor sjøfart er omtalt i Klimakur 2030, og er tidligere utredet av Miljødirektoratet og Sjøfartsdirektoratet.²⁴ Omsetningskrav kan i teorien også innføres for å fremme biogassbruk i andre markeder enn sjøfart. Omsetningskrav kan være et styrende effektivt virkemiddel og har med riktig utforming potensial til å øke bruken av biogass betraktelig.

Innføring av et omsetningskrav som fremmer biogass kan iht. statsstøtteregelverket innebære at dagens produksjonsstøtte til biogassproduksjon i Norge må avvikles. Dette må undersøkes nærmere. Samtidig vil trolig utenlandsk LBG kunne importeres og brukes i et eventuelt norsk omsetningskrav, selv om produksjonen i utlandet har mottatt produksjonsstøtte. De eventuelle konsekvensene for dagens produksjonsstøtte og konkurranse fra importert biogass må vurderes opp mot muligheten for et forutsigbart marked for bruk av biogass til sjøfart. Det må også vurderes om det er mulig å utforme et omsetningskrav som fremmer biogass uten at det innebærer urimelige konkurranseulempes for naturgass i forhold til andre fossile energibærere.

Innenfor sjøfart er en sentral barriere at store deler av drivstofforbruket i norske farvann enten er avgiftsfritt eller kjøpt i andre land. Dette begrenser markedspotensialet for biogass, og innebærer at virkemidler som ensidig innrettes mot innenriks sjøfart kan gi aktører som hovedsakelig seiler i Norge konkurranseulempes. Utvikling av et system for **sjøtrafikkprising** basert på aktivitetsdata kan i teorien mer presist prissette eksternalitetene som sjøtrafikk i norske farvann påfører samfunnet, og kan innrettes mot å fremme fornybare drivstoff som biogass. Systemet vil også i teorien kunne omfatte fartøy i norske farvann som ikke betaler norske drivstoffavgifter i dag, for eksempel utenlandske cruiseskip. Et slikt virkemiddel bør vurderes i sammenheng med andre virkemidler som treffer andre deler av flåten. En slikt avgiftsregime må eventuelt utredes nærmere, og det vil kunne ta flere år før et slikt system kan være på plass.

²⁴ Miljødirektoratet (2019). Svar på oppdrag om videre utredning av et omsetningskrav for avansert biodrivstoff, inkludert biogass i skipsfart, levert Klima- og miljødepartementet, 26.08.19.

Offentlige anskaffelser har vært et viktig virkemiddel for å fremme biogass i veitransportmarkedet og delvis også i sjøfart, ved at offentlige aktører har akseptert merkostnaden ved biogassbruk. Offentlige anskaffelser har mindre potensial i industrien. En mulig spissing av offentlige anskaffelser for å fremme biogass kan være å stille krav om biogass eller å øke vektingen av klima/miljø og av biogass i forhold til andre avanserte flytende biodrivstoff. Vi vurderer at det er grunnlag for å fremme biogass i offentlige anskaffelser over andre avansert flytende biodrivstoff, blant annet fordi disse allerede fremmes gjennom omsetningskravet i veitransportmarkedet.

I veitransport er infrastruktur for bruk av biogass en barriere i dag. Enova gir **støtte til investeringer i fyllestasjoner** for biogass, og har så langt støttet to fyllestasjoner. Det er sammensatte årsaker til den beskjedne utbyggingen, men økt utbygging kan trolig stimuleres dersom Enovas støtteordning i større grad blir innrettet mot etablering av utbygging av nettverk av fyllestasjoner, og at kravene til søker mykes noe opp.

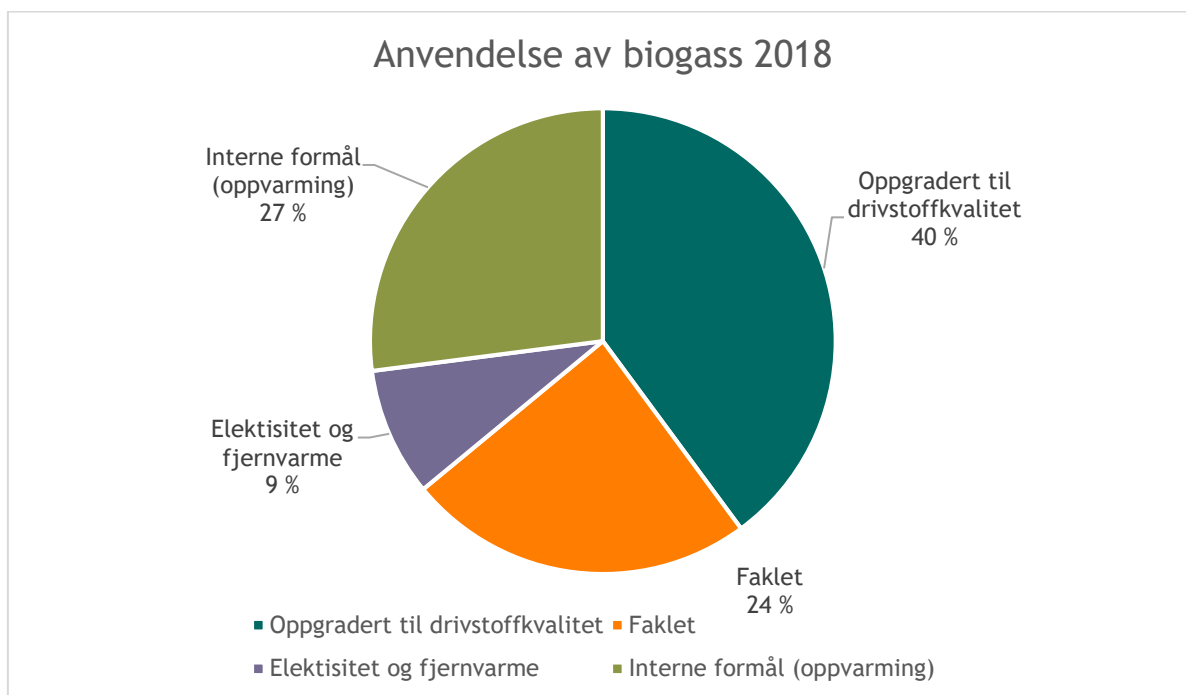
Mer utbredt bruk av systemer for å dokumentere klimanytte av norsk biogass kan også bidra til å øke bruken, da dette er noe sluttkunde etterspør. Dette kan gjøres ved at produsentene selv velger å ta i bruk ulike ordninger for å dokumentere klimanytte, for eksempel bransjenorm for beregning av klimagassutslipp²⁵, Svanemerket eller EPD. Krav om sertifisering av biogass kan knyttes til støtteordninger for bruk eller produksjon. Gjennomføring av systematiske beregninger av klimagassutslipp kan i seg selv bidra til driftsforbedringer, ved at man identifiserer hvor det er potensiale for utslippsreduksjoner.

3.1 Status for bruk

I 2018 ble det produsert rundt 500 GWh biogass i Norge. Fordelingen av bruken er fremstilt i Figur 3.²⁶ 40 prosent av biogassen som ble produsert ble oppgradert til drivstoffkvalitet. Vi antar at denne gassen er solgt til distributør og brukt i veitransport. Av den resterende biogassen som ble produsert ble 27 prosent brukt til intern oppvarming ved produksjonsanleggene, 9 prosent ble brukt til elektrisitet og fjernvarme og 24 prosent ble faket.

²⁵ Bransjenormen er utviklet på initiativ fra den norske biogassbransjen og bygger på metodikk fra EUs bærekraftskriterer.

²⁶ Basert på data fra myndighetenes database Forurensing, produsentenes egenrapportering og annen datainnsamling fra produsentene til Miljødirektoratet



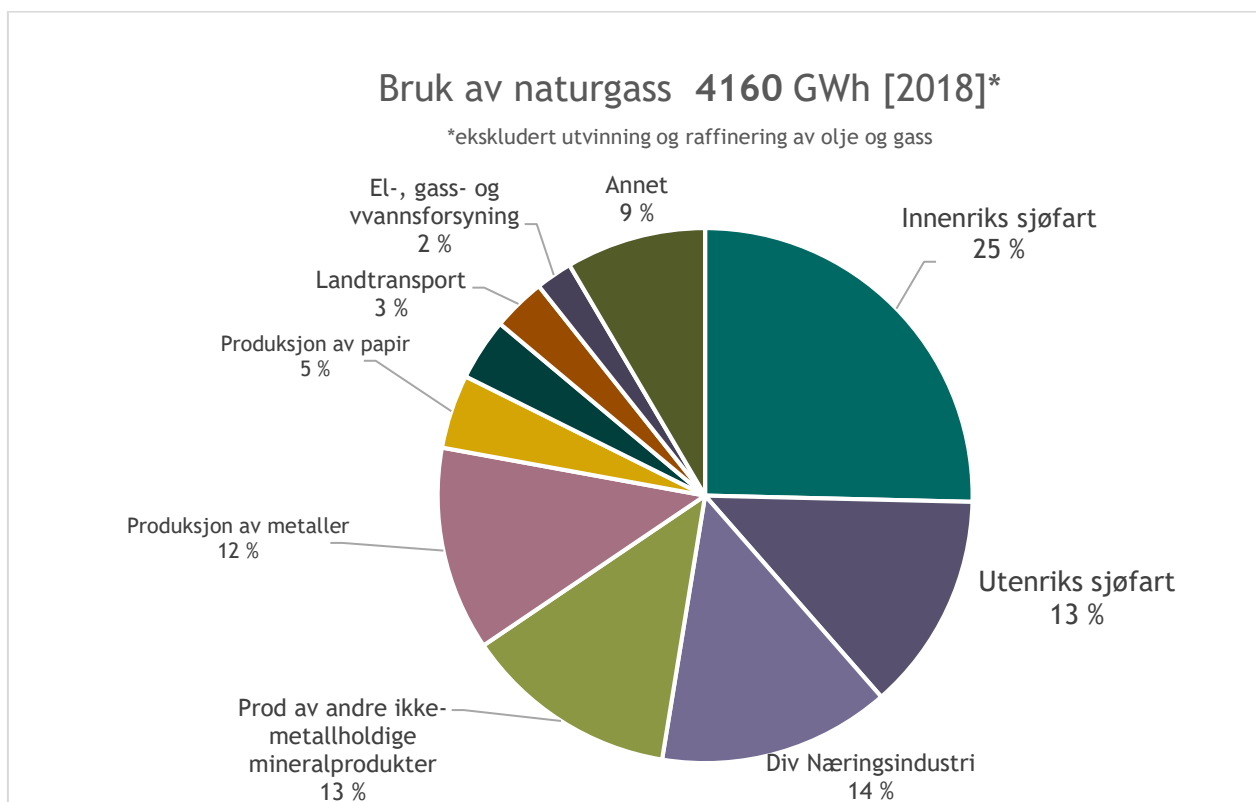
Figur 3 Bruk av biogass i 2018.

Norge skiller seg fra de fleste andre europeiske land ved å ha svært begrenset utbygd gassinfrastruktur i form av rørnett. Kun på et fåtall avgrensede steder, primært omkring Stavanger og Haugalandet, samt noe i Grenlandsområdet, finnes det gassnett. Alternativ distribusjon av gass til gassrørnett er transport på bil, som er en betydelig dyrere distribusjonsform. Fravær av gassnett gjør også at et mye brukt virkemiddel for innmating på eksisterende gassnett, som er et vanlig i alle land med gassnett, er mindre aktuelt i Norge. I mange land har også biogass vært brukt til strømproduksjon. I Norge har kombinasjonen av lav strømpris og allerede høy fornybarandel gjort dette bruksområdet lite utbredt.

Norge skiller seg imidlertid ut ved å ha relativt høye avgifter på fossil energi i ett marked: veitransporten. Siden biogass har fritak fra avgiftene har det vært et sterkt incitament for bruk av biogass i dette markedet. Veitransportmarkedet kjennetegnes også av betydelig etterspørsel etter transporttjenester fra offentlig sektor, særlig på lokalt nivå. Vektlegging av miljøkriterier i offentlige anskaffelser, og en aksept for merkostnader knyttet til bruk av fornybare løsninger i offentlig sektor, har fremmet bruken av biogass i busser og renovasjonskjøretøy. Mange av de norske virkemidlene og nåværende nasjonal biogass-strategi har altså vært orientert mot å utvikle markedet for bruk av gass i veitransportsektoren.²⁷

Biogass kan teknisk sett erstatte naturgass der det brukes. I vurdering av etterspørselspotensial for biogass er derfor dagens bruk av naturgass relevant. Når naturgassbruken på oljeplattformer og raffinerier holdes utenfor, brukes det 4160 GWh naturgass i Norge (2018), se Figur 4.

²⁷ Se for eksempel Klima- og miljødepartementet (2014) Nasjonal tverrsektoriell biogass-strategi. <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/Nasjonal-tverrsektoriell-biogasstrategi/id2005701/>



Figur 4 Bruk av naturgass i Norge 2018. Ekskludert utvinning og raffinering av olje og gass. Kilde SSB.

3.2 Dagens virkemidler som påvirker bruk av biogass

Under følger en oppsummering av dagens virkemidler som påvirker etterspørsel etter biogass. Enkelte av virkemidlene er spesifikke ordninger rettet mot økt bruk av biogass, mens andre har andre formål eller er ordninger som påvirker rammebetingelsene for biogassproduksjon og -bruk. Virkemidlene for bruk og produksjon må også ses i sammenheng. For eksempel vil høyere støtte til produksjon kunne bidra til å redusere prisen på biogass, og dermed merkostnadene ved biogassbruk. Se kapittel 4.2 for dagens virkemidler for *produksjon* av biogass.

Vurdering av de enkelte virkemidlene blir gjort i kapittel 3.4 under de ulike markedsanalysene og må betraktes som en første gjennomgang av mulige virkemidler. De senere vurderingene begrenser seg til å beskrive hvordan virkemidlene påvirker bruken av biogass, uten å vurdere dette opp mot hva som er formålet med de ulike virkemidlene eller om det er samfunnsøkonomisk ønskelig å gjøre endringer. I vurderingen av virkemidler for bruk av biogass er det lagt til grunn at dagens produksjonsstøtteordninger videreføres (endringer av disse vil kunne påvirke lønnsomheten av biogassproduksjon og dermed biogassprisene).

3.2.1 Økonomiske virkemidler

CO₂- avgift på mineralske produkter (mineralolje, bensin, naturgass og LPG), fritak for biogass²⁸

- Avgiften ilegges alle former for ikke-kvotepliktige utslipp fra forbrenning av fossil energi og med tilnærmet lik sats. Biodrivstoff er altså ikke omfattet av avgiften.
- Dagens CO₂-avgift er 544 kr/tonn. Satser for ulike energiprodukter, 2020: 1,45 kr/liter mineralolje, 1,08 kr/sm³ naturgass og 1,63 kr/kg LPG.
- Naturgass og LPG som leveres til bruk i veksthusnæringen er fritatt for CO₂-avgiften.
- Enkelte utslipp av klimagasser står ikke overfor avgifter eller kvoteplikt. Dette gjelder bl.a. utslipp av metan (CH₄) og lystgass (N₂O) fra landbruk og utslipp av CO₂ fra avfallsforbrenning. Virksomheter som er omfattet av EUs kvotesystem ilegges avgift med redusert sats på 0,061 kr/sm³ naturgass og 0 kr/kg LPG, i tråd med minstesatsene i EUs energiskattedirektiv.²⁹

CO₂-avgiften er et sektorovergripende virkemiddel som har som formål å utløse kostnadseffektive reduksjoner i klimagassutslipp. Avgiften bidrar blant annet til å gjøre fornybare energibærere (herunder biogass) og annen energibruk som ikke omfattes av avgiften mer konkurransedyktig.³⁰

Kvoteplikt for forbrenning av fossilt brensel

Utslipp av CO₂ fra forbrenning av fossile energibærere er omfattet av klimakvoteregulverket, forutsatt at samlet innfyrt termisk effekt i bedriften overstiger 20 MW. Kvotepliktige utslipp fra slik forbrenning er ikke omfattet av CO₂-avgift. Dagens kvotepris er på ca. 250 kroner/tonn CO₂. Det innebærer at insentivene til å velge fornybare energibærere er noe svakere for kvotepliktige bedrifter enn for de som står overfor CO₂-avgift. Prognoser for utvikling av kvoteprisen mot 2030 er svært usikre, men Refinitiv anslår en kvotepris i 2030 på omtrent samme nivå som i 2020. Under klimakvoteregulverket er det åpnet for å "nulltelle" utslipp fra biogass. Det vil si at en bedrifter ikke må svare kvoter (betale) for forbrenning av biogass eller andre fornybare energibærere.

Veibruksavgift på drivstoff - fritak for biogass

Kjøp av naturgass, LPG, bensin, diesel og biodiesel omfattes av veibruksavgift, mens biogass er fritatt.³¹ Diesel og flytende biodrivstoff (blant annet HVO), har i 2020 avgiftssatser på 3,62 kroner per liter. Stortinget vedtok i forbindelse med behandling av statsbudsjettet for 2020 å innføre veibruksavgift også på flytende biodrivstoff solgt utover omsetningskravet fra og med 1. juli 2020. Stortinget vedtok i 2019 å innføre veibruksavgift på naturgass med en avgiftssats på 1,02 kroner per Sm³ fra 1. januar 2020. Ifølge vedtaket tar regjeringen sikte på å trappe opp avgiftssatsen for naturgass frem mot 2025, slik at det i 2025 er lik avgiftssats på naturgass og bensin, målt etter energiinnhold. Det er fritak fra veibruksavgift på avgiftsfri diesel til bruk

²⁸ Regjeringen 10.01.2020. "CO₂-avgiften." Artikkel. <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/skatter-og-avgifter/veibruksavgift-pa-drivstoff/co2-avgiften/id2603484/>

²⁹ Regjeringen 20.12.2019. "Regelverksendringer fra Finansdepartementet fra 1. januar 2020". Artikkel. <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/regelverksendringer-fra-finansdepartementet-fra-1.-januar-2020/id2683883/>

³⁰ For eksempel naturgass brukt i veksthus.

³¹ Forskrift om særavgifter kapittel 3-9, 3-11, 3-20 og 3-21

i ikke-veigående kjøretøy som anleggsmaskiner, traktorer og motorredskaper, forutsatt at oljen er merket (tilsatt farge- og sporstoffer).³²

Miljødifferensiert årsavgift for dieseldrevne kjøretøy over 7,5 tonn - gasskjøretøy er ikke omfattet

Dieseldrevne kjøretøy over 7,5 tonn har en miljødifferensiert årsavgift på mellom 120 og 360 kr, avhengig av vekt på kjøretøyet. Gasskjøretøy har ikke denne avgiften.³³

Tilskudd fra Enova til kjøp av større biogasskjøretøy

Gjennom programmet "Energi- og klimatiltak i landtransport" støtter Enova gasskjøretøy som skal benyttes til næringsrelatert gods- og passasjertransport. Dette inkluderer også traktorer, anleggsmaskiner og andre motorredskap. Søker forplikter seg til at minst 50 prosent av kjøretøyet energibruk vil være biogass. Varebiler og personbiler under 3,5 tonn faller utenfor ordningen. Formålet med støtteordningen er å bidra til en markedsendring hvor verdikjeden for biogass blir konkurransedyktig sammenlignet med de konvensjonelle løsningene. Programmet skal bidra til at kommersiell bruk av biogass til landtransport skjer hurtigere og i et økt omfang enn de ellers ville blitt.

Enova støtter en viss prosentandel av merinvesteringen i kjøretøyet, avhengig av størrelsen på virksomheten. Store virksomheter kan få dekket inntil 40 prosent av merinvesteringen, mens for små og mellomstore bedrifter er tilsvarende grense 50 prosent. Støtten til biogasskjøretøy gjennom programmet "Energi- og klimatiltak i landtransport" er fra sommeren 2019 finansiert gjennom Nullutslippsfondet.³⁴ Se vurdering av ordningen i kapittel 3.4.1 og se kapittel 4.2 for nærmere beskrivelse av Enova.

Tilskudd fra Enova til bygging av fyllestasjoner for biogass

Gjennom programmet "Energi- og klimatiltak i landtransport" støtter Enova investeringer i fyllestasjoner for biogass. Støtte til fyllestasjoner vil kun behandles i sammenheng med tilknyttet søknad om støtte til kjøretøy og kun i de tilfeller der drift av kjøretøy vil kreve utbygging av ny infrastruktur. I dette ligger det at behovet for fyllestasjon sees gjennom kjøretøyeieres behov (etterspørselsdrevet), og er således ikke en ordning for utrulling av fyllestasjoner for biogass.

Formålet med ordningen med støtte til fyllestasjoner for biogass er å bidra til markedsendring hvor verdikjeden for biogass blir konkurransedyktig sammenlignet med de konvensjonelle løsningene. Aktøren som oppnår støtte må forplikte seg til at minst 2/3 av levert energi fra fyllestasjonen vil være biogass, og fyllestasjonen skal normalt være åpent tilgjengelig for andre brukere. Støtten skal være utløsende for investeringen og kan dekke inntil 40 prosent av merkostnadene. Se vurdering av ordningen i kapittel 3.4.1.

Tilskudd fra Enova til investeringer i energi- og klimatiltak i industrien

Enova kan gjennom programmet "Energi- og klimasatsinger i industrien" gi tilskudd til investeringer i industrien innenfor tematiske satsninger som utlyses tre-fire ganger per år. Utfasing av fossil energi til termisk produksjon (varmeproduksjon) er et av de prioriterte

³² Les mer om veibruksavgiften hos Skatteetaten "Veibruksavgift på drivstoff". Hentet februar 2020.

<https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/avgifter/saravgifter/om/veibruksavgift/>. Nettside.

³³ Skatteetaten, 2020. "Vektårsavgift" <https://www.skatteetaten.no/satser/vektarsavgift/>. Nettside.

³⁴ Enova "Nullutslippsfondet". Nettside. <https://www.enova.no/bedrift/landtransport/nullutslippsfondet/>. Fondet skal stimulere til at klimavennlig teknologi i næringssektoren tas raskere i bruk og i større omfang. Enova skal sette av minimum 494 millioner kroner til fondet i både 2019 og 2020.

temaene i 2020. Støtte til varmeproduksjon basert på biogass faller imidlertid utenfor satsningen. Dette fordi slike prosjekter innebærer små merinvesteringer, og brenselpriser minimum på nivå som for fossilt, som igjen betyr at investeringsstøtte ikke er egnet virkemiddel for å løfte lønnsomheten i slike prosjekter.

Støtte gjennom Klimasats til kommuner og fylkeskommuner for økt etterspørsel etter biogass

Klimasats er en støtteordning rettet mot kommuner og fylkeskommuner, som blant annet kan støtte følgende prosjekter som kan bidra til økt etterspørsel etter biogass:

- Biogassfyllestasjon for kollektivtransport, og merkostnader ved å benytte biogass i kollektivanbud.
- Merkostnader ved å kjøpe inn biogasskjøretøy som ikke faller inn under Enovas ordninger.
- Utredningsmidler for å undersøke potensialet for produksjon og bruk
- Merkostnader når det kjøpes inn tjenester som benytter biogass
- Merkostnader knyttet til biogass til hurtigbåter

Klimasats åpner for støtte til bruk av biogass til hurtigbåter, men under utlysningen høsten 2019 til hurtigbåter var det ingen søkere som nevnte biogass spesifikt. Fylkeskommuner som fikk støtte til forberedende arbeid til kommende hurtigbåtanbud har dog mulighet til å utforme krav som kan medføre at biogass kan konkurrere om en rekke samband.

Investeringsstøtte til biovarmeanlegg i veksthus

Innovasjon Norge kan gjennom Verdiskapingsprogrammet for fornybar energi og teknologiutvikling i landbruket³⁵ gi støtte til etablering av biovarmeanlegg i veksthus.

3.2.2 Direkte reguleringer

Byggteknisk forskrift til plan- og bygningsloven

I henhold til byggteknisk forskrift til plan- og bygningsloven (TEK) § 14-4 er det ikke tillatt å installere varmeinstallasjon for fossilt brensel i nye bygninger, det vil si oppvarming basert på olje, gass og kull. Bestemmelsen omfatter alle varmeinstallasjoner til oppvarming og tappevann.

Tillatelser etter forurensningsloven

Industrivirksomheter med tillatelse etter forurensningsloven skal i henhold til krav i tillatelsene redusere forurensning så langt som mulig uten urimelige kostnader, og utskiftning av utstyr må tilfredsstille prinsippet om bruk av beste tilgjengelige teknikker (BAT). Dette innebærer at disse virksomheter skal redusere sine ikke-kvotepliktige klimagassutslipp så langt som mulig og at nytt utstyr må tilfredsstille BAT hva gjelder ikke-kvotepliktige klimagassutslipp. Industrivirksomheter med tillatelse etter forurensningsloven skal i henhold til krav i tillatelsene redusere forurensning så langt som mulig uten urimelige kostnader, og at utskiftning av utstyr må tilfredsstille prinsippet om bruk av beste tilgjengelige teknikker (BAT). Dette innebærer at disse virksomheter skal redusere sine ikke-kvotepliktige klimagassutslipp så langt som mulig og at nytt utstyr må tilfredsstille BAT hva gjelder ikke-kvotepliktige klimagassutslipp.

³⁵ Tidligere kjent som Bioenergiprogrammet

3.2.3 Offentlige anskaffelser og kunnskap

Offentlige anskaffelser

Ifølge forskrift om offentlige anskaffelser § 7-9 skal det ved offentlige anskaffelser legges vekt på å minimere miljøbelastningen og fremme klimavennlige løsninger. Det kan stilles miljøkrav og kriterier i alle trinn i anskaffelsesprosessen der det er relevant. Dersom miljø brukes som tildelingskriterium skal det som hovedregel vektes minimum 30 prosent. Digitaliseringsdirektoratet (tidligere Difi) utviklet på oppdrag fra KLD høsten 2019 en veileder for innkjøpere av drivstoff og transporttjenester som skal veilede kommunene slik at de kan legge til rette for å velge drivstoff og transporttjenester med god klimanytte og lav risiko for indirekte arealbruksendringer (ILUC).

Nasjonalt kontaktforum for biogass

Etableringen av et nasjonalt kontaktforum for biogass er et av virkemidlene i Klima- og miljødepartementets biogasstrategi. Ifølge mandatet skal kontaktforumet ledes av Miljødirektoratet og bidra til å etablere en arena for diskusjon og evaluering av utviklingen av biogassmarkedet, og om virkemidlene knyttet til produksjon og bruk av biogass og biogjødsel er tilpasset utviklingen i markedet. Det skal også bidra til at myndighetene og bransjen ser helheten i verdikjeden for biogass, utveksler informasjon til blant annet å evaluere virkemidler som skal utløse potensialet eller justere kurs.

3.2.4 Andre lands virkemidler for bruk av biogass

Under gjennomgått støttesystemet for bruk av biogass i Sverige, Danmark, Nederland og Tyskland. Gjennomgangen er ikke nødvendigvis uttømmende. For produksjonsstøtteordninger i disse landene, se kapittel 4.2.5.

Sverige

Det svenske støttesystemet for bruk av biogass er i grove trekk likt det norske, med støtte innrettet hovedsakelig mot veitransportmarkedet. Klimatklivet gir investeringsstøtte til blant annet fyllestasjoner for biogass, kjøretøy og andre installasjoner for konvertering til biogass. Anno mars 2019 hadde Klimatklivet bevilget 722 MSEK til 128 fyllestasjoner, hvorav 45 stasjoner for LNG/LBG. I tillegg har Klimatklivet bevilget støtte til knapt 500 gasskjøretøy, hvorav 400 skal benytte LBG.

Det svenske avgiftsregimet for drivstoff er noe annerledes innrettet enn det norske, men den totale avgiftsfordelen for biogass er nokså lik i begge land. CO₂-avgiften for naturgass i veitransport er på 23 øre/kWh i 2019, mens den i Norge er på ca. 11 øre/kWh.³⁶ Som i Norge er bruk av biogass fritatt fra CO₂-avgift.³⁷ I Norge skal det innføres veibruksavgift på naturgass som vil ligge på ca. 11 øre/kWh fra 2020 og trappes opp til full avgift i 2025. Biogass har i Sverige også fritak for energiskatt (ca. 23 øre SEK/kWh for diesel). Fritaket gjelder også naturgass, og dette utgjør en sentral forskjell fra Norge der naturgass ikke har fritak for avgifter (veibruksavgift og CO₂-avgift).

³⁶ Ifølge EUs regelverk for statsstøtte betraktes fritak for CO₂-avgift som statsstøtte selv om CO₂-utslippet fra forbrenning av biogass ikke regnes som et CO₂-utslipp iht. GHG-protokollen (SOU 2019: 197).

³⁷ Fritaket er formelt godkjent inntil utgangen av 2020 og forutsetter at biogassen oppfyller EUs bærekraftskriterier. HBK-verktøyet, som er utviklet av den svenske biogassbransjen, kan benyttes til å dokumentere dette. (Energigas Sverige (2020) [Hållbarhetskriterier för biodrivmedel](#) 24.02.2020

Danmark:

Danmark har bruksstøtte for biogass og ikke avgiftsfritak for biogass. Bruksstøtte gitt til sluttbruker av biogass:

- Transport: 25 øre (DKK)/kWh.
- Industri: 25 øre (DKK)/kWh.
- Varme: 10,9 øre (DKK)/kWh.

Bruksstøtteordningen kan ikke kombineres med støtten som gis til innmating av oppgradert biogass på naturgassnettet. Det betyr etter vår forståelse at potensielle sluttbrukere av biogass i for eksempel industri ikke innvilges bruksstøtte for kjøp av biogass fra biogassprodusenter som har mottatt produksjonsstøtte. Oppgradert biogass som mates inn på naturgassnettet betaler for øvrig full CO₂-avgift.

Nederland

På forbrukssiden har Nederland et omsetningskrav som pålegger de som selger bensin og diesel at en viss andel av energimengden de leverer skal være fornybar energi, hvor biogass kan inkluderes. I 2020 har kravet økt fra 12,5 prosent til 16,4 prosent.³⁸ I 2017 stod biogass for 1,6 prosent av alt biodrivstoff, noe som tilsvarer 0,1 prosent av all levert energi til transport.³⁹

Tyskland

Tyskland har i likhet med Sverige, et reduksjonskrav for drivstoff. Dette kravet innebærer et mål om 6 prosent reduksjon i klimagassutslipp for drivstoff som brukes til transport i 2025. Etter hva Miljødirektoratet kjenner til, kan biogass som oppfyller bærekraftskriteriene brukes for å oppfylle reduksjonskravet. I tillegg er det sterke subsidier til kraft-varme-produksjon basert på biogass. Støtten er avhengig av substratene i biogassproduksjonen, der husdyrgjødsel gir en bonus, og startåret for kraftproduksjonen. Støtten i €/kWh er garantert i 20 år fra startåret.

3.3 Prising av biogass

Prisen på biogass levert til sluttbruker er en svært viktig faktor for etterspørselen etter biogass. Dette kapitlet gir derfor en kort gjennomgang av antakelsene om prising av biogass og en sammenligning med andre energibærere, både med og uten avgifter.

Biogass omsettes gjennom direkte avtaler mellom aktørene, og prisinformasjon er derfor lite tilgjengelig. I forbindelse med Klimakur 2030 gjennomførte Miljødirektoratet en prisanalyse for å estimere dagens priser for oppgradert biogass i Norge og forventet prisutvikling mot 2030, se Figur 5.

Disse prisene er gjennomsnittsbetraktninger basert på informasjon fra blant annet leverandører av biogass i Norge. Reelle priser vil variere mellom markeder, anbudskonkurranser, sluttkunder og regioner. Fordi markedet for bruk av biogass er i en tidlig utviklingsfase er det større usikkerhet i framtidig utsalgspris for biogass enn for andre biodrivstoff som omsettes i mer modne markeder. Mekanismene for prisfastsetting er komplekse, men noen forhold kan trekkes frem:

- Prisen på biogass fastsettes generelt i det best betalende markedet, som i dag i er veitransportmarkedet. Her er biogass i sterk konkurranse med avansert HVO basert på

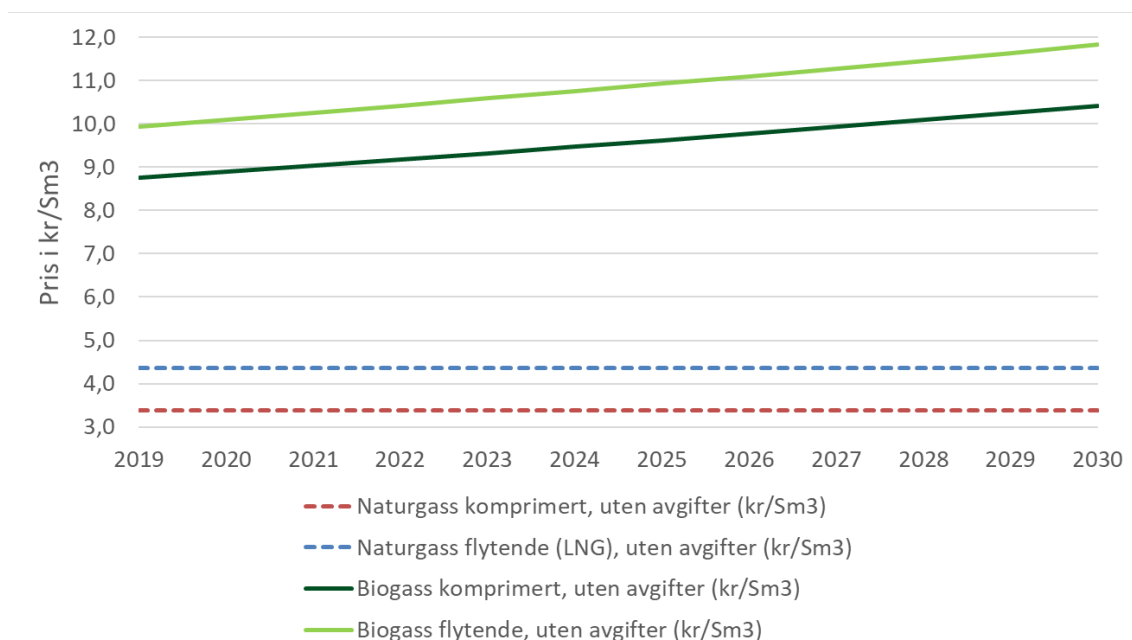
³⁸ Dutch Emissions Authority [Annual obligation](#) 28.02.2020

³⁹ The ICCT (2018) [Advanced biofuels policies in select EU member states: 2018 update](#)

slakteriavfall og frityrolje, og etter vår kunnskap følger biogassprisen prisen på avansert HVO tett. Prisen på biogass er i dag derfor omtrent lik som for avansert HVO.

- Fremtidig prisutvikling mot 2030 for avansert biodrivstoff er usikker, men økt etterspørsel og begrenset tilgang på billige råstoff til produksjon av avansert biodrivstoff er faktorer som tilsier at prisen vil gå opp.⁴⁰ Ifølge Argus Consulting vil prisen på avansert HVO stige med rundt 20% til 2030, og vi antar derfor at biogassprisen vil følge samme prisutvikling.⁴¹
- Prisen for biogass levert til veitransportmarkedet inkluderer kostnader for fyllestasjoner. Markeder med eksisterende infrastruktur for gass vil trolig kunne få levert biogass med en rabatt på veitransport. For kostnadsanalyser i sjøfart, oppvarming og industri er det derfor trukket fra 20 øre/kWh fra biogassprisen. I et scenario med ferdig utbygd infrastruktur i veitransport vil prisdifferansen trolig utlignes, men vi har ikke antatt slike dynamiske effekter.

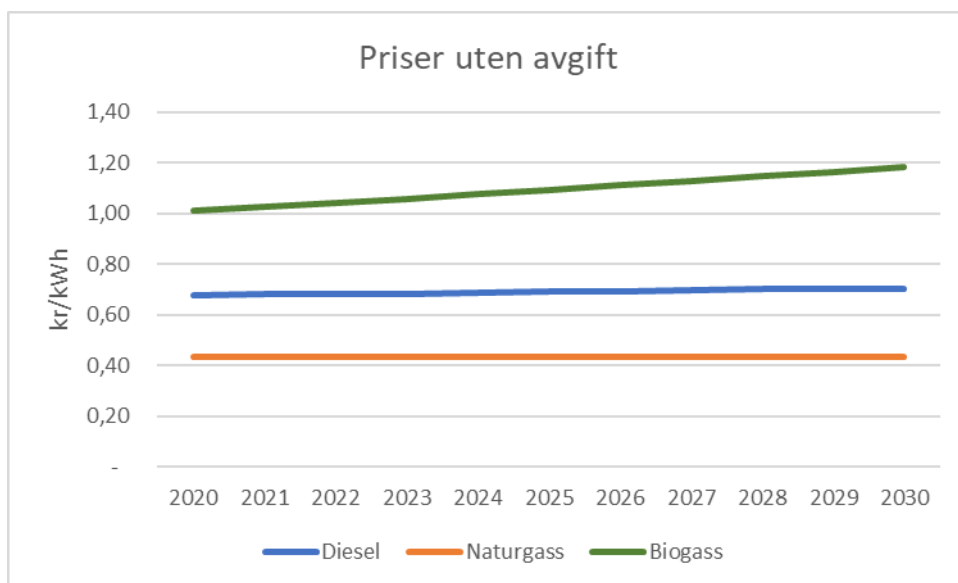
Figur 6, Figur 7 og Figur 8 viser prisestimer for biogass levert til veitransport og sjøfart.



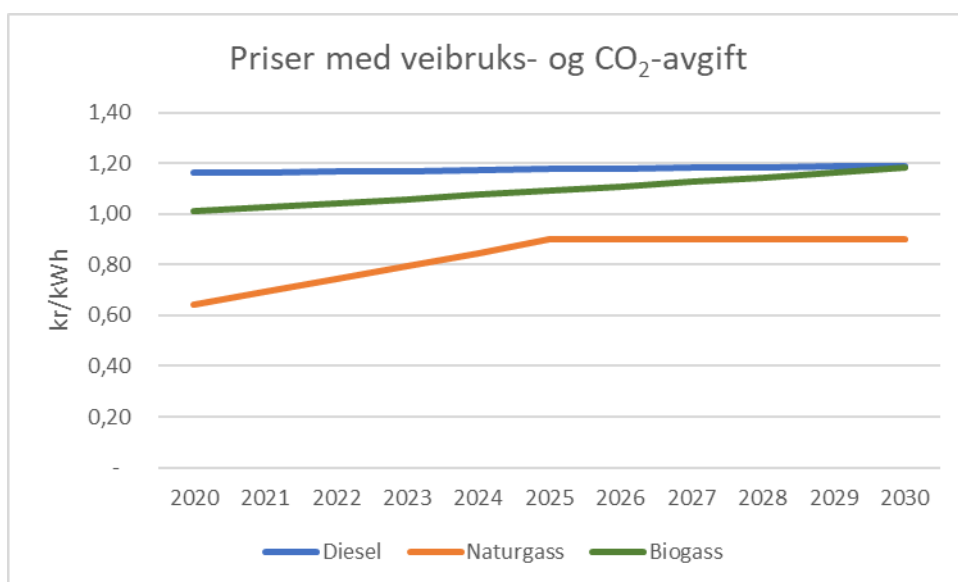
Figur 5 - Framskrivning av prisen for naturgass og biogass. Kilde: Miljødirektoratet prisanalyse (2019).

⁴⁰ Se Miljødirektoratet m.fl. "Klimakur 2030. Kapittel 14.2 Tilgjengelighet og pris på flytende biodrivstoff"

⁴¹ Argus Consulting (2019). "Market analysis of liquid biofuels". Oppdragsrapport for Miljødirektoratet. Upublisert.

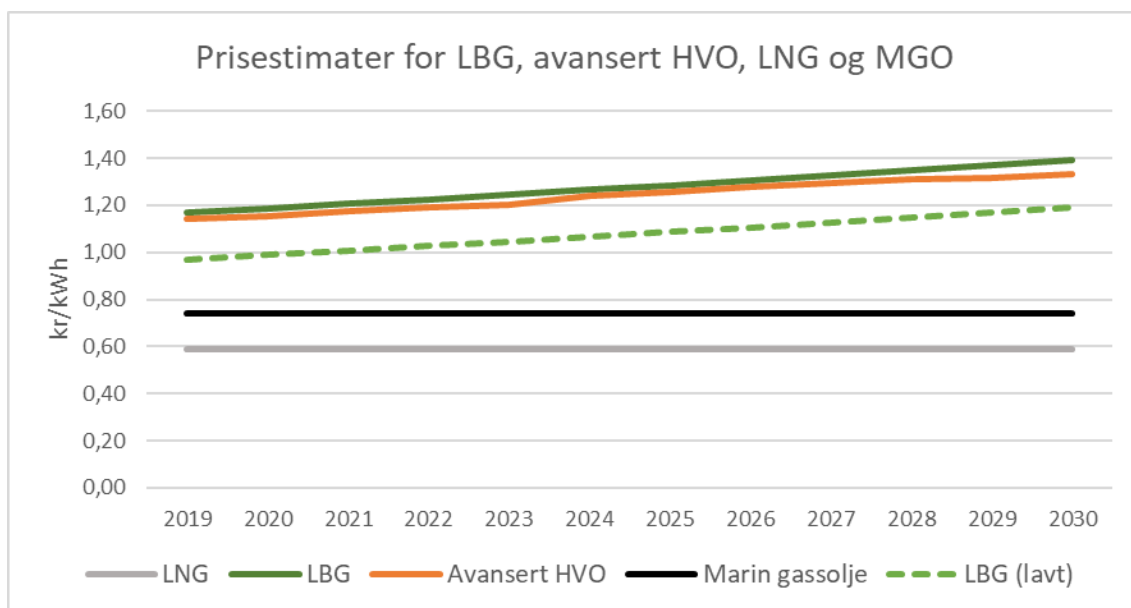


Figur 6 Pris på diesel, LNG og LBG uten avgifter.



Figur 7 Pris på diesel, LNG og LBG inklusive CO₂-avgift på 2020-nivå og veibruksavgift.⁴²

⁴² For LNG er det antatt 1,02 kr/Sm³ som veibruksavgift i 2020 med en lineær opptrapping til 3,60 kr/Sm³ i 2025



Figur 8 - Prisestimer for drivstoff levert til sjøfart. Marin gassolje (MGO), flytende naturgass (LNG), avansert biodrivstoff (HVO) og flytende biogass (LBG). Det er antatt at LBG til sjøfart benytter eksisterende infrastruktur for LNG og det er derfor trukket fra 20 ør/kWh for LBG levert til sjøfart (LBG lavt).

3.4 Analyse av mulige markeder for bruk av biogass

I det følgende gjennomgås mulige markeder for bruk av biogass. Gjennomgangen av de ulike markedene har følgende struktur: Først gis en overordnet beskrivelse av markedssegmentet og energiforbruk, inkludert biogassbruk i relevante deler av i markedssegmentet. Videre drøftes markedsmuligheter for biogass. Drøftingen inneholder teknologivurdering av materiell for bruk av gass og enkelte konkurrerende teknologier, drivere for bruk av biogass, barrierer⁴³ inkludert kostnadsvurderinger, og vurdering av dagens virkemidler. Analysen ser primært mot 2030, men drøfter også mulig utvikling mot 2050 der det er relevant.

3.4.1 Veitransport

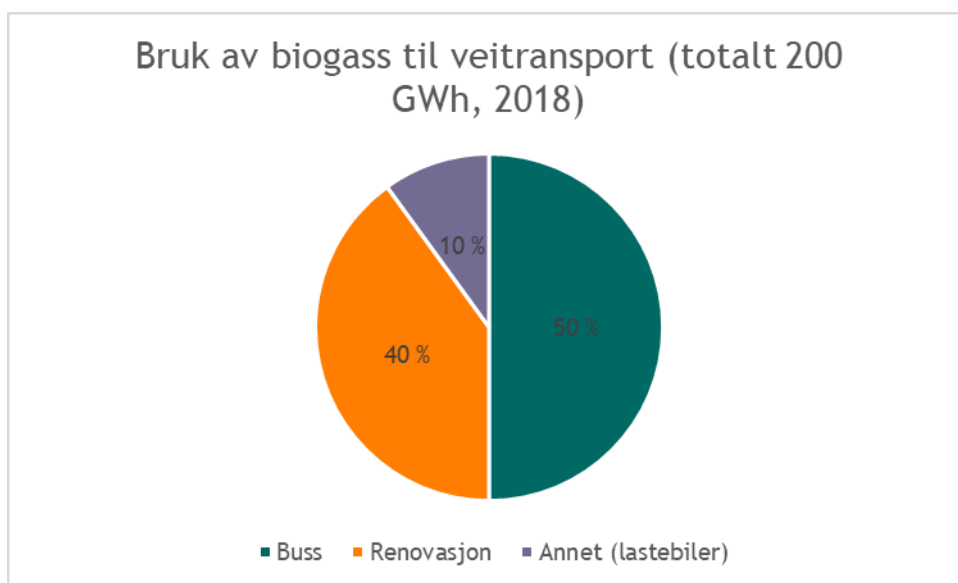
Beskrivelse av veitransportmarkedet og dagens bruk av biogass

Veitransportmarkedet er her avgrenset etter definisjonen i det nasjonale utslippsregnskapet, altså til veigående kjøretøy (personbiler, varebiler, busser, lastebiler, MC og moped). Samlet drivstofforbruk (ekskludert elektrisitet) i veitransport tilsvarte ca. 38 000 GWh i 2018. Drivstofforbruket er svakt synkende på grunn av innfasing av elektriske biler og mer drivstoffeffektive kjøretøy. Drivstofforbruket i sektoren er i hovedsak fossilt, men omsetningskrav for bruk av flytende biodrivstoff har resultert i betydelig salg av flytende

⁴³ Med barrierer i denne rapporten menes alle mulige hindringer som hindrer realisering av mulighetene/potensialene som er analysert. Det betyr at barrierer her ikke er å betrakte som hindringer som det er samfunnsmessig ønskelig å redusere eller fjerne i samfunnsøkonomisk forstand (markedssvikt).

biodrivstoff.⁴⁴ Foreløpige tall viser at det ble solgt ca. 6 000 GWh flytende biodrivstoff i Norge i 2019, noe som tilsvarer rundt 16 prosent av drivstoffet.⁴⁵ Av dette var 2 400 GWh avansert flytende biodrivstoff.⁴⁶ På nåværende tidspunkt er ikke endelig omsetning av biodrivstoff i 2019 kjent, men de to foregående årene har mesteparten av det avanserte biodrivstoffet vært HVO basert på brukt frityrolje og slakteriavfall.

Veitransportmarkedet er det markedet der bruk av biogass er mest utbredt. Bruken av biogass og naturgass i veitransportsmarkedet var i 2018 totalt på hhv. 219 GWh og 134 GWh.⁴⁷ Biogassforbruket utgjorde dermed omtrent 0,5 prosent av det totale drivstofforbruket i veitransportmarkedet i 2018. Biogassen ble primært brukt til buss- og renovasjonskjøretøy, se Figur 9.⁴⁸ Det kan antas at bruken av naturgass fordeler seg omtrent likt.



Figur 9 Fordeling av biogassbruk etter ulike veitransportssegmenter.

Dagens biogassbruk er delvis utløst av fritak for de relativt høye avgiftene på fossilt drivstoff i veitransportmarkedet (CO₂-avgift og veibruksavgift). I tillegg har offentlige anskaffelser blitt brukt for å fremme biogass i nisjer i noen markedet (buss- og renovasjonstransport). Få transportører i Norge har de seneste årene kjøpt gasskjøretøy med tanke på å kjøre på naturgass. Dagens naturgassbruk stammer trolig i hovedsak fra bruk som back-up for biogass i perioder med leveringsproblemer for biogass.

Antallet gasskjøretøy har økt de seneste årene i alle kjøretøyssegmenter, se Figur 10. Statistikken inkluderer også LPG-kjøretøy, som sto for ca. 20 prosent (87 GWh) av drivstofforbruket til gasskjøretøy i 2018. Selv om det er en relativt høy andel lette kjøretøy i statistikken, er for per bil svært lavt sammenlignet med tunge kjøretøy, og dette er også en

⁴⁴ Omsetningskravet er gitt i produktforskriften kapittel 3, og stiller krav til at en viss andel av alt drivstoff som går til veitrafikk skal være flytende biodrivstoff. Avansert biodrivstoff, som i hovedsak er laget av rester og avfall, teller dobbelt i oppfyllelse av kravet. I 2019 var omsetningskravet på 12 % og i 2020 økte det til 20 %.

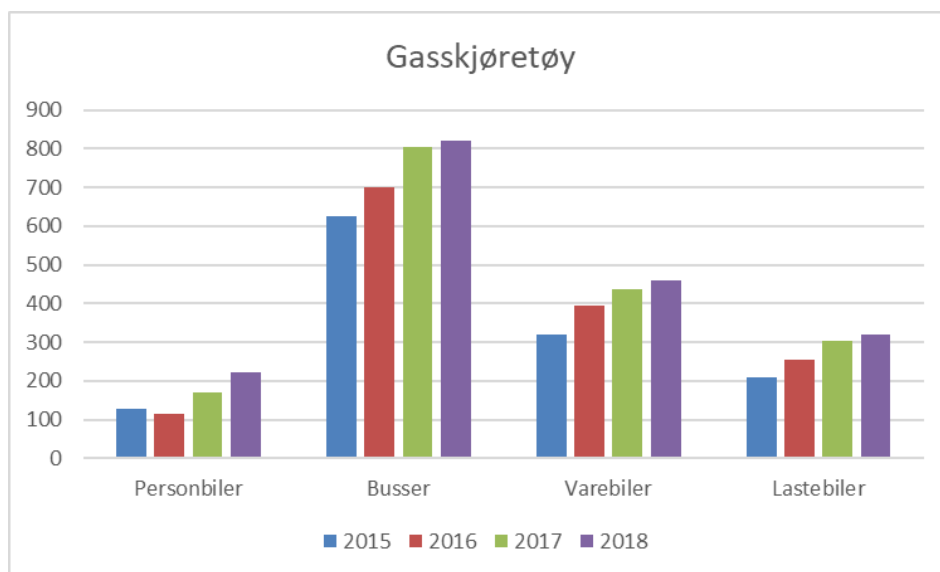
⁴⁵ Grovt omregnet fra 641 millioner liter (foreløpige tall).

⁴⁶ Grovt omregnet fra 240 millioner liter (foreløpige tall).

⁴⁷ SSBs energivarebalanse (foreløpige tall).

⁴⁸ Sjablongmessig anslag fra Avfall Norge, epost-korrespondanse 17.12.2019.]

viktig grunn til at dette markedssegmentet ikke er et satsingsområde for biogassdistributører i Norge. Buss- og lastebilsegmentet står for mesteparten av bruken av biogass til veitransport.



Figur 10 Oversikt over registrerte gasskjøretøy i Norge. Hentet fra Biogass Oslofjord (2019) basert på SSB tabell 11823, og Sund Energy (2016).

Bussmarkedet er sentralt for dagens biogassmarked

Som statistikken også viser, er bussmarkedet i dag det viktigste markedet for bruk av biogass i Norge, og størsteparten av forbruket av biogass som drivstoff skjer i dette markedet. En viktig årsak til dette er at det har blitt etterspurt fossilfrie alternativ ved anskaffelse av kollektivtransport. Økt konkurranse fra flytende biodrivstoff og batterielektriske busser har resultert i redusert etterspørsel etter biogass i bussmarkedet.⁴⁹ 820 gassbusser var registrert i Norge i 2018. Til sammenligning er det rundt 9 500 bybusser og 5 800 langdistansebusser i Norge i 2020.⁵⁰ Langdistansebusser er regionalbusser/pendlerbusser uten ståplass, flybusser, ekspressbusser og turistbusser. Biogass brukes primært i busskategoriene bybuss og distriktbuss fordi det er disse busstypene som brukes til offentlig kollektivtransport. I tillegg går et titalls minibusser på biogass i dag. Flesteparten av bussene i Norge er rutebusser, og de har tilsammen et årlig dieselforbruk på rundt 100 millioner liter diesel, altså omkring 1 000 GWh.⁵¹

Bussmarkedet er dominert av offentlige aktører, både gjennom et stort antall offentlig eide bussoperatører og gjennom at det offentlige bestiller mesteparten av transporttjenestene i bussmarkedet. Samtidig er bussmarkedet kjennetegnet av små marginer og tøff konkurranse i det leddet i verdikjeden som utfører transporttjenestene, altså bussoperatørene (for eksempel VY, Norgesbuss, Nobina). Andelen fossilfri busstransport er usikker, men ligger på godt over 50 prosent i flere fylker⁵², og ifølge anslag fra Kollektivtransportforeningen bruker norske

⁴⁹ Energigass Norge. Epost-korrespondanse 29.10.2019.

⁵⁰ Miljødirektoratet m.fl. (2019). "Klimakur 2030", tiltaksark for veitransport

⁵¹ Estimat basert på Kollektivtransportforeningens notat om grønne skatter: https://kollektivtrafikk.no/wp-content/uploads/2016/09/Brev_gronne_skatter.pdf.

Nyere anslag tilsier at anslaget stemmer noenlunde. Oppdaterte tall er ventet fra NHO Transport i mars 2020.

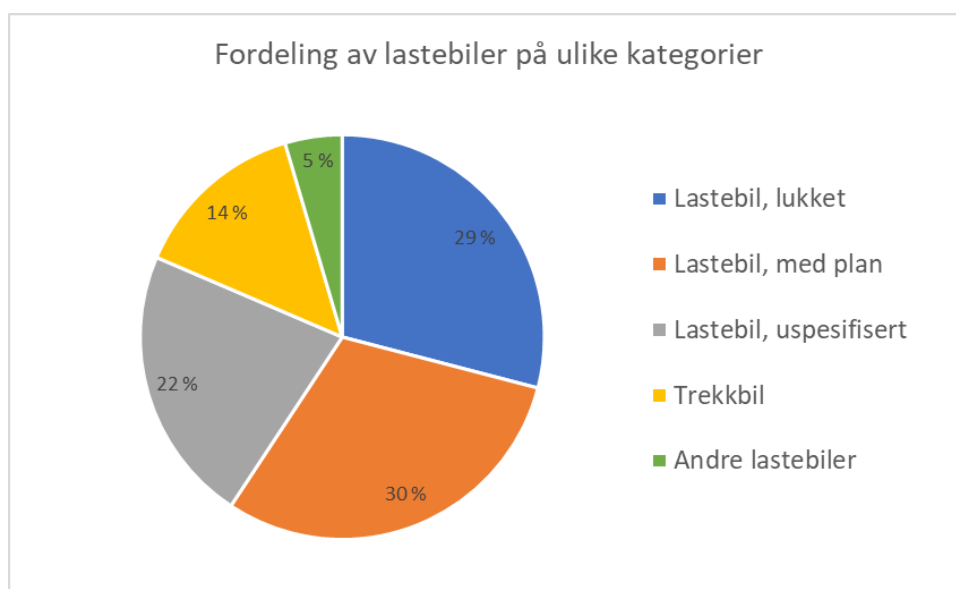
⁵² Departementene (2019). [Plan for fossilfri kollektivtrafikk i 2025](#). Handlingsplan. 01.07.19.

busselskaper 75 millioner liter biodiesel årlig.⁵³ Markedsandelen til biodiesel er altså høy. Gjennom nasjonale og lokale mål om utslippskutt i kollektivtransport, har bussmarkedet vært et marked som i større grad enn andre deler av transportsektoren vært villig til å akseptere merkostnader for fossilfrie løsninger. I tillegg kjennetegnes bussmarkedet av lange kontrakter, på mellom 8-10 år, og relativt stort totalt drivstofforbruk for hver kontrakt.

Av disse grunnene - aksept for merkostnader hos fylkeskommunene, lange kontrakter og stort drivstofforbruk - har bussmarkedet vært viktig for oppbyggingen av biogassproduksjon i Norge. Krav om, eller på annen måte vektlegging av, biogass i offentlige anskaffelser i bussmarkedet har vært det avgjørende virkemiddel for at biogasstilbud har vunnet busskontrakter. Lokalpolitisk forankring har vært avgjørende for denne vekstmodellen for økt biogassproduksjon, og den har følgelig vært sårbar for politiske skifter og lokale busselskapers syn på biogass og andre konkurrerende teknologier.

Lastebilmarkedet kan ha et betydelig potensial for biogassbruk

I 2018 var det en bestand på ca. 70 000 lastebiler i Norge, og hvert år selges omtrent 7 000 nye lastebiler. Omtrent 300 gasslastebiler var registrert i 2018.⁵⁴ Biogass har altså en marginal markedsandel i dag, og benyttes primært til renovasjon og noe annen tungtransport. Fordelingen av de 70 000 lastebilene på ulike kategorier er vist i Figur 11.



Figur 11 Fordeling av lastebiler på kategorier, basert på data fra periodisk kjøretøykontroll (Statens Vegvesen).

De ulike typene lastebilene har varierende kjøremønster og årlige kjørelengder.

I arbeidet med Klimakur 2030 ble utslippskategorien "lastebiler" brutt ned på tre kategorier ut ifra typen transport de bedriver:

1. Langtransport
2. Regional/lokal distribusjon
3. Massetransport

⁵³ Kollektivtransportforeningen referert i KS (2019). "Veibruksavgift på biodrivstoff." Brev fra KS til Finansdepartementet. Oppdaterte tall for 2020 er forventet i første halvår 2020.

<https://www.ks.no/globalassets/fagomrader/samfunnsutvikling/klima/Brev-fra-KS-til-Finansdepartementet.pdf>

⁵⁴ Gasskjøretøy kan også kjøre på fossil gass i form av naturgass eller LPG. Vi har ikke tall på fordelingen mellom gasstypene. LPG-lastebiler kan ikke kjøre på biogass.

Langtransport er transport med trekkbil med semitrailer og andre vogntog. Regional og lokal distribusjon vil inkludere utkjøring av varer, mat osv. til butikker, mindre leveranser til bedrifter og privatpersoner, renovasjonskjøretøy osv. Massetransport (transport av sand, stein, grus osv.) er i stor grad knyttet til anlegg (både bygging av store bygg, veier og annen infrastruktur), men omfatter også mindre oppdrag som drenering av hagen, bygging av små boliger osv.

I Klimakur er det sett på overgangen til elektriske lastebiler, der det er utredet et tiltak med 50 prosent el-lastebil-andel av nysalget i 2030. Innfasingen antas å være raskest for lastebiler til lokal/regional transport - der hvor biogass brukes i dag. Mot 2030 antas derfor at potensialet for økt bruk av biogass er størst for lastebiler innen langtransport, spesielt trekkvogner. Disse kjører langt og trekker tungt og kan derfor ha behov for flytende drivstoff i lengre tid framover.

Et knippe distributører og moderat tilgang på fyllestasjoner for biogass

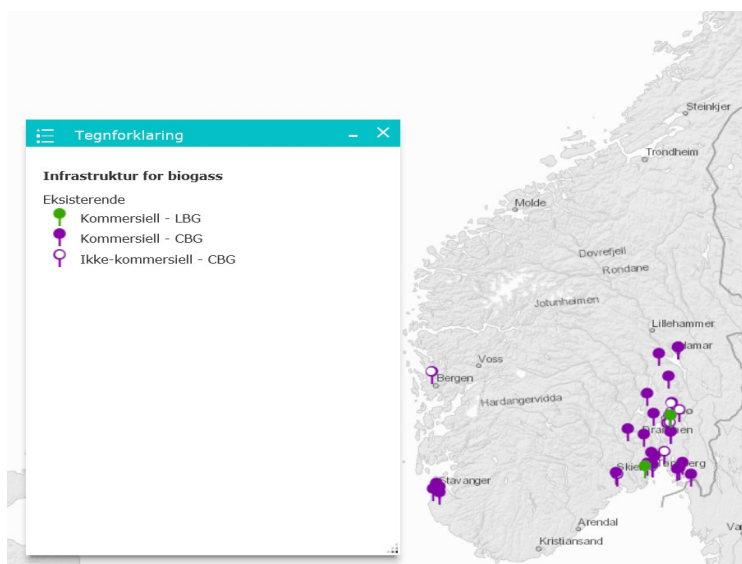
Dagens fylleinfrastruktur for biogass er hovedsakelig sentrert på østlandsområdet, og har i hovedsak vært utbygd i forbindelse med buss- eller renovasjonskontrakter, men mange av disse er også tilgjengelige for andre kunder. Det er totalt 34 fyllestasjoner for biogass i Norge.⁵⁵ 25 er offentlig tilgjengelige og befinner seg for det meste i byer på Østlandet, se Figur 12. Ni er oppført i tilknytning til parkeringsplasser for busser eller større transportaktører. De fleste av dagens fyllestasjoner er for komprimert biogass (CBG), men i 2019 ble to fyllestasjoner for flytende biogass (LBG) åpnet.⁵⁶ Flere av biogassdistributører rapporterer også om utbyggingsplaner eller pågående byggearbeid av nye CBG- og/eller LBG-stasjoner i 2020.

Fire aktører leverer i dag biogass til slutt kunder i det norske markedet, ofte omtalt som biogassdistributørene: AGA, Air Liquid Skagerak, Lyse og Gasnor.⁵⁷ Deres rolle i veitransportmarkedet er imidlertid langt mer omfattende enn å transportere biogass mellom produsent og sluttkunde. Rollen innebærer også markedsføring og salg, bygging og drift av fyllestasjoner, med mer. AGA har i dag flest fyllestasjoner med sine 21, mens Air Liquid Skagerak har åtte fyllestasjoner. Lyse opererer fire stasjoner i Stavangerområdet i kombinasjon med naturgassnettet, og Gasnor har én fyllestasjon i tilknytning til et bussdepot i Bergen.

⁵⁵ Biogass Oslofjord (2019). [Kartlegging av en nasjonal infrastruktur for biogass](http://biogassoslofjord.no/fyllestasjoner/). Rapport utarbeidet med midler fra Klimasats, Miljødirektoratet. Se også <http://biogassoslofjord.no/fyllestasjoner/>

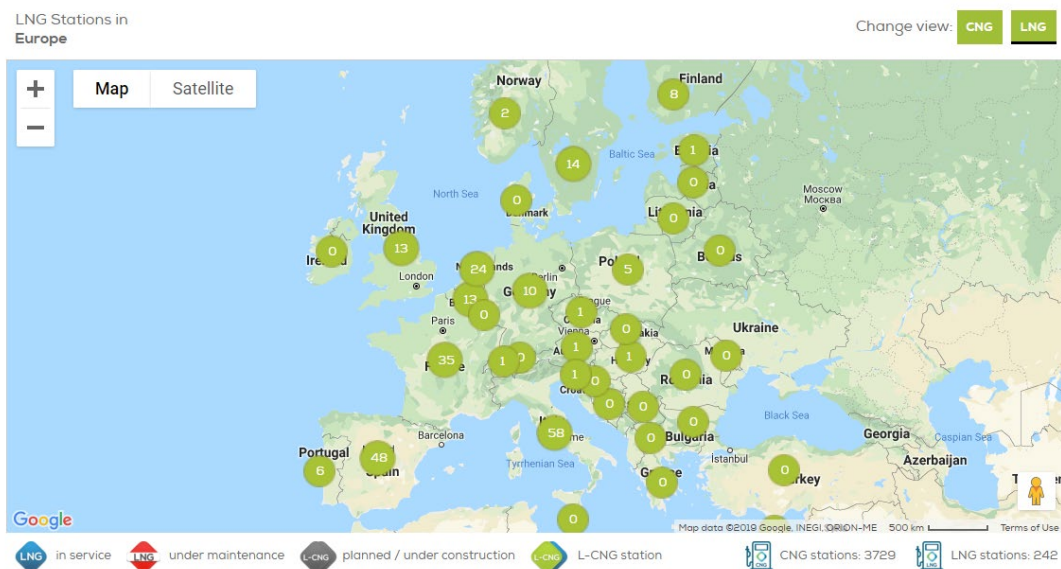
⁵⁶ Disse befinner seg ved Alnabru i Oslo og Borgekogen i Stokke, og ble oppført henholdsvis i desember 2018 av AGA og mai 2019 av Air Liquid Skagerak.

⁵⁷ Finske Gasum har annonsert planer om å etablere seg i Norge, og annonserte 13. november 2019 oppkjøp av AGAs norske biogassvirksomhet. Oppkjøpet skal i løpet av 2020 vurderes av norske og svenske konkurransemyndigheter. Sunnhordaland Naturgass (SNG) vil ved oppstart av biogassanlegget i Stord (2020/2021) trolig også falle inn i kategorien distributør.



Figur 12 Kart over fyllestasjoner for biogass i Norge.⁵⁸

I Europa er det i dag rundt 200 LNG-fyllestasjoner, se kart i Figur 13.⁵⁹ Enkelte av stasjonene kan også levere LBG, men det er salg av LNG som den primære driveren for utviklingen av stasjonene. Utviklingen av et europeisk nettverk av fyllestasjoner muliggjør langtransport mellom land basert på gass. I Sverige er det 14 slike stasjoner, i Finland 8. Det finske selskapet Gasum, har kommunisert planer om nordisk nettverk av 50 fyllestasjoner, der et knipp av disse skal ligge i Norge.



Figur 13 LNG-stasjoner i Europa.⁶⁰

⁵⁸ Hentet fra <http://www.biogassoslofjord.no> 15.12.19.

⁵⁹ Se <https://www.ngva.eu/stations-map/>

⁶⁰ Skjerm bilde fra <https://www.ngva.eu/stations-map/>. Hentet 15.12.19.

Markedsmuligheter for biogass i veitransport

Behovet for, og etterspørselen etter, bærekraftig biodrivstoff i veitransportmarkedet er stort. Biogass har likevel en utfordrende markedsituasjon i dag på grunn av sterk konkurranse med alternative fornybare drivstoff. Gjennomgangen av markedsmuligheter for biogass i veitransport begynner med teknologistatus for gasskjøretøy - og kostnadsbildet sammenlignet med et tilsvarende dieselskjøretøy. Vi har også sammenlignet biogass med andre fornybare alternativer - som biodiesel, hydrogen og batterielektriske kjøretøy. Analysene baserer seg primært på tilgjengelige serieproduserte gasskjøretøy, og analysen inkluderer derfor ikke videre omtalte ombyggingsmulighetene av bensin- og dieselskjøretøy.⁶¹ Avslutningsvis oppsummeres de viktigste barrierer for bruk av biogass i buss- og lastebilmarkedet, samt vurdering av dagens virkemidler og mulige nye virkemidler.

Veitransportmarkedet kjennetegnes av aktører med relativt kort investeringshorisont, fordi levetiden på kjøretøy i proffmarkedet (buss/lastebil) er kort (4-8 år). Dette gjør at teknologisk risiko ved kjøp av biogasskjøretøy er relativt lav. Biogassdistributørene som investerer i fyllestasjoner har noe lengre tidshorisont for sine investeringer enn levetiden på lastebilene (10 år). I bussmarkedet avskrives investeringene i fyllestasjoner over kontraktsperioden.

Teknologistatus - gasskjøretøy er modne, men møter økende konkurranse

Gasskjøretøy serieproduseres og er tilgjengelig i de fleste kjøretøyssegmenter, fra små personbiler til tunge lastebiler og busser. Denne følgende teknologigjennomgangen avgrenses til gassbusser og gasslastebiler da dette er de mest relevante kjøretøytypene for bruk av biogass i Norge.⁶²

Fordi ytelseskravene er nokså like for busser og lastebiler, utvikles ofte busser og lastebiler eller motorer til disse, av de samme aktørene.⁶³ Teknisk sett kan altså en motor som i dag kun brukes til lastebiler, også brukes til utvikling av nye busser. Gasskjøretøy er tilgjengelig i stort sett alle buss- og lastebilklasser, med motorstørrelse opp til 460 hestekrefter (hk). Lastebilene fra ca. 400 hk kan bruke både komprimert og flytende biogass, og yteevnen til disse ligger tett på tilsvarende diesellastebiler. Flere av de største lastebilprodusentene i Europa, som Iveco, Scania og Volvo serieproduserer gasslastebiler, og de har nylig lansert nye gassmotorer og gasslastebilmodeller. Enkelte større lastebilprodusenter, som Daimler, har avsluttet sin satsing på gasslastebiler til fordel for sterkere satsing på elektrifisering.⁶⁴

De seneste års utvikling av gassmotorer kjennetegnes av at gassmotorene har blitt mer konkurransedyktige mot dieselmotorer, og at LBG-tanker har blitt mer utbredt.⁶⁵ LBG har

⁶¹ Ombygging av tyngre kjøretøy til gassdrift er teknisk mulig og er ikke uvanlig i Europa og på verdensbasis for øvrig. Tilpasning av gasskjøretøy i Norge er derimot hovedsakelig innrettet mot personbilsegmentet for LPG (flytende propan). (Saxegård et al. (2019). "Biogass som drivstoff i tyngre kjøretøy og anleggsmaskiner. Aktører og kostnader." Oppdragsrapport for Biogass Oslofjord.

⁶² En grunn til det er at personbiler er relativt enkelt å elektrifisere, og i Norge har denne utviklingen kommet langt. I Klimakur 2030 (Miljødirektoratet m.fl. 2020) antas det at batterielektriske personbiler er økonomisk konkurransedyktige med fossilbiler før 2030.

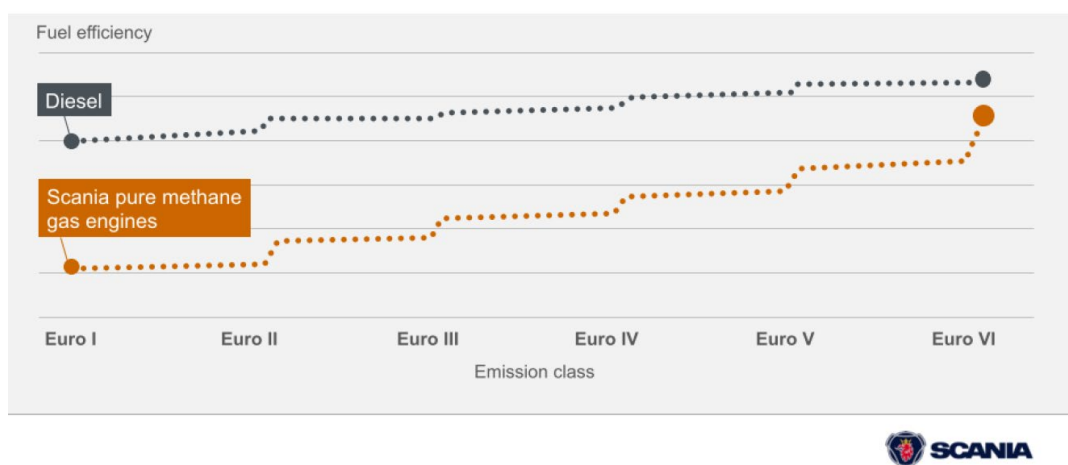
⁶³ F. eks. produserer Scania og Iveco både busser og lastebiler.

⁶⁴ Transport and Environment 05.11.2019. "World's biggest truckmaker rules out gas trucks in pursuing carbon neutrality". Artikkel. <https://www.transportenvironment.org/news/world%E2%80%99s-biggest-truckmaker-rules-out-gas-trucks-pursuing-carbon-neutrality>

⁶⁵ Gassmotorer forbruker gass i gassform, uavhengig av om kjøretøyet har tanker for komprimert (CBG/CNG) eller flyende gass (LBG/LNG).

vesentlig høyere energitetthet enn CBG, og gasslastebilene med LBG har dermed fått økt rekkevidde, helt opp til 1600 km.⁶⁶ Virkningsgraden er også betydelig forbedret og nærmer seg tilsvarende dieselmotorer.⁶⁷ For eksempel hevder Scania at deres nye Euro 6 motor gi en motorvirkningsgrad på 40 prosent sammenlignet med 43 prosent i en sammenlignbar dieselmotor, se Figur 14. Volvos nye motor for gassdrift innebærer også en klar forbedring fra tidligere versjoner både med tanke på ytelse og drivstofforbruk.⁶⁸ I realiteten rapporterer sluttbrukerne imidlertid reelt merforbruk av drivstoff, fra 5 til 20 prosent.

Hvorvidt ytelsesgapet mellom motorer for gass og diesel tettes ytterligere mot 2030 avhenger av videre forskning og utvikling på gassmotorer, som igjen henger sammen med motorprodusentenes satsing på gass. Erfaringer fra kjøretøyprodusenter, som Volvo Bus og Daimler, kan tilsa at aktørene ikke prioriterer utvikling av mer enn to motorteknologier eller drivlinjer samtidig.



Figur 14 Utvikling av virkningsgrad for Scania gassmotor sammenlignet med Scania dieselmotor.

Utvalget av tunge gasskjøretøy kan dekke de fleste behov i norsk tungtransport

Utvalget av gassbusser og gasslastebiler som selges i Norge defineres i stor grad av preferansene i det europeiske markedet, og disse kan avvike noe fra behovene til norske varetransportaktører. Norske aktører foretrekker generelt noe større motorer enn europeiske aktører, ofte begrunnet med topografien i Norge. Den største gassmotoren i markedet i dag, Volvos 460hk, er noe mindre enn det som typisk brukes for langtransport i Norge i dag, men er den vanlige motorstørrelsen for denne type transport på kontinentet. Selv om gassmotorstørrelsene som er tilgjengelige i dag begrenser markedspotensialet for biogass til tungtransport i Norge noe, er tilbakemeldingene fra gassdistributørene at motorstørrelsen ikke er en vesentlig barriere fordi andelen aktører som finner motorene tilfredsstillende er stor nok.⁶⁹

⁶⁶ Saxegård et al. (2019). "Biogass som drivstoff i tyngre kjøretøy og anleggsmaskiner. Aktører og kostnader." Oppdragsrapport for Biogass Oslofjord.

⁶⁷ Ibid.

⁶⁸ Volvos metandieselmotor er basert på dieselteknologi og benytter noe diesel (5-10%) til tenning. Ifølge Volvos egenomtale på volvo.no er drivstofforbruket identisk med tilsvarende dieselmotor,

⁶⁹ Innspill til Miljødirektoratet fra flere biogassdistributører på blant annet Nasjonalt kontaktforum for biogass 2019 og i andre kanaler.

Gassbusser er tilgjengelig i alle bussegmenter i dag, fra minibusser, bybusser, distriktsbusser⁷⁰ til coachbusser. Modellutvalget er imidlertid mindre enn for dieselbusser. Gassbusser bruker i all hovedsak komprimert gass (CBG), og dette gir tilfredsstillende rekkevidde for busser i rutedrift. Kun én LBG-buss finnes på markedet: En coach-buss (turbuss) fra Scania, og denne skal ha en rekkevidde på inntil 100 mil, se bilde under.⁷¹ Modellutvalget av LBG-turbusser er i dag svært begrenset. Turbusser kan imidlertid være en interessant nisje for biogassdrift fordi dette er et segment hvor elektrifisering har kommet kortere og kan bli mer krevende. LBG-turbusser vil også kunne utnytte samme fylleinfrastruktur som LBG-lastebiler. I teorien er det ingen tekniske barrierer for å utvikle flere LBG-busser basert på drivlinjer fra LBG-lastebiler.



Bilde: Turbuss: Scania Interlink Medium Decker coach. Fyllesystem for LBG til høyre. Foto: Scania.

Et viktig spørsmål i et 2030- og 2050-perspektiv er hvilken rolle biogass, og den type konvensjonelt fornybart drivstoff som biogass representerer, vil spille i buss- og lastebilmarkedet. Som gjennomgangen av batterielektriske løsninger under viser, vil biogassdrift trolig være mer kostbart enn batterielektriske løsninger når disse er serieprodusert. Det kan likevel være forhold som taler for at mange transportaktører likevel vil velge biogass eller lignende konvensjonelle teknologier. Særlig der transportaktørene har et irregulært driftsmønster, altså der kjøretøyene ikke går i faste ruter over flere år, vil hurtigfyllende drivstoff og lang rekkevidde kunne ha et konkurransefortrinn over batterielektriske kjøretøy. Slike aktører kan derfor være villig til å betale mer for kjøretøyteknologi som innebærer bruk av lett tilgjengelig og hurtigfyllende drivstoff som diesel eller flytende gass.

Fordi veitransportmarkedet er så stort vil selv små markedsnisjer kunne ha høyt energiforbruk. I Klimakur 2030-analysen ble det presentert et tiltak der LBG brukt til langtransport-lastebiler får en relativt stor nisje i langtransportmarkedet. I tiltaket der 10 prosent av nysalget av

⁷⁰ Distriktsbusser (type 2) er et annet eksempel på særnorske preferanser. Denne busstypen er utbredt i det norske markedet, men er langt mindre utbredt i Europa og verden for øvrig. I dette buss-segmentet er utvalget av gassbusser i dag større enn av batterielektriske busser, der utviklingen hovedsakelig har vært rettet mot bybusser (type 1). Dersom de norske preferansene for type 2 busser vedvarer mot 2030, kan dette være en nisje for biogassbruk.

⁷¹ Scania presenterte i 2018 den første LBG-drevne coach, se Scania 05.11.2018. "Scania introduces world's first gas-fuelled long-distance coach". Pressemelding. <https://www.scania.com/group/en/scania-introduces-worlds-first-gas-fuelled-long-distance-coach/>

trekkvogner fra 2022 til 2030 er biogasskjøretøy, blir etterspørselseffekten etter biogass på rundt 300 GWh/år i 2030.⁷² Tilsvarende kan det være stort etterspørselspotensial etter biogass fra mindre lastebiler og busser der batteridrift ikke muliggjør ønsket driftsmønster.

Konkurranseflate mot batterielektriske busser og lastebiler

Mot 2030 og 2050 blir hastigheten på elektrifiseringen av veitransport sentralt for markedspotensialet til biogass brukt som drivstoff. For veitransport betyr elektrifisering primært overgang til batteri- eller hydrogenelektriske kjøretøy, altså kjøretøy med elektrisk motor, uten direkte utslipp av klimagasser, NOx og partikler ved bruk.

De fleste store lastebilprodusentene er nå i gang med pilotprosjekter for elektrifisering av tyngre lastebiler. Utvikling av elektriske lastebiler henger tett sammen med produksjonen av elektriske busser. Ofte lager samme produsent kjøretøy eller komponenter til begge segment. Busser ligger foran i utviklingen og elektriske drivlinjer som utvikles til buss finner så veien til lastebiler. Flere produsenter, eksempelvis Volvo med FE og FL-seriene, har lansert serieproduksjon av mellomstore elektriske lastebiler (rundt ca. 25 tonn) til bruk i bynær logistikk, med tydelige mål om oppskalering de neste årene.

Utviklingen i bussmarkedet mot batterielektrisk drift har gått vesentlig raskere enn i lastebilmarkedet. Modellutvalget og produksjonsvolum av batterielektriske bybusser øker raskt, og produksjonskostnadene er fallende. Biogass vil normalt ha en konkurransefordel mot tunge batterielektriske kjøretøy når det gjelder rekkevidde og mulighetene for hurtig fylling. Men når det gjelder busser i rutedrift, er denne fordelene mindre viktig fordi rutedriften innebærer et forutsigbart driftsmønster som kan tilpasses rekkebegrensningene til bussene. Utvalget og utviklingen av batterielektriske region- og langdistansebusser ligger langt bak batterielektriske bybusser. Slike modeller finnes i dag i det amerikanske og kinesiske markedet, men blir foreløpig ikke levert av europeiske produsenter. Enkelte modeller forventes de neste årene, men langdistansesegmentet vil trolig preges av mangel på tilgjengelige batterielektriske busser i noen år fremover.⁷³ I dette segmentet kan det ligge interessante markedsmuligheter for biogassbusser, som lanseringen av Scantias LBG-turbuss kan være en indikasjon på.

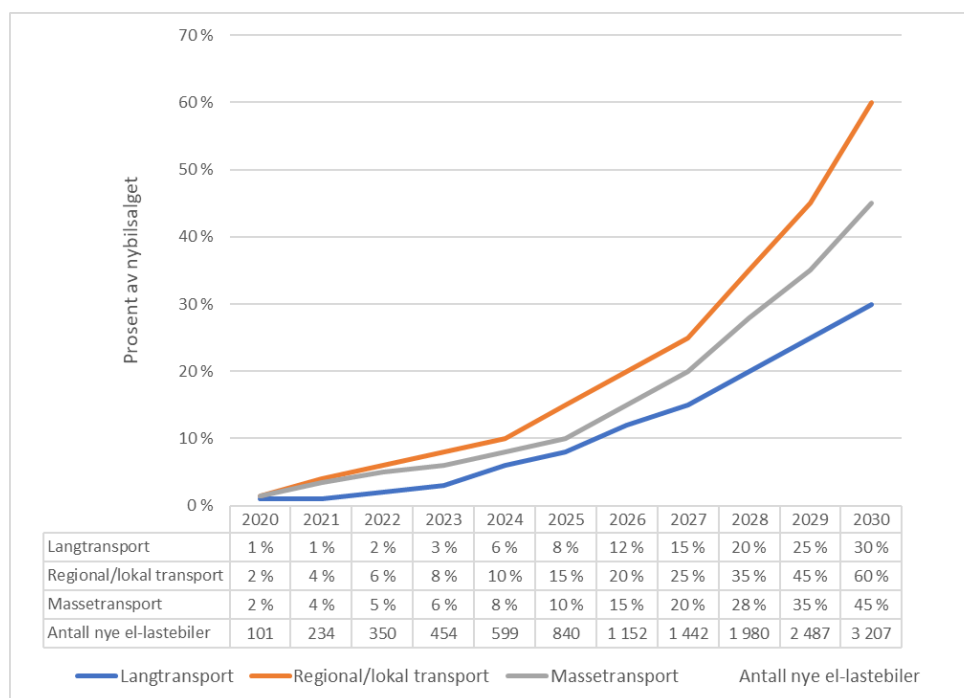
Analysene i Klimakur 2030 bygger på forventninger om at batterielektriske kjøretøy blir kommersielt tilgjengelig i de fleste kjøretøykategorier innen 2025. Fremtidig kostnadsutvikling er usikker, men dersom antakelsen om fremtidige batteripriser viser seg å stemme, kan batterielektriske busser og lastebiler bli lønnsomme sammenlignet med diesel før 2030, gitt dagens virkemidler. Hovedgrunnen til dette er at lave driftskostnader for elektriske kjøretøy generelt, og de tyngste spesielt, gir store besparelser sammenlignet med dieseldrift. Klimakur 2030-analysene anslår at det kan bli bedriftsøkonomisk lønnsomt å investere i små eller mellomstore batterielektriske lastebiler rundt 2025 dersom produksjons- og batterikostnader faller som forutsatt.⁷⁴ Lastebiler brukt til masse- eller langtransport kan bli bedriftsøkonomisk lønnsomme noen få år senere.

⁷² Miljødirektoratet m.fl. "Klimakur 2030." Tiltaksark: 10 prosent av nye trekkvogner går på biogass i 2030.

⁷³ Miljødirektoratet m.fl. "Klimakur 2030." Kapittel 4: Veitransport

⁷⁴ Beregningene baserer seg på videreføring av eksisterende virkemidler, herunder videreføring av fordeler for nullutslippskjøretøy på bomveier og ferger.

I Tiltaksanalysen av batterielektriske lastebiler i Klimakur er basert på en innfasing av lastebiler i de ulike segmentene som vist under i Figur 15. Tiltaket innebærer at de tyngste lastebilene blir innfaset senere enn små og mellomstore elektriske lastebiler.⁷⁵



Figur 15 Innfasingstakt for lastebiler i de ulike segmentene som prosentandel av nysalg. Tallene inkluderer hydrogen- og batterielektriske lastebiler som ligger i referansebanen.

Selv om batterielektriske lastebiler i snitt kan bli bedriftsøkonomisk lønnsomme å ta i bruk i løpet av analyseperioden, kan det være forhold som tilsier at aktører likevel ikke velger denne teknologien. Årsaken kan for eksempel være at ladeinfrastrukturen ikke oppleves som godt nok tilpasset aktørenes driftsmønster. I langtransportsegmentet, som de nye tyngre gasskjøretøyene kan operere i, innebar tiltaket som ble presentert i Klimakur 2030 at 30 prosent av nysalg av lastebilene i 2030 er elektriske. Eventuelle ambisjoner om å kutte utslippene mer i dette segmentet enn det som følger av tiltaket og av logistikk- og effektiviseringstiltak vil teknisk sett kunne realiseres ved å ta i bruk biogass.

Hydrogen er umodent, men kan bli viktig konkurrent til biogass

Mot 2030 kan også hydrogenelektriske busser og lastebiler med brenselcelle bli en konkurrent til biogass. Dette er fortsatt umoden teknologi i en tidlig fase, og testes ut i enkelte pilotprosjekter i Europa og Norge.⁷⁶ Hyundai har blant annet planer om å levere et mindre antall lastebiler til Sveits allerede i 2020, med planer om videre innfasing.⁷⁷ Kollektivselskapet Ruter har i flere år hatt et prosjekt med fem hydrogenbusser i Oslo og Akershus, og har valgt ikke å utvide satsingen på grunn av høye kostnader sammenlignet med batterielektriske busser.

⁷⁵ Mijødirektoratet m. fl. (2020) "Klimakur 2030: Kapittel 4 Teknisk notat og Tiltaksark for lastebiler."

⁷⁶ Enova har blant annet støttet Asko og Scania's hydrogenpilot med lastebil på veien januar 2020, se Enova pressemelding (uten dato) "ASKO satser på hydrogen og el".

<https://www.enova.no/bedrift/landtransport/landtransport-historier/asko-satser-pa-hydrogen-og-el/>

⁷⁷ Den første lastebilen med brenselceller er ifølge Hyundai ankommet Sveits, se <https://hyundai-hm.com/en/>

Hydrogen kan ha potensial til å bli en konkurransedyktig energibærer mot fossil energi mot slutten av 2020-tallet, men kostnadsutviklingen er usikker.⁷⁸ Hydrogenbusser- og lastebiler kan, som biogass, potensielt dekke deler av behovet i bussmarkedet som ikke batteriteknologi dekker. I likhet med biogass, kan hydrogen derfor være særlig relevant for turbusser.⁷⁹

Avansert HVO er fortsatt viktigste biogasskonkurrent - trolig også etter avgiftsendringer

Dieselteknologi er den dominante teknologien i lastebil- og bussmarkedet i dag, og utvalget av dieselkjøretøy er langt større enn for gasskjøretøy. Som vist over, har nye EURO VI-dieselmotorer mer eller mindre utlignet den tidligere konkurransefordelen til gassmotorer når det utslipp av NOx og partikler. Tidligere var det en teknisk barriere å oppnå fossilfri drift med dieselteknologi, men med utviklingen av HVO endret dette seg. HVO ble introdusert i markedet rundt 2015/2016, og kombinasjonen mer pålitelige forsyningskjeder, hvor klimanytte dokumenteres i henhold til EUs bærekraftskriterier, relativt lave drivstoffpriser og bruk i dieselbusser uten videre tilpasning, gjorde raskt HVO til et populært valg for å oppnå mål om fossilfri drift i busser og lastebiler.

Europeisk politikk legger føringer for teknologi- og markedsutviklingen til gasskjøretøy

Ambisjoner om økt bruk av naturgass har vært driveren for utvikling av gass til veitransport i Europa. Blant annet har naturgass vært fremmet gjennom EU-direktivet for alternativ infrastruktur, som blant annet stiller krav om tilfredsstillende nettverk av fyllestasjoner for naturgass i alle land.⁸⁰ I EU-land har naturgass brukt til veitransport har i gjennomsnitt 76 prosent lavere avgifter enn diesel, og med lik avgiftssats som diesel ville LNG-kjøretøy være konkurransedyktig.⁸¹ Naturgass-satsingen har vært begrunnet med mål om å redusere lokal luftforurensing og klimagassutslipp gitt en antakelse om at naturgass bidrar med dette. Muligheten for komplementær bruk av biogass har vært sekundært i argumentasjonen for økt bruk av naturgass til veitransport.

I 2019 vedtok EU-parlamentet CO₂-utslippskrav for lastebiler.⁸² Reguleringen antas å bli en sterk driver i overgang til ny motorteknologi, slik det er og har vært for lette kjøretøy. Utslippskravet for tunge kjøretøy innebærer at produsenter av tunge kjøretøy må redusere gjennomsnittlig direkte utslipp av CO₂ fra solgte kjøretøy med 15 prosent i 2025 og med 30 prosent i 2030, sammenlignet med nivåene i 2019 og 2020. Frem til 2025 vil det være mulig å akkumulere utslippskreditter som kan brukes for måloppnåelse i 2025.⁸³ Naturgasskjøretøy vil tilsynelatende

⁷⁸ Bloomberg (aug. 2019) peker på at hydrogen fra vind og solenergi under bestemte forutsetninger kan nå prisparitet med naturgass innen 2030. "Hydrogen's Plunging Price Boosts Role as Climate Solution." Artikkel, publisert 21.08.2019. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-08-21/cost-of-hydrogen-from-renewables-to-plummet-next-decade-bnef>

⁷⁹ Blant annet har Flixbus annonsert samarbeid med buss-selskapet Freudenberg, ifølge Electrive 02.09.2019. "Flixbus will Brennstoffzellenbusse testen". Artikkel. <https://www.electrive.net/2019/09/02/flixbus-will-brennstoffzellenbusse-testen/>

⁸⁰ DIRECTIVE 2014/94/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 22 October 2014 on the deployment of alternative fuels infrastructure <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094>

⁸¹ Transport and Environment (2018) "CNG and LNG for vehicles and ships - the facts". Rapport. https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2018_10_TE_CNG_and_LNG_for_vehicles_and_ships_the_facts_EN.pdf.

⁸² EU-kommisjonen (2019). "Reducing CO2 emissions from heavy-duty vehicles" https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/heavy_en

⁸³ Det vil si at lav- eller nullutslippskjøretøy kjøpt før 2025 teller med i beregningen av gjennomsnittlige utslipp i 2025. Null- og lavutslippskjøretøy er her av EU definert som hhv. kjøretøy uten direkte CO₂-utslipp (nullutslipp) og

regnes som utslippsreducerende, og kan dermed bidra til måloppnåelse både for 2025 og 2030.⁸⁴ Dette gir insentiver om produksjon av gasskjøretøy.

Etter vår kunnskap er det ikke endelig avklart om flytende biodrivstoff og biogass kan brukes for å oppfylle kravet, men det fremstår som mindre sannsynlig at dette vil bli mulig. Ifølge vedtaket skal det innen 2022 *utredes* nærmere mulighetene for inkludering av fornybare flytende eller gassformige drivstoff.⁸⁵ Tre forhold taler mot at biodrivstoff vil bli inkludert: 1) klimagassutslippene fra drivstoff, inkludert flytende biodrivstoff og biogass, allerede omfattende regulert gjennom fornybardirektivet og drivstoffkvalitetsdirektivet; 2) Inkludering av biodrivstofftiltak også i reguleringen av kjøretøysteknologi, vil være krevende å utforme på en måte som sørger for utslippseffekter utover det som allerede er vedtatt i de nevnte direktivene, og 3) biodrivstofftiltak er ikke en del av utslippsreguleringen av lette kjøretøy.

EUs fornybardirektiv (RED) legger føringer for hvilke typer biodrivstoff som blir brukt i Norge og Europa. I motsetning til reguleringen av utslipp fra kjøretøy, skal hvert enkelt medlemsland fastsette nasjonale forpliktende mål, som skal sørge for at EUs overordnede mål nås. Fornybardirektivet inneholder blant annet et mål om at alle land skal oppnå en viss andel fornybar energi til transportformål. Hvis flytende biodrivstoff eller biogass skal brukes til å oppfylle fornybarandelen må det oppfylle EUs bærekraftskriterier. Hvilke virkemidler som brukes for å oppfylle målene i direktivet er opp til hvert land. Fornybardirektivet ble vedtatt i 2008 og innlemmet i EØS-avtalen i slutten av 2011. I norsk regelverk er bærekraftskriteriene implementert i produktforskriften kapittel 3 og skal oppfylles for biodrivstoff som brukes til å oppfylle omsetningskravet. Biogass er ikke omfattet av omsetningskravet og det er derfor ikke plikt om å at biogass solgt i Norge skal oppfylle EUs bærekraftskriterer.

I 2018 ble det reviderte fornybardirektivet (RED II) vedtatt. Dette opphever det opprinnelige fornybardirektivet med virkning fra 1. januar 2021. Det er på nåværende tidspunkt ikke vurdert om direktivet skal innlemmes i EØS-avtalen. Dermed er heller ikke implementeringen i norsk regelverk påbegynt. Det reviderte fornybardirektivet har økte målsetninger om andel fornybar energi i EU. Det er også et nytt delkrav om at en viss andel av biodrivstoff i transport skal være avansert, som også kan inkludere biogass laget av avanserte råstoffer. I tillegg inneholder det reviderte direktivet oppdaterte og mer detaljerte standardverdier for livsløp utslipp fra ulike typer biodrivstoff, inkludert biogass. Her er biogass fra gjødsel til bruk i transport angitt en utslippsreduksjon på mellom 72-202 prosent sammenlignet med fossilt drivstoff, avhengig av

kjøretøy med minst 50 prosent lavere CO₂-utslipp enn gjennomsnittskjøretøy i sitt kjøretøyssegment ("group") i 2019 (rapporteringsperiode). EU-kommisjonen (2019). "Reducing CO₂ emissions from heavy-duty vehicles"

https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/heavy_en

⁸⁴ Vår tolkning basert på artikkel 21: "(21) Liquefied natural gas (LNG) is an available alternative fuel to diesel for heavy-duty vehicles. The deployment of current and upcoming more innovative LNG-based technologies will contribute to meeting the CO₂ emissions reduction targets in the short and medium term as the use of LNG technologies leads to lower CO₂ emissions when compared to diesel vehicles. The CO₂ emissions reduction potential of LNG vehicles is already fully reflected in VECTO. In addition, current LNG technologies ensure a low level of air pollutant emissions, such as NO_x and particulate matters. A sufficient minimum refuelling infrastructure is also in place and is being further deployed as part of national policy frameworks for alternative fuel infrastructure."

<https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/1242/oj>

⁸⁵ Se artikkel 15 (g). <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/1242/oj> Regulation (EU) 2019/1242 of the European Parliament and of the Council of 20 June 2019 setting CO₂ emission performance standards for new heavy-duty vehicles and amending Regulations (EC) No 595/2009 and (EU) 2018/956 of the European Parliament and of the Council and Council Directive 96/53/EC.

produksjonsteknologi.⁸⁶ Det reviderte fornybardirektivet sier også at EU-kommisjonen skal opprette en database for fornybart drivstoff på EU-nivå. Formålet er å sikre transparens og sporbarhet for fornybart drivstoff som brukes til å oppfylle fornybarmålene. Databasen skal også bidra til å forenkle bokføring av biogass som mates inn på et gassnett og handles internt i eller mellom land.

Barrierer for bruk av biogass i busser og lastebiler

Bedriftsøkonomiske merkostnader

Kjøretøy for biogass er i dag bedriftsøkonomisk ulønnsomme å anskaffe: kjøretøyene koster 20-50 prosent mer i innkjøp og er kun marginalt billigere å drifte. Vi har beregnet bedriftsøkonomiske kostnader ved å investere i en langdistanselastebil/trekkvogn som benytter LBG (LBG-lastebil) sammenliknet med en diesellastebil for årene 2020-2030. Analysen bygger på gjennomsnittsbetraktninger med følgende forutsetninger:

- merkostnad på ca. 500 000,- ved innkjøp av LBG-lastebil (Volvo FH 460 LNG) sammenliknet med diesellastebil over hele analyseperioden.⁸⁷
- LBG-lastebilen bruker 85 % LBG, 10 % LNG og 5 % diesel.
- Kjørelengde på 80 000km/år første 5 år, 20 000km/år siste 5 år.
- Prisen for LBG antas å øke med 17 % fram til 2030 målt i 2019-kroner, tilsvarende forventet prisutvikling for HVO i samme periode, og er deretter konstant.
- Prisen for diesel og naturgass holdes konstant over hele perioden. Pris for LBG, LNG og diesel inkludert avgifter er vist tidligere i Figur 7.
- Servicekostnadene for LBG-kjøretøyet antas å være noe høyere enn for dieselskjøretøyet.
- Avgiftsnivået i 2019 videreføres (ingen veibruksavgift på naturgass).⁸⁸
- Diskonteringsrente 9,5 %.

Bruk av LBG gir i dag noe lavere drivstoffkostnader (kr/kWh) enn ved å bruke diesel, men differansen forventes å bli gradvis mindre som følge av at prisen for LBG er antatt å øke mer enn prisen for diesel. Hovedårsaken til at biogass som drivstoff er rimeligere enn diesel er veibruks- og CO₂-avgift på diesel, som vist i Figur 7.

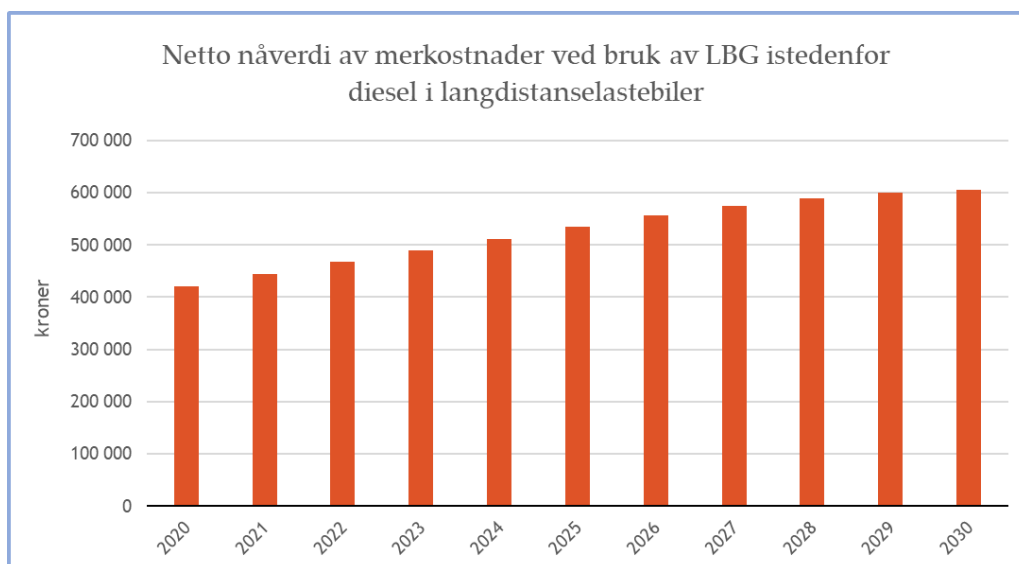
Vi har i beregningene antatt at første eier av kjøretøyet bruker trekkvognen ut levetiden sin. I realiteten vil lastebiler ofte bli solgt etter noen år og brukes da i et annet driftsmønster. Usikker restverdi ved salg av gasskjøretøy er altså ikke hensyntatt i analysen her, men vil kunne utgjøre en ytterligere barriere.

Figur 16 viser nettonåverdi (NNV) av merkostnader ved investering i en LBG-lastebil. Analysen viser at nåverdien av merkostnader for en LBG-lastebil er på 400-600 000 kr sammenliknet med en diesellastebil, altså at investeringen ikke er lønnsom. Reduserte drivstoffutgifter ved bruk av LBG er langt fra nok til å oppveie den økte investeringskostnaden og noe økte servicekostnader. Grunnen til at NNV av merkostnaden øker mot 2030 er at det er antatt en flat prisutvikling på diesel og en økende LBG-pris mot 2030, slik at reduksjonen i drivstoffutgifter blir mindre for biler som kjøpes sent i perioden, se også Figur 7.

⁸⁶ Standardverdiene er basert på gjennomsnittlige europeiske forhold, og er sensitive for hvordan husdyrgjødsel lagres i dag. Verdiene er derfor ikke nødvendigvis representative for norske forhold.

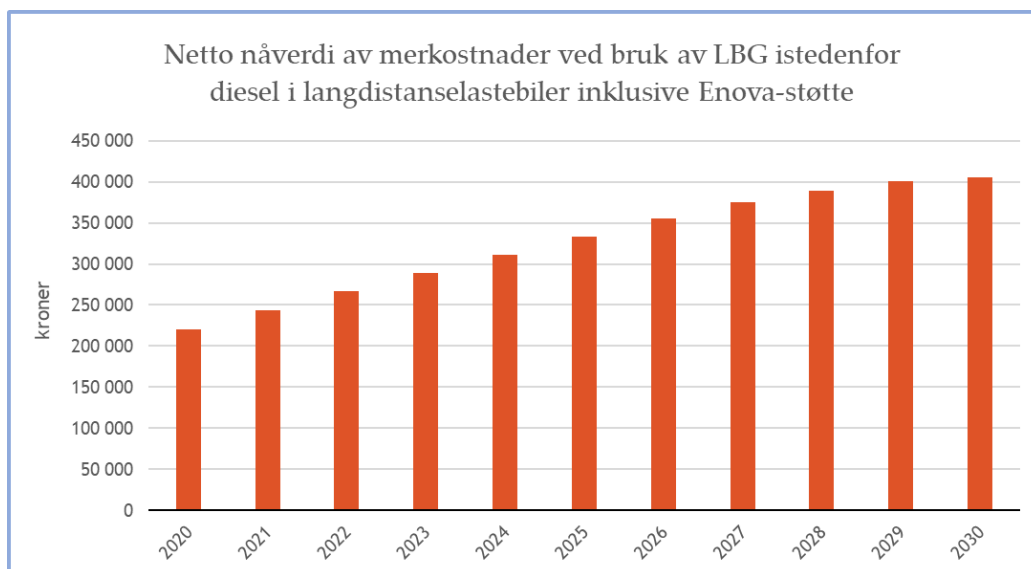
⁸⁷ Andre lastebilmodeller enn den som er brukt i analysen har lavere vesentlig lavere merkostnader i innkjøp, men har til gjengjeld høyere drivstofforbruk.

⁸⁸ Innføring av veibruksavgift på naturgass brukt som reserveforsyning for biogass vil øke de totale kostnadene, men med en lav andel naturgass gjør ikke denne avgiften gi stort utslag på de totale kostnadene.



Figur 16 Netto nåverdi av merkostnader ved bruk av LBG istedenfor diesel i langdistanselastebiler. Diskonteringsrente: 9,5 %. Diskontert til innkjøpsåret.

I dag gir Enova støtte på opptil 50 prosent av merkostnaden ved investering i LBG-lastebil. Dersom denne inkluderes i beregningen, forbedres den bedriftsøkonomiske lønnsomheten, se Figur 17. Det er likevel ikke nok til at LBG-lastebilen blir lønnsom, gitt våre forutsetninger.

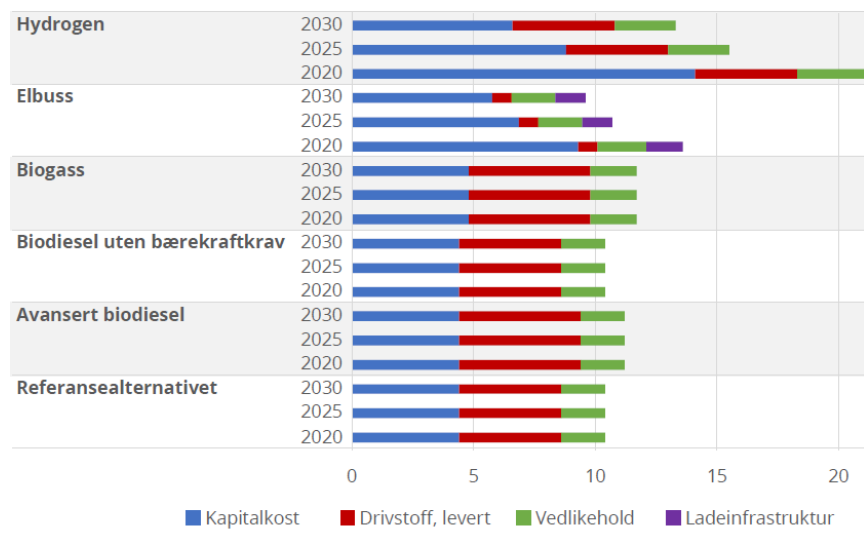


Figur 17 Netto nåverdi av merkostnaden ved bruk av LBG istedenfor diesel i langdistanselastebiler når Enova-støtten inkluderes (50 % av merkostnaden). Diskonteringsrente: 9,5 %. Diskontert til innkjøpsåret.

Kostnadsberegningene for LBG-lastebiler vurderes å være representativ også for andre lastebiltyper og busser, som for eksempel LBG-turbusser, men vi har ikke analysert disse segmentene nærmere. Tilsvarende bedriftsøkonomiske analyser av bussdrift er gjort tidligere. For eksempel viser Menon at bruk av biogass til bybussdrift i dag er generelt noe dyrere enn bruk av dieselteknologi, inkludert avansert biodiesel, men er i 2020 rimeligere enn

batterielektriske busser sett over hele kontraktsperioden, alle kostnader inkludert.⁸⁹ Dette er vist i Figur 18.

I tråd med Klimakur 2030-analyser av bybusser, viser analysen fra Menon at i 2025 vil batterielektriske busser til bybussdrift kunne være billigere enn dieseldrifter og dermed også biogassbusser. Kostnadsutviklingen er imidlertid usikker, og er her særlig sensitiv for at batteriprisene fortsatt vil falle.



Figur 18 Beregnede driftsøkonomiske kostnader for ulike driftsløsninger for buss i 2020, 2025 og 2030, kroner per km

Koordinering

Det er betydelige koordineringsbarrierer forbundet med bruk av biogass til både buss og lastebil. Biogassdrift av busser i kollektivtransport forutsetter mange beslutninger om investering i produksjonsanlegg, lokalpolitiske vedtak om prioritering e.l. av biogass i bussanbud, styring av busselskaper, innkjøp av busser og busstjenester, og utbygging av fyllestasjoner som må koordineres. Dersom det ikke stilles krav om bruk av biogass, men anlegges en mer teknologinøytral tilnærming til anskaffelsen, kan det også være en barriere at busselskapet (bussoperatøren) faktisk må velge å bruke tid på å utvikle et biogasstilbud overhodet.⁹⁰

Koordineringsutfordringene er også store for bruk til lastebil. Her må hver biogassfyllestasjon ha et tilstrekkelig antall sikre kunder, aller helst lenge før stasjonen bygges. Nye LBG-fyllestasjoner vil normalt ikke kunne utnytte eksisterende infrastruktur (arealer) for dieselfyllestasjoner, da disse tilhører konkurrerende verdikjeder. LBG-stasjoner vil derfor normalt måtte legges på nye arealer som må omreguleres.

Strukturen i varetransportmarkedet bidrar også til koordineringsbarrieren. Større transportselskaper kjøper i stor grad transporttjenester av mindre transportselskaper. Et typisk

⁸⁹ Departementene (2019). [Plan for fossilfri kollektivtrafikk i 2025](#). Handlingsplan. 01.07.19.

⁹⁰ Utvikling av tilbud i bussanbud er svært ressurskrevende, og flere bussoperatører (f. eks. VY) velger derfor å begrense antall teknologier de utvikler tilbud med. I noen tilfeller legger også oppdragsgiver (bestillerselskapet, f. eks. Ruter) begrensninger på hvor mange teknologier som kan leveres tilbud med.

transportselskap eier rundt fem trekkvogner, har små marginer, jobber på nokså korte kontrakter og er derfor tilbakeholdne med å ta risiko ved valg av teknologi, som biogass kan være eksempel på.⁹¹

Teknologi

- Varierende grad av kunnskap om driftstekniske aspekter ved gass hos sluttbrukere, og om LBG mer generelt.
- Forhandlerleddet kan oppleve barrierer knyttet til markedsintroduksjon av ny teknologi: merarbeid til innsalg av et nytt produkt, tidsbruk knyttet til søknad om offentlig støtte på vegne av kunden, usikkerhet knyttet til vedlikehold og oppfølging. I tillegg kan det være potensielt lengre leveringstid på LBG-kjøretøy enn for diesel, slik at inntektene fra salget kan komme på et senere tidspunkt enn for alternativet.
- Begrenset tilgang på LBG er en viktig barriere, selv om produksjonen kan øke (se kap. 4.4).

Fyllestasjoner

- Mangel på nettverk av fyllestasjoner er en barriere for økt bruk av biogass i veitransport, særlig for lastebiler og turbusser til langtransport.
- (Fyllestasjoner for biogass brukt til offentlig kollektivtransport bygges ut for hver nye busskontrakt, og er derfor ikke en fysisk barriere, men en kostnadsbarriere)

Regulatoriske barrierer

- Lokale planprosesser, primært arealplanprosesser, kan tilrettelegge for eller være til hinder for utbygging av fyllestasjoner. Identifisering av egnede arealer og eventuelt omregulering og utvikling av disse til fyllestasjonsformål har vist seg å være utfordrende og tidkrevende, særlig i og rundt de store byene.
- Rammevilkårene for bruk av LBG til trekkvogner oppfattes som uavklarte. Dette gjelder særlig om og eventuelt når biogass vil bli gitt rabatt i bomringen.
- Produktdefinering av biogass inkl. LBG er uferdig, og gir usikkerhet hos sluttbruker. Blant annet er det ikke utviklet formelt regelsett for håndtering av massebalanse for distribusjon av biogass.
- Norsk produksjon av oppgradert biogass er ikke underlagt myndighetskrav om å dokumentere bærekraft og klimanytte, utover rapportering på konsesjonsvilkår. Slik dokumentasjon er i økende grad etterspurt av sluttbrukere. Dette hindrer imidlertid ikke produsentene fra å kunne fremlegge dokumentasjon av bærekraft for potensielle sluttbrukere
- Biogass konkurrerer med flytende biodrivstoff som er omfattet av omsetningskravet for flytende biodrivstoff, altså biodrivstoff som er lovpålagt å omsette i Norge og som gir dobbelttelling i omsetningskravet. Dette innebærer at omsetter av flytende biodrivstoff har sterke insentiver om å selge for eksempel avansert HVO.

Vurdering av dagens og mulige nye virkemidler for bruk av biogass til lastebil og busser

Som beskrevet i det foregående kapitlet er hovedbarrierene for økt bruk av biogass merkostnaden, begrenset tilgang på fyllestasjoner, usikker etterspørsel etter biogassdrift og manglende kunnskap.

⁹¹ Bruk av intensjonserklæringer har vært et mye brukt virkemiddel for å motvirke koordineringsbarrieren, her eksemplifisert fra Oslo kommunes arbeid med utvikling av fyllestasjon for biogass:

<https://e24.no/energi/i/lAWqW7/her-vil-oslo-kommune-ha-ny-fyllestasjon-for-biogass-og-hydrogen>

For å øke bruken av biogass i veitransport er det flere virkemidler som kan benyttes:

- Økonomiske virkemidler
 - Investering: Det er mulig å gjøre biogasskjøretøy rimeligere i innkjøp, enten ved hjelp av en investeringsstøtte eller ved å øke kjøpsavgiftene på fossile kjøretøy
 - Drift: Det er mulig å gjøre biogasskjøretøy rimeligere i drift sammenlignet med dieselskjøretøy, for eksempel ved å øke CO₂-avgiften på fossile drivstoff eller ved å gi bruksfordeler til biogasskjøretøy (for eksempel reduserte satser i bomringen)
 - Fyllestasjoner: Oppmykning av tilskuddskrav fra Enova for utbyggin av nettverk av fyllestasjoner
- Offentlige anskaffelser og kunnskap: Det er mulig å øke etterspørselen etter transport med biogasskjøretøy for eksempel gjennom offentlige anskaffelser, og gjennom kunnskapsbygging, for eksempel via Klimasats.

Økonomiske virkemidler

Investeringsstøtte til gasskjøretøy

Et viktig element i merkostnadene for bruk av biogass er at gasskjøretøy er relativt dyre i innkjøp sammenlignet med dieselskjøretøy, og vi forventer at dette vil vedvare fram til 2030. **Enovas investeringsstøtte til gasskjøretøy** reduserer i dag merkostnaden gjennom å gi opptil 50 prosent av merinvesteringen. Støtten skal være utløsende, noe som innebærer at tiltaket ikke ville skjedd uten Enovas støtte. Det betyr konkret at søkeren ikke kan ha tatt investeringsbeslutning eller at lastebilene skal inngå i et tilbud i en anbudskonkurranse med uforbeholdent krav om bruk av biogass. Dette støtteprogrammet bidrar dermed til å redusere merkostnaden, men eliminerer ikke denne barrieren. Enova har siden oppstarten av programmet høsten 2017 støttet 23 prosjekter som omfatter til sammen 48 gasskjøretøy (til sammenligning selges det rundt 7000 lastebiler i året i Norge). Samlet støtte til disse prosjektene beløper seg til 23,0 MNOK. Prosjektene omfatter i all hovedsak tyngre kjøretøy for godstransport. 33 av disse kjøretøyene er planlagt å fylle flytende biogass (LBG), de resterende vil bruke komprimert biogass (CBG). Gjennom disse prosjektene forventer en å redusere energibruket av diesel med omtrent 17 GWh per år, en energimengde som tilsvarer nesten 1,7 millioner liter diesel.

At støtteprogrammet har bidratt til å utløse kjøp av et relativt lavt antall kjøretøy sier ikke nødvendigvis så mye om støtteprogrammet som sådan, men kan ha sammenheng med andre barrierer for økt bruk av biogass til godstransport. Eksempler på slike barrierer er begrenset antall fyllestasjoner for biogass. En annen årsak til begrenset bruk av ordningen er at den er avgrenset slik at den ikke skal overlappe med offentlige anskaffelser eller andre forutgående avtaler om bruk av biogass. Denne avgrensningen innebærer at den potensielle kjøperen av biogasslastebil må ta større deler av risikoen ved investering i biogasslastebil, samt at ordningen ikke bidrar til å redusere merkostnadene i offentlige anskaffelser. For økt salg av biogasslastebiler kan det derfor vurderes om støtteordningen kan innrettes på en måte som ytterligere reduserer merkostnadene og risikoen for kjøperne av lastebil.

Reduksjon av merkostnader for biogasskjøretøy kan også oppnås ved å **øke avgiftene på kjøp av dieselskjøretøy**, for eksempel ved å innføre en engangsavgift på diesellastebiler og -busser etter modell fra personbiler.

Støtte som reduserer driftskostnader

Barrierer for bruk av biogass i busser og lastebiler viser at det med dagens avgiftssystem er en betydelig merkostnad knyttet til å erstatte diesellastebiler med LBG-lastebiler. Det er i hovedsak tre måter å redusere den relative driftskostnaden ved bruk av LBG:

1. økt CO₂-avgift på fossile drivstoff
2. økt veibruksavgift for fossile drivstoff
3. innføring av bruksfordeler for biogasskjøretøy

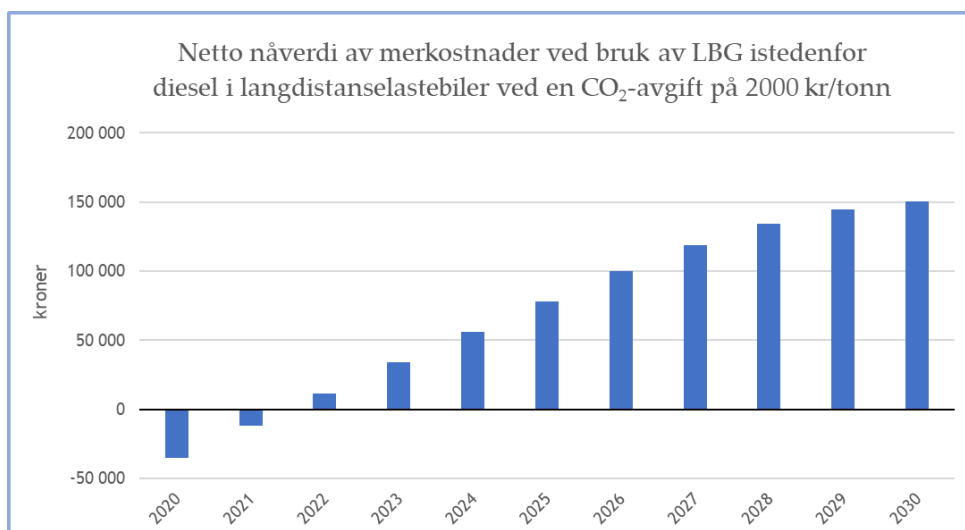
Ved å øke kostnaden på diesel, for eksempel gjennom **økt CO₂-avgift**, kan det være mulig å oppnå bedriftsøkonomisk lønnsomhet for LBG-drift, men en slik endring vil også styrke konkurranseevnen til andre fornybare drivstoff, gi insentiver til logistikkforbedringer, effektiviseringstiltak, og kan også påvirke det samlede transportomfanget. CO₂-avgiften er dessuten en sektorovergripende avgift, som innebærer at tilpasninger til økt avgift i andre sektorer kan få indirekte virkninger tilbake på veitransportsektoren. For å analysere markedstilpasninger ved økt CO₂-avgift vil det derfor være behov for å ta i bruk generelle modeller for økonomien.⁹² Selv med slike analyseverktøy vil det være stor usikkerhet knyttet til hvilke løsninger som kan vinne fram i markedene på litt lengre sikt, siden det kan skje raske teknologiske endringer for mange lav- og nullutslippsløsninger i årene framover.

Vi har allikevel benyttet vår forenklete modell som presentert over til å illustrere hva CO₂-avgiften må være for at det skal bli bedriftsøkonomisk lønnsomt å velge LBG-lastebil istedenfor diesel-lastebil. Ifølge våre beregninger må CO₂-avgiften være på cirka 2000 kr/tonn CO₂ i 2020 og økes gradvis til 2600 kr/tonn i 2030 gitt antakelsen om økt pris på LBG mot 2030. Netto nåverdi av merkostnaden med en CO₂-avgift på 2000 kr/tonn og 2600 kr/tonn er vist i henholdsvis Figur 19 og Figur 20.

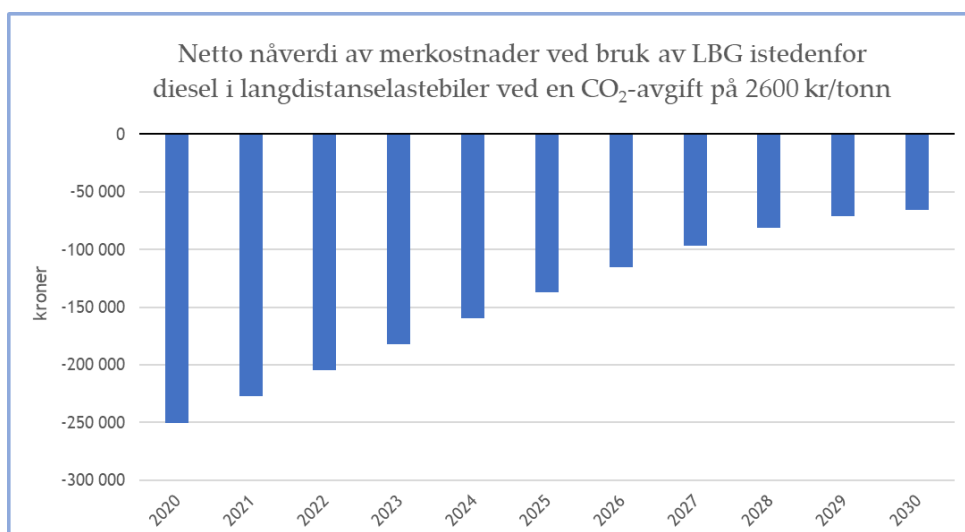
Det er i beregningen forutsatt at en økt CO₂-avgift ikke motsvares av tilsvarende reduksjoner i veibruksavgiften. Forutsetningene ellers er beskrevet i kapittel *Barrierer for bruk av biogass i busser og lastebiler*.

⁹² Se kapittel 3 i første rapport fra Teknisk beregningsutvalg for klima (2019):

https://www.regjeringen.no/contentassets/ae16bb6bcd8d433a9b3ce59ed9dddba8/m1442_tbu_rapport.pdf



Figur 19 Netto nåverdi av merkostnaden ved bruks av LBG ved en CO₂-avgift på 2000 kr/tonn. Diskonteringsrente på 9,5 %. Diskontert til innkjøpsåret.



Figur 20 Netto nåverdi av merkostnaden ved bruks av LBG ved en CO₂-avgift på 2600 kr/tonn. Diskonteringsrente på 9,5 %. Diskontert til innkjøpsåret.

Veibruksavgiften (3,62 kroner per liter) er betydelig høyere enn dagens CO₂-avgift, og fritaket for biogass har følgelig større betydning for konkurranseevnen til biogass i veitransportsektoren enn at biogass er unntatt for CO₂-avgift. En **økning av veibruksavgiften** for diesel vil kunne styrke biogassens konkurranseevne, men tilsvarende økning av CO₂-avgiften vil kunne ha samme effekt.

Innføringen av **veibruksavgift på naturgass** i 2020 svekker insentivene noe for bruk av gass til veitransport. Ettersom naturgass fungerer som reserveforsyning for biogass, bidrar avgiftsendringen til at kostnadene ved reserveforsyning øker, som øker prisen på biogass noe. Effekten veibruksavgiften på naturgass har på de totale kostnadene ved biogassdrift avhenger av hvor stor andel naturgass som blir brukt. Dette henger igjen sammen med tilgangen til biogass, som i perioder kan være ustabil. Ved bruk av 10 prosent naturgass og full veibruksavgift fra 2025, vil de årlige drivstoffkostnadene for biogassdrift øke med ca. 16 000 kroner per lastebil i forhold til en situasjon uten veibruksavgift på naturgass (en økning av drivstoffutgiften på

rundt 3 %). Fordi tilgangen på biogass, særlig i oppstartsfasen av ny produksjon, kan være ustabil, innebærer veibruksavgift på naturgass økt økonomisk risiko i forbindelse med ny biogassproduksjon (fordi manglende leveranser av biogass vil få en større økonomisk konsekvens enn tidligere). Kombinasjonen av 5 prosent årlig økning av CO₂-avgift og full veibruksavgift for naturgass i 2025 vil innebære at naturgass da har omtrent 5 kr høyere avgifter enn biogass per Sm³. Dersom biogass beholder dagens avgiftsfritak, vil naturgass trolig fortsatt være noe rimeligere enn biogass i 2025, gitt at prisen på biogass øker som forutsatt (+17 % til 2030) og naturgassprisen holder seg konstant, se Tabell 4. I disse prisanslagene for LNG er ikke er infrastrukturkostnader allokert til LNG -prisen.

Tabell 4 Prisantagelser for naturgass og biogass. Alle priser er oppgitt som kr/Sm³. For CO₂-avgiften er det antatt en årlig økning med 5 %. For veibruksavgiften er det antatt 1,02 kr/Sm³ i 2020 med en økning til full veibruksavgift på 3,6 kr/Sm³ i 2025.

Prisantagelser for naturgass og biogass			
	2020	2025	2030
Naturgasspris uten avgifter (LNG)	4,36	4,36	4,36
CO ₂ -avgift	1,02	1,30	1,66
Veibruksavgift	1,02	3,60	3,60
Naturgasspris inklusive avgifter, uten MVA	6,40	9,26	9,62
Biogasspris (LBG)	10,10	10,93	11,82

Innføring av **veibruksavgift på biodiesel** (fra juli 2020) styrker trolig ikke konkurranseevnen til biogass dersom omsettere velger å fortsette praksisen med å selge biodieselen med "rabatt" tilnærmet størrelsen på veibruksavgiften fordi de uansett er nødt til å selge et visst volum pga. omsetningskravet (se videre drøfting under offentlige anskaffelser).

Det er mulig, men trolig krevende å innføre ulike **bruksfordeler for biogass**, som for eksempel reduserte satser i bomringen, dedikerte laste- og losseplasser eller reduserte fergetakster.

Kjøretøy som benytter biogass har ikke de samme **bompeng- og fergefordelene** som kjøretøy som benytter elektrisitet eller hydrogen har. Innføring av en eventuell rabatt på linje med el- og hydrogenkjøretøy vil redusere merkostnadene for biogasskjøretøy. Størrelsen på besparelsen vil avhenge av størrelsen på rabatten, bompengekostnadene i området kjøretøyet brukes, og hvor mye kjøretøyet brukes. For å oppnå bedriftsøkonomisk lønnsomhet ved bruk av LBG-lastebil istedenfor diesel-lastebil vil det kreve bompeng-innsparinger på rundt 85.000 kr/år. Dette tilsvarer rundt 7 daglige passeringer av en Oslo-bomring. Bompengekostnadene er normalt størst rundt byer, og rabatt for biogass vil kunne bidra til at biogass vris mot bydistribusjon, som er et segment innenfor varedistribusjon der konkurransen fra batterielektriske lastebiler er antatt å komme først og bli størst, se mer i kap. 3.4.1. Insentivering av biogasskjøretøy i denne lastebilklassen kan føre til tregere innfasing av batterielektriske lastebiler. I Klimakur 2030 ble regional tungtransport (trekkvogner) trukket frem som et segment der bompengerabatt til biogasslastebiler var et mulig virkemiddel. Hvordan en slik avgrensning av kjøretøykategorier i bompengordningen kan gjennomføres i praksis, ble ikke drøftet nærmere, men det er trolig betydelig praktiske barrierer ved en slik innretning. Hvis det er et mål å redusere konkurranseflaten mot batterielektriske lastebiler, er det også mulig å se for seg en differensiering av satsene som favoriserer batterielektriske lastebiler over biogasslastebiler, men som samtidig bidrar til at begge teknologier styrker konkurranseevnene mot diesel.

En eventuell bompengerabatt for biogasskjøretøy kan være regulatorisk krevende å innføre. Selv med eventuell lokalpolitisk enighet om å gi rabatt til biogasskjøretøy i en region, må ordningen godkjennes av Stortinget. Et eventuelt politisk vedtak må også operasjonaliseres av nasjonale veimyndigheter og integreres i eksisterende tekniske løsninger for innkreving av bompenger. Dersom en eventuell rabatt forutsetter at kjøretøyene må bruke 100 prosent biogass, vil det måtte utvikles administrative og/eller tekniske systemer som muliggjør oppfølging av et slikt krav. Et slikt system vil blant annet måtte innehold klart definerte regler for massebalanse for distribusjon og salg av biogass.⁹³

Fyllestasjoner

Enova gir **støtte til investeringer i fyllestasjoner** for biogass. Siden oppstarten av ordningen høsten 2017 har Enova støttet to fyllestasjoner, begge lokalisert på Østlandet. Begge stasjonene tilbyr tanking av både komprimert biogass (CBG) og flytende biogass (LBG). Støtten til disse to prosjektene er til sammen 14,5 MNOK.⁹⁴ Støtte til utbygging av fyllestasjoner for biogass bidrar til å redusere investeringskostnadene (kapitalkostnadene) ved fyllestasjonsdriften. I tillegg bidrar støtten til å gjøre utbyggingsprosjektene mindre kapitalkrevende for biogassdistributørene, som kan bidra til at fyllestasjonsprosjektene blir høyere prioritert internt i selskapene enn ellers. I en oppbygningsfase er markedet for biogass til veitransport være lavt og innebærer risiko for distributørene som investerer i fyllestasjoner. Investeringsstøtten kan da i en viss grad avhjelpe denne risikoen.

Dagens støtteordning for fyllestasjoner er ikke innrettet mot etablering av nettverk av fyllestasjoner, og behandles kun i sammenheng med tilknyttet søknad om støtte til kjøretøy, som i teorien kan være ett kjøretøy. Denne innretningen er slik vi forstår det et risikoreduserende tiltak fra Enovas side. Biogassdistributører med ønske om å ta større risiko, for eksempel ved å gjennomføre en serie av parallelle fyllestasjonsutbygginger uten å ha kundegrunnlaget på plass, vil ha begrenset mulighet for støtte med dagens ordning. En økt utbygging kan trolig stimuleres dersom Enovas støtteordning i større grad blir innrettet mot etablering av utbygging av **nettverk av fyllestasjoner**, og at **kravene til søker mykes noe opp**. Det er også verdt å merke at mesteparten av den økonomiske risikoen for fyllestasjonsutbygging ligger hos biogassdistributørene også etter at det er gitt investeringsstøtte fordi de også må dekke driftskostnadene for fyllestasjonene. Enova gir ikke støtte til fyllestasjoner for biogass til sjøfart da infrastruktur ikke antas å være en barriere for bruk av biogass.

Offentlige anskaffelser og kunnskap

Biogassbruk i veitransportmarkedet kan også stimuleres gjennom **Klimasatsmidler til kommuner og fylkeskommuner**. Klimasats har bidratt til å utløse en rekke biogassprosjekter som har hatt mål om å øke bruken av biogass til veitransport. Ordningen utfyller på mange områder Enovas støtteprogram. Blant annet har Klimasats gitt støtte til utredninger av bruk av biogass til veitransport, og til både utredning av og investeringsstøtte for fyllestasjoner.

⁹³ Massebalanse er et system som ivaretar opplysninger om egenskaper til ulike partier med drivstoff eller råstoffblandinger, samtidig som det tillates at drivstoff med ulike egenskaper blandes. Dette systemet brukes ved rapportering på oppfyllelse av omsetningskravene for flytende biodrivstoff i veitrafikk og luftfart, samt ved oppfyllelse av fornybarmålene i EUs fornybardirektiv. Hovedprinsippet er at summen av egenskapene til partier/råstoffblandinger som tilføres en blanding er lik summen av egenskapene som trekkes ut av blandingen.

⁹⁴ Transnova, som ble overtatt i av Enova i 2015, hadde også en ordning med investeringsstøtte til fyllestasjoner for biogass, og eksempelvis ble AGA sin fyllestasjon på Alnabru utløst av støtte fra Transnova.

Klimasats støtter ikke lenger fyllestasjoner da dette nå dekkes av Enova. Klimasats har støttet 13 etterspørselsrettede biogassprosjekter med tilsammen 26 MNOK i perioden 2016-2019.

Fylkeskommunene kan få støtte gjennom Klimasats til merkostnader for biogassfyllestasjon for kollektivtransport, siden det ikke er omfattet av Enovas støtteordning.⁹⁵ Kun én søknad om støtte til fyllestasjoner for biogassbuss har blitt sendt inn, selv om merkostnader ved nettopp fyllestasjoner er en viktig kostnadsdriver for bussdrift med biogass.⁹⁶ Dette kan tyde på at denne støttemuligheten er lite kjent. Klimasats utfyller også Enovas støtteordninger ved å kunne støtte merkostnader som skyldes biogassdrift ved innkjøp av transporttjenester. Selv om muligheten til støtte for å redusere merkostnader ved biogassdrift ble bedre kjent, ville fortsatt støttemuligheten vært avhengig av at anbudsprosessene sammenfalt med de årlige tildelingsprosessene til Klimasats, samt at Klimasats-ordningen videreføres. Klimasats-søknader vil også måtte vurderes opp mot hverandre etter gitte kriterier, blant annet utslippsreduksjon per støttekrone og bidrag til teknologi- eller verdikjedeutvikling. Det er altså ingen garanti for at søknad om dekning av merkostnader for biogassdrift blir innvilget støtte i konkurranse med andre søknader.

Offentlig anskaffelser av veitransporttjenster (buss og renovasjon) som har stilt krav om bruk av biogass, eller på andre måter favorisert biogassdrift over diesel- eller biodiesel, har vært et sentralt virkemiddel for å øke bruken av biogass i Norge. Kombinasjonen av kontraktskrav og tildelingskriterier har også bidratt til å fremme biogass. Den viktigste årsak til dette er at offentlige anskaffelser reduserer koordinerings- og kostnadsbarrierer som kjennetegner biogass (og andre umodne verdikjeder).

Offentlige anskaffelser er et mindre treffsikkert virkemiddel for å fremme bruk av biogass til varetransport (lastebiler) enn til buss- og renovasjonskjøretøysdrift. Årsaken er at offentlig kjøp av varetransporttjenester skjer indirekte via anskaffelsens hovedformål som kan være kjøp av mat, materialer eller helsetjenester. Anskaffelsens miljøkrav- eller kriterier retter seg derfor også i hovedsak mot hovedtjenesten eller varene som skal anskaffes.

Erfaringer fra de senere årene har vist at økt bruk av tildelingskriterier og innkjøpsmatriser som vektet ulike teknologier ulikt har bidratt til realisering av få biogassprosjekter, mens andre løsninger som bruk av HVO oftere har vunnet anbudene.⁹⁷ Hensikten med bruk av tildelingskriterier er å øke konkurransen mellom tilbyderne og deres underleverandører for slik å redusere kostnadene og øke kvaliteten på tjenestene som blir levert. I praksis har bruk av tildelingskriterier og innkjøpsmatriser resultert i konkurranse mellom ulike løsninger, hvor den rimeligste løsningen som tilfredsstiller kravene har vunnet. Som oftest har dette vært avansert HVO, som også har hatt en fordel av å være omfattet av omsetningskravet i veitransport (mer

⁹⁵ Støtten gis ut som en engangsutbetaling og taket er på 12 millioner kroner. Det forutsettes at støtten har utløsende effekt, som vil si at det ikke kan foreligge et politisk vedtak om å fullfinansiere merkostnader forbundet med krav om bruk av biogass til kollektivtransport. Det kan imidlertid gis støtte dersom 1) biogasskrav er vedtak i klima og energiplan uten at det er satt av penger på budsjettet, 2) det er avsatt penger, men administrasjonen erfarer at det ikke er nok eller 3) politisk vedtak om at fylkeskommunen vil stille krav om biogass, forutsatt at de får Klimasats-støtte.

⁹⁶ Søknaden ble for øvrig avslått pga. manglende utløsende effekt da fullfinansiering av merkostnader ved biogassbruk allerede var vedtatt. Hvis søknaden var basert på et politisk vedtak der det ikke fulgte med nok penger ville imidlertid prosjektet kunne være støtteberettiget.

⁹⁷ En slik innkjøpsstrategi omtales ofte som "teknologinøytral" selv om den i realiteten ikke likestiller ulike teknologier.

om dette virkemiddelet under). En mulig justering av offentlige anskaffelser for å fremme biogass er å **øke vekting av klima/miljø**. Økt vekting av klima/miljø vil få økt effekt dersom også **vektingen av biogass øker**. Vanlig praksis i offentlige anskaffelser i dag er at biogass har omtrent samme klima/miljø-vekting som avansert HVO. Vektingen av de ulike teknologiene fastsettes i de enkelte offentlige anbudene, men påvirkes av statlige føringer, særlig gjennom råd fra Digitaliseringsdirektoratet (Digdir). Det er etter Miljødirektoratets vurdering miljø- og innkjøpsfaglig grunnlag for å vekte biogass høyere enn flytende avansert biodrivstoff, blant annet fordi biogass ikke er omfattet av omsetningskravet i veitransport.⁹⁸ Digitaliseringsdirektoratet og Miljødirektoratet utreder i 2020 hvor det er hensiktsmessig å stille krav om nullutslipp i leveranser av varer og tjenester til det offentlige. Her vil det blant annet vurderes om biogass skal inngå i et slikt krav.

Omsetningskravet for flytende biodrivstoff i veitransport påvirker konkurransesituasjonen til biogass i veitransportmarkedet ved at virkemiddelet i dag overlapper med offentlige anskaffelser og andre enkeltkunders kjøp av avansert HVO. Omsetningskravet innebærer at omsettere av fossilt drivstoff (for eksempel Circle K) er lovpålagt å selge en viss andel flytende biodrivstoff. De må også selge en viss andel avansert biodrivstoff, for eksempel avansert HVO, som har økt verdi i omsetningskravet fordi det "dobbelttelles". Fordi omsetterne uansett må selge en viss andel avansert biodrivstoff vil offentlige anskaffelser e.l. av avansert HVO innebære at omsetterne kan blande inn tilsvarende mindre biodrivstoff i diesel solgt på pumpen. Biogass er ikke omfattet av omsetningskravet. Basert på tall fra omsetternes årlige rapportering på oppfyllelse av omsetningskravet og avgiftsrapportering er det antatt at det er relativt utbredt praksis at avansert HVO som selges til enkeltkunder, brukes til å oppfylle omsetningskravet.

Fra 1. juli 2020 innføres det veibruksavgift på alt flytende biodrivstoff, det vil si at også det som selges utover omsetningskravet omfattes av veibruksavgift. Flytende biodrivstoff er dyrere enn fossilt drivstoff, og denne avgiftsfordelen for biodrivstoff utenfor omsetningskravet har vært hovedårsaken til overoppfyllelse av omsetningskravet biodrivstoff de siste årene. Dagens satser på CO₂-avgiften er ikke høye nok til å gjøre biodrivstoff konkurransedyktig på pris. Vi forventer dermed at det ikke omsettes biodrivstoff utover omsetningskravet fra 1. juli. Omsetterne vil imidlertid fortsatt ha sterke insentiver om å selge deler av det lovpålagte biodrivstoffvolumet til betalingsvillige enkeltkunder, slik praksis er i dag. Konkurransen mellom avansert HVO og biogass (og for så vidt også elektriske løsninger) vil med andre ord trolig ikke reduseres vesentlig som en følge av avgiftsendringen.

Enkeltkunders kjøp av avansert HVO, for eksempel gjennom offentlige anskaffelser, bidrar altså trolig i liten grad til å øke mengden biodrivstoff solgt i Norge dersom det leveres av omsettere som er underlagt omsetningskravet. To mulige justeringer av virkemidler kan redusere denne utfordringen: For å sikre reell effekt kan omsetningskravet endres slik at ikke rene biodrivstoff solgt til enkeltkunder (for eksempel 100 % avansert HVO) ikke kan brukes til oppfyllelse av kravet, tilsvarende som i Sverige. En annen mulighet er at enkeltkundene, for eksempel i offentlige anskaffelser, krever at biodrivstoffet de kjøper ikke rapporteres som en del av omsetningskravet. Begge disse mulige endringene vil kreve utvikling av nye administrative systemer, og det er usikkert om det vil utvikle seg et "utenfor-omsetningskravet"-marked.

⁹⁸ Denne problemstillingen drøftes også i brev til KLD fra Miljødirektoratet, datert 26.8.19. "Svar på oppdrag om gjennomgang og klargjøring av drivstoffhierarkiet".

En tilsynelatende enkel løsning på utfordringene med at biogass konkurrerer med biodrivstoff innenfor omsetningskravet, er å inkludere biogass i omsetningskravet. En viktig årsak til at biogass ikke har vært ble tatt med i omsetningskravet var at dette reiste juridiske problemstillinger knyttet til statsstøttereformativet, blant annet spørsmål om biogassproduksjon fortsatt ville være støtteberettiget dersom biogass ble omfattet. Når ingen omsettere heller benyttet biogass, fungerte ikke omsetningskravet som et insentiv til økt bruk av biogass. Etter vår vurdering er forutsetningene som lå til grunn for å ikke ta biogass med i omsetningskravet for drivstoff til veitransport fortsatt gyldige.

Mer utbredt bruk av systemer for å dokumentere klimanytte av norsk biogass vil kunne øke bruken i veitransport, da dette er noe sluttkundene etterspør i større grad nå. Dette kan gjøres ved at produsentene selv velger å ta i bruk ulike ordninger for å dokumentere klimanytte. Eksempler på slike ordninger er en nyutviklet bransjenorm for beregning av klimagassutslipp⁹⁹, Svanemerket eller EPD. Gjennomføring av systematiske beregninger av klimagassutslipp kan i seg selv også bidra til driftsforbedringer, ved at biogassprodusenten identifiserer hvor det er potensiale for utslippsreduksjoner.

De aller fleste biogassprodusenter i Norge i dag vil trolig overoppfylle kravene til klimagassreduksjon i EUs bærekraftskriterer med klar margin, men kun et fåtall har valgt å få utført klimagassberegninger av produksjonen. Årsaken er trolig at en slik beregning innebærer en kostnad for biogassprodusentene. I tillegg er ikke dagens bruk av biogass i Norge underlagt noen myndighetskrav om oppfyllelse av bærekraftskriterier eller annen dokumentasjon av klimanytte.¹⁰⁰ Å innføre krav om oppfyllelse av bærekraftskriterier for biogass vil kunne styrke legitimiteten til norskprodusert biogass. Hvis det skal stilles krav på lik linje med flytende biodrivstoff, vil det innebære krav om årlig rapportering til myndighetene og krav om uavhengig revisjon. For aktører som allerede har benyttet systemer for å beregne klimagassutslipp fra sin produksjon, vil mest sannsynlig veien til formell rapportering være kort.

Rapportering på bærekraftskriteriene må på plass hvis biogass skal kunne innlemmes i et omsetningskrav eller lignende statlige støtteordninger, og for å kunne rapporteres som en del av fornybarmålene.¹⁰¹ Det arbeides videre med å utvikle bransjenormen og med å forberede norske biogassprodusenter på mulige fremtidige krav. Bransjenormen har også som formål å synliggjøre utvidede effekter av biogassproduksjon, som klimaeffekten av bruk av biorest som gjødsel. Fra og med 2020 kan biogassprodusenter som har beregnet klimanytte av biogassen - med bransjenormene eller andre metodikker - rapportere på dette til forurensningsmyndigheten i forbindelse med den etablerte egenrapporteringen, som det stilles krav om tillatelsen etter forurensningsloven. For rapporteringsåret 2019 vil dette være en frivillig rapportering, men Miljødirektoratet har kommunisert at det på sikt bør vurderes nasjonale krav til dokumentasjon av bærekraftskriterier av biogass.

⁹⁹ Bransjenormen er utviklet på initiativ fra den norske biogassbransjen og bygger på metodikk fra EUs bærekraftskriterer.

¹⁰⁰ EUs bærekraftskriterier gjelder i dag for biodrivstoff og flytende biobrensler som er omfattet av økonomiske støtteordninger eller skal kunne regnes med i EU-landenes mål om fornybar energi, og dermed ikke for biogass i Norge i dag.

¹⁰¹ Fornybardirektivet inneholder overnasjonale mål om andel fornybar energi for EU, og hvert enkelt medlemsland fastsetter nasjonale bidrag som skal bidra til å oppfylle dette målet. Det er også et eget mål om fornybarandel i transportsektoren. I gjeldende fornybardirektiv er transportmålet på 10 % i 2020, i det reviderte fornybardirektivet økes det til 14 % i 2030.

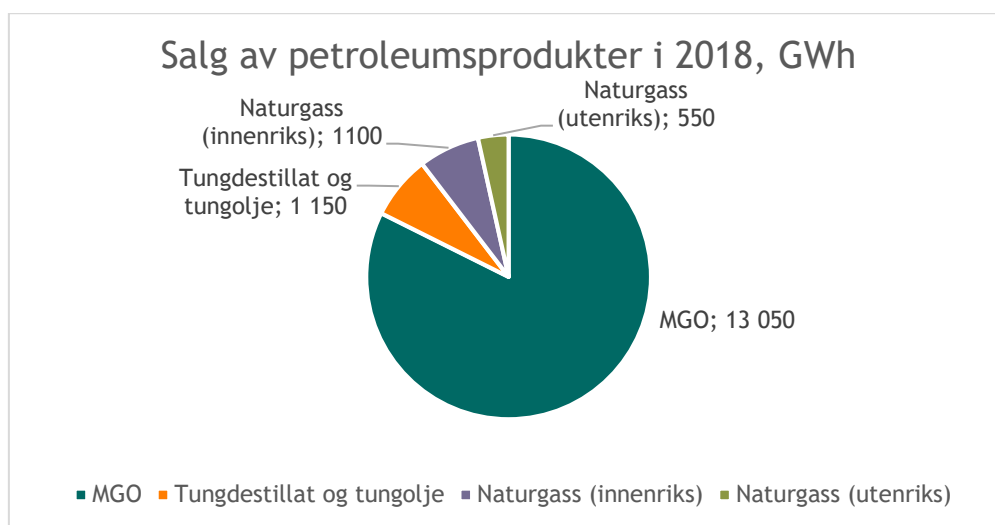
3.4.2 Sjøfart

Beskrivelse av sjøfartsmarkedet

Sjøtransport krever store energimengder, og marin gassolje (MGO) er det dominerende drivstoffet. Sjøfart er en sektor som er særlig krevende å elektrifisere, og hvor det sannsynligvis vil være betydelig forbruk av konvensjonelle drivstoff også på lengre sikt.¹⁰²

Det totale salget av drivstoff i Norge til sjøfart var i underkant av 16 000 GWh i 2018.¹⁰³ Som vist i Figur 21 selges det hovedsakelig marin gassolje (MGO), men også noe tungolje (HFO) og flytende naturgass (LNG) til innenriks sjøfart. Innenriks sjøfart er definert som trafikk mellom to norske havner, også inkludert offshore-installasjoner. Utenriks sjøfart er definert som trafikk mellom en norsk og utenlandsk havn, eller gjennomgangstrafikk. Sammenlignet med veitransport, er markedet for bruk av gass i innenriks skipsfart godt utviklet. Biodrivstoff, inkludert biogass brukes generelt ikke til sjøfart i dag, hverken i Norge eller andre land. LNG og LBG har de samme tekniske anvendelsesområdene, kan blandes og kan benyttes om hverandre på skip. Det er ikke knyttet spesielle tekniske utfordringer innføring av LNG/LBG-skip, da teknologien er relativt godt kjent.

Bruk av biogass i sjøfart er nært forbundet med utviklingen i bruken av LNG, ettersom LBG kan blandes inn i eller erstatte LNG i skip med gassmotorer, og fordi det er lite sannsynlig at skip bygges og utvikles for å gå på LBG alene. Sånn sett er LNG-skip en døråpner for bruk av LBG til sjøfart. Gjennomgangen under ser derfor også på markedsmulighetene for LNG mot 2030 og 2050.



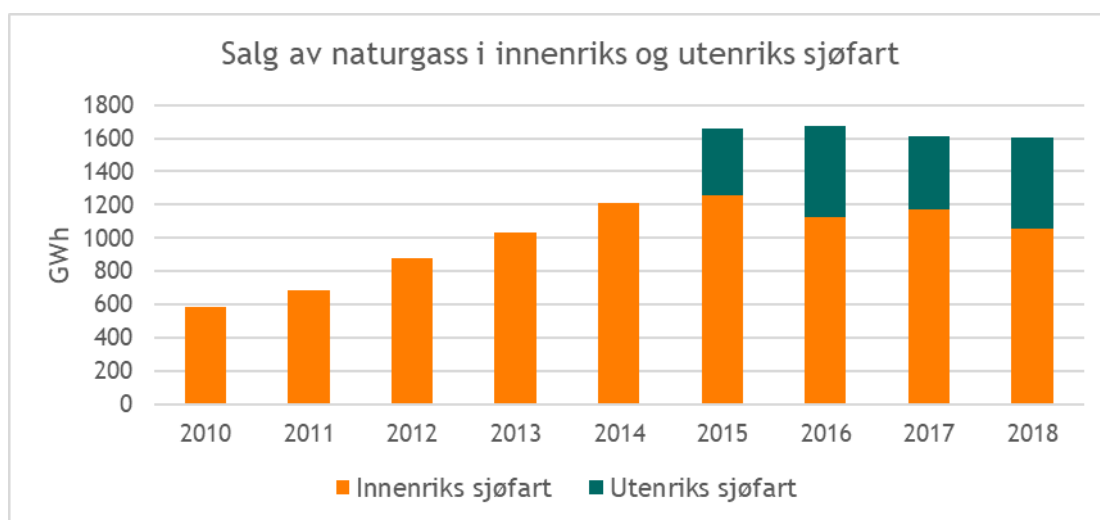
Figur 21 Salg av petroleumsprodukter som brukes til sjøfart, 2018. Tall i GWh.

¹⁰² I Klimakur 2030 ble det utredet en rekke tiltak for å redusere klimagassutslipp i innenriks skipsfart, som elektrifisering og effektiviseringstiltak. Selv etter offensiv innføring av disse tiltakene ble det anslått et resterende drivstoffkonsum i 2030 på ca. 7 TWh.

¹⁰³ SSB (2020) Sal av petroleumsprodukt, tabell 11174. Totalt salg av MGO, tungdestillater og tungolje. Salg av naturgass hentet fra Energibalansen, tabell 11561. DNV GL beregnet for Klimakur 2030 at det ble brukt ca. 13 800 GWh med drivstoff i norske farvann i 2018. Innenriks LNG-bruk var anslått til å være 2300 GWh

Bruk av naturgass og biogass i sjøfart

Markedet for bruk av naturgass til sjøfart er relativt godt utviklet, men det er lite sammenlignet med MGO-markedet. Ifølge SSB ble omsatt omtrent 1100 GWh naturgass i 2018 til innenriks skipsfart, og ytterligere 550 GWh til utenriks skipsfart.¹⁰⁴ Foreløpige tall fra Energigass Norge indikerer at salget har gått noe ned i 2019.¹⁰⁵ Årsaken til nedgangen kan ikke fastslås sikkert, men innføring av CO₂-avgift og utbytting av LNG-ferger med batteriferges kan være noe av forklaringen. En av øyåtene i Oslo, MF prinsen, seilte på biogass i forbindelse med et markedsføringsstunt, men ellers er det ingen eller få eksempler på bruk av biogass til skip. Hurtigruten har valgt å bygge om seks skip for å benytte LNG, LBG og batterier for å oppfylle utslippskrav i anbud. Fra 2021 skal deler av Kystruten Bergen-Kirkenes driftes med en andel LBG. Dette vil trolig være det første prosjektet med faste leveranser av biogass til sjøfart.



Figur 22 Salg av naturgass til innenriks og utenriks sjøfart.

I 2019 var det tre aktører som leverte LNG til skip i Norge. Infrastrukturen for bunkring av LNG består av om lag ti faste tankanlegg og et fleksibelt nettverk for bunkring av LNG fra tankbil. Skip som eventuelt skal bunkre LBG vil kunne benytte tilsvarende metoder for bunkring som LNG. I 2015 vurderte Energigass Norge at "gitt dagens markedsvolum, er infrastruktur for LNG og forsyning tilfredsstillende".¹⁰⁶ Det er imidlertid usikkert om dagens infrastruktur er tilstrekkelig til å imøtekomme den mulige etterspørselen fra LNG-drevne cruiseskip og andre skip som er under bygging og som er aktuelle for seilas i norske farvann.

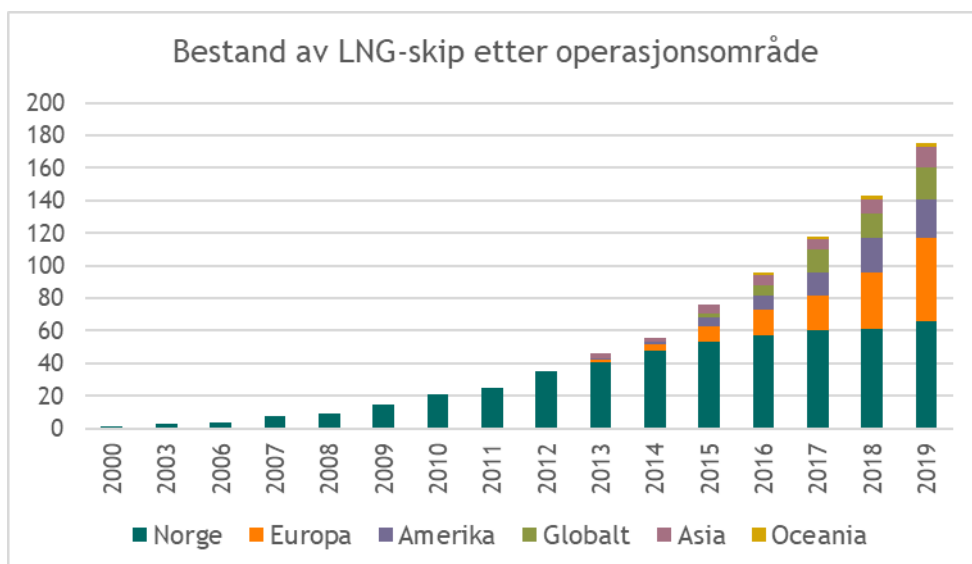
Omsetningen av MGO og HFO har falt jevnt siden 2010. Nedgangen i drivstoffsalg kan forklares med lavere aktivitet på sokkelen, noe mer effektive skip, elektrifisering, overgang til større fiskebåter og økt bunkring utenlands.

Norge var tidlig ute med bruk av LNG-skip, som Figur 23 under viser. Bestanden av LNG-skip har økt relativt jevnt siden 2003. LNG-salget har økt ettersom flere LNG-skip har blitt satt i drift. De seneste årene har stadig flere blitt satt i drift globalt.

¹⁰⁴ SSB (2020) Energibalansen, tabell 11561

¹⁰⁵ Informasjon fra Energigass Norge per epost, januar 2020.

¹⁰⁶ Energigass Norge (2015) Norskekysten LNG. Utvikling av infrastruktur for LNG som drivstoff



Figur 23 Bestand av LNG-skip etter operasjonsområde.¹⁰⁷

Klimaeffekten ved bruk av metan i sjøfart er usikker

Klimaeffekten ved bruk av LNG er noe usikker, da estimatene varierer fra å bidra til økte utslipp til å redusere de med rundt 20 prosent. Årsaken er blant annet at ulike motorteknologier har ulik grad av metanlekkasje før forbrenning. En studie viser at den mest populære motorteknologien (low-pressure dual fuel¹⁰⁸, medium speed, firetaktsmotor) i dag også er den med størst lekkasjer.¹⁰⁹ Studien viste at bruken av LNG øker klimagassutslippene totalt sett i forhold til MGO, spesielt om man tar utgangspunkt i et 20-års globalt oppvarmingspotensial for metan.

Sintef Ocean (2017) har foretatt utslippsmålinger av ulike typer LNG-motorer, blant annet med hensyn til metanutslipp.¹¹⁰ De konkluderer med at det fremdeles er betydelig metanutslipp fra de LNG-motorene som i hovedsak er i bruk i dag. En nyere motorteknologi kalt "High Pressure Dual Fuel" (HPDF) har ifølge Sintef ikke metanutslipp. Denne motortypen brukes i økende grad, blant annet i deep-sea-segmentet. Bruk av LBG vil ha de samme metanutslippene som LNG, men vil eliminere CO₂-utslippene ved bruk.

Markedsmuligheter for biogass i skipsfart

Dagens bruk av LNG til innenriks sjøfart (1100 GWh) er lavere enn estimert produksjonspotensial for biogass i Norge (se kapittel 4), og bruk av LBG til sjøfart vil mest sannsynlig forekomme i kombinasjon med LNG. Bruk av LBG til sjøfart er trolig avhengig av at utbredelsen av gassdrevne skip holder seg noenlunde stabil i deler av markedet det er mulig å regulere. I dag er dette innenriks sjøfart, men på sikt vil også utenriks sjøfart kunne bli omfattet av klimareguleringer og dermed bli mer aktuell for LBG. Utbredelsen av gassdrevne skip vil blant annet også avhenge av merkostnaden ved investeringer av nytt (eller ombygging) av fartøy og forventede

¹⁰⁷ DNV GL (2020) "Alternative Fuels Insight-plattform"

¹⁰⁸ Dual-fuel motorer kan bytte mellom type drivstoff som brennes, for eksempel mellom flytende drivstoff (HFO) og gassformig (LBG).

¹⁰⁹ ICCT (2020) "The climate implications of using LNG as a marine fuel" (working paper)

¹¹⁰ Sintef (2017). "GHG and NOx emissions from gas fuelled engines."

drivstoffkostnader, samt muligheter for bunkring og annenhåndsverdi. Et gassdrevet skip er generelt ca. 10 - 30 prosent dyrere i innkjøp enn et tradisjonelt dieseldrevet skip.¹¹¹

Antallet LNG-skip øker globalt, og Norge har vært en pådriver for utviklingen av LNG som drivstoff. 22 prosent av dagens LNG-skip opererer i Norge, og i 2026 vil det være omtrent 500 LNG-skip globalt.¹¹² Strengere krav til lokale utslipp (IMO krav (Tier III) for NO_x, SO_x og partikkelutslipp) fremmer investeringer i gassdrevne skip. Samtidig gjør den begrensede reduksjonen av klimagassutslipp fra LNG og usikre fremtidige reguleringer at noen aktører avstår fra eller utsetter å investere i LNG-skip. Økt bruk av LBG kan således bidra til økt interesse for gassdrevne skip.

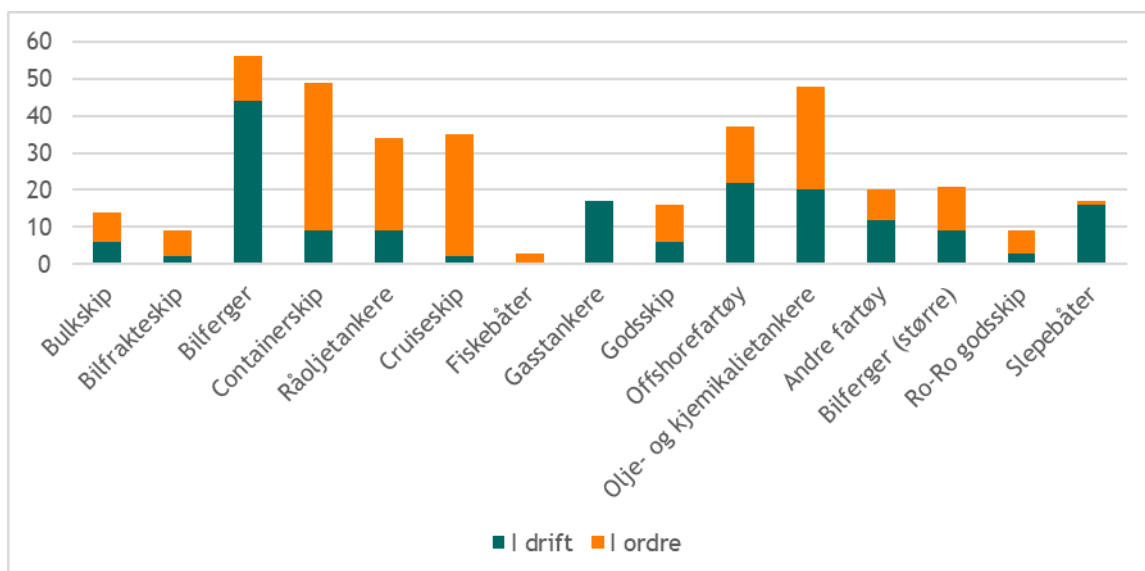
I Klimakur 2030 ble det utredet en rekke tiltak for å redusere klimagassutslipp i innenriks skipsfart, blant annet elektrifisering og energieffektiviseringstiltak. I analysene er det lagt til grunn både tiltak som reduserer LNG-etterspørselen, slik som elektrifisering av ferger, energieffektivisering, batteriløsninger og overgang til andre alternative drivstoff slik som hydrogen og ammoniakk. Klimakur 2030 utredet også tiltak som øker etterspørselen etter gass, slik som innfasing av nye gods- og bulkskip drevet med LNG. Om alle tiltakene på sjøfart blir implementert i tråd med analysene i Klimakur 2030 vil det føre til noe økt bruk av LNG i sjøfart i 2030 sammenlignet med 2018. Det er dog knyttet usikkerhet til hvorvidt disse tiltakene blir realisert.

LNG til skip ble først introdusert i Norge på fergen Glutra i 2000 og har siden blitt benyttet på 29 ferger.¹¹³ Statens vegvesen har planer om å elektrifisere alle riksfergesamband som kan elektrifiseres og trolig vil fylkeskommunene følge dette eksemplet. Enkelte av fergesambandene på fylkesnettverket og ett rikssamband har lange overfarter som trolig ikke kan dekkes utelukkende med batterier. Hydrogen vurderes konkret som en løsning på enkelte av sambandene, men gassdrevne ferger med LBG kan også fungere rent teknisk. I dag benyttes LNG på rekke ulike skipssegmenter, se Figur 24. I startfasen ble LNG hovedsakelig benyttet på relativt små skip, men det er stadig større skip som bygges, slik som cruiseskip.

¹¹¹ DNV GL (2019) Maritime forecast to 2050 - Energy Transition Outlook 2019

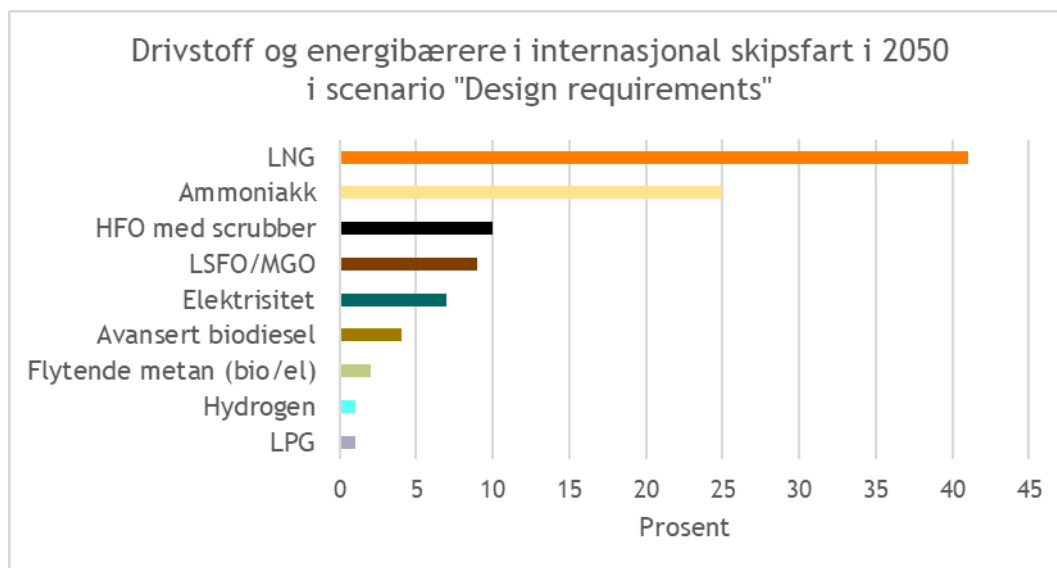
¹¹² DNV GL (2019) Alternative Fuels Insight plattform. LNG statistikk.

¹¹³ DNV GL (2020) Alternative Fuels Insight plattform



Figur 24 Oversikt over LNG-skip i drift og ordre (DNV GL - Alternative Fuels Insight, 7.2.2020)

Drivstofforbruket innenfor skipsfart skjer primært i internasjonalt farvann, og i dette markedet er bruken av LNG antatt å vokse. I analyser av global skipsfart mot 2050 har DNV GL anslått mellom 40-70 prosent markedsandel for LNG-fartøy i sitt mest ambisiøse scenario (Figur 25). Opptrappingen antas å skje primært på bakgrunn av økonomiske årsaker, men også reguleringer av lokale utslipp. Utfordringen med en stor andel LNG-skip er den begrensede klimagassreduksjonen ved forbrenning av LNG sammenlignet med flytende fossile drivstoff. LNG kan være særlig aktuelt for skip med stort energibehov og lang avstand mellom havneanløp. Dette kan for eksempel være cruiseskip, gods- og bulkskip og offshorebåter. Det er over 32 cruiseskip globalt som planlegger å benytte LNG. Dette tilsvarer rundt en fjerdedel av den globale ordreboken for cruiseskip.



Figur 25 Framskrivning for bruk av energibærere i skipsfart. "Design requirements"-scenarioet legger vekt på strengere krav til nybygg.¹¹⁴

¹¹⁴ DNV GL (2019) Maritime forecast to 2050 - Energy Transition Outlook 2019

Flere ulike typer skipstyper kan være aktuelle for bruk av LNG/LBG. Den tekniske utfordringen ved å benytte LNG er at det krever mer plass enn ved bruk av MGO. Dette gjør at enkelte skipstyper vil være mindre egnet til å driftes med gass enn andre, men det vil ikke være umulig hvis man kan gå på kompromiss med å miste plass til passasjerer eller gods.¹¹⁵ Selv om dette er en utfordring, viser økningen av ordre internasjonalt at den er overkommelig for en rekke ulike fartøy.

Biogass er en av flere teknologier for utslippskutt i sjøfart

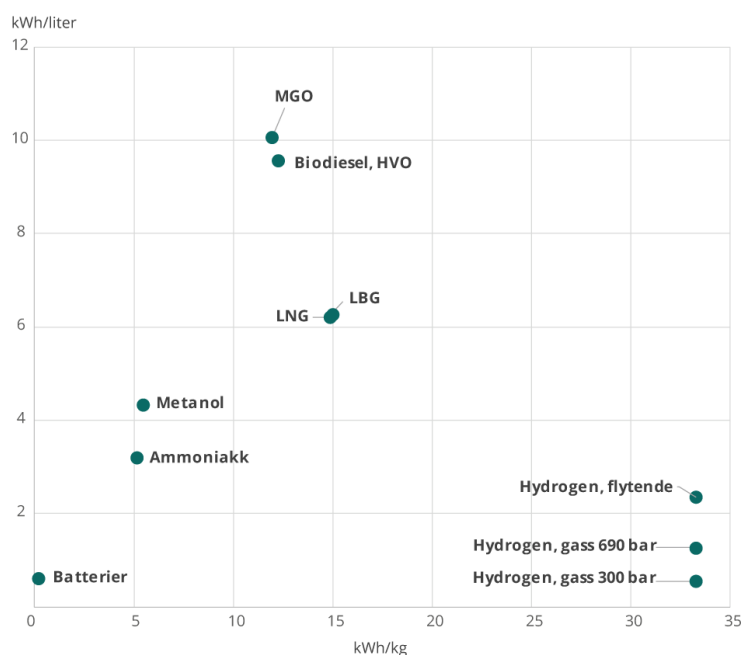
Det er en rekke ulike teknologier som kan bidra til utslippsreduksjoner i sjøfarten. Hvilke teknologier som vil bli implementert og i hvilken skala er usikkert, men alle har sine fordeler og ulemper. Det tekniske mulighetsrommet for ulike energibærere vil i stor grad være avhengig av størrelsen, energibehov og operasjonsmønster på skipet. I tillegg er det en rekke spesifikke barrierer knyttet til de ulike energibærerne.

Figur 26 viser forholdet mellom vekt og volum for ulike energibærere til sjøfart. Dette forholdet er viktig for flyteegenskaper og framdrift i mange fartøysegmenter. Marin gassolje (MGO) har både høy gravimetrisk og volumetrisk energitetthet. LBG/LNG har noe lavere energitetthet enn MGO, men skiller seg ut positivt sammenlignet med de fleste andre fornybare alternativer med unntak av HVO. Gasstanker for LNG/LBG krever normalt minst tre ganger så mye plass som oljetanker med samme energiinnhold.¹¹⁶ Dette er en ulempe for gassdrevne fartøy. Allikevel vil det kreve mindre plass enn for eksempel batterier og hydrogen. Batterier vil ha vesentlig mindre energi per kilo sammenlignet med for eksempel LBG.

¹¹⁵ Menon (2020) sin rapport "Kartlegging av nærskipfart - sammensetning, alder, lønnsomhet og utfordringer med flåtefornyelse" peker på at det ikke nødvendigvis er prisdifferanse som gjør at LNG ofte ikke blir valgt som drivstoff når det vurderes fornyelse av flåten, men heller at LNG krever mer plass enn MGO og at det går på bekostning av plass til gods.

¹¹⁶ DNV GL (2019) Maritime outlook to 2050 - Energy transition outlook 2019

Energitetthet for ulike drivstoff



Sammenstilt av Miljødirektoratet, 2020

Figur 26 Energitetthet for ulike drivstoff. Figuren viser hvor stor plass og hvor mye vekt de ulike energibærerne tar. Dersom man tar hensyn til lagringsmediet (for eksempel vekt og plass inkludert drivstofftanker) vil prikkene bevege seg noe.

Energibærerne kan framstilles på ulike måter og energibærerne kan kombineres. For eksempel kan man bruke både LBG og batterier i samme fartøy. Kombinasjon av energibærere kan være en fordel og en nødvendighet i mange tilfeller.

På grunn av store merkostnader for alle fornybare drivstoff og teknologier i sjøfart i dag, konkurrerer LBG i dag om en relativt liten andel kunder som er villig til å betale ekstra for drivstoff eller løsninger med lave klimagasserutslipp i sjøfartmarkedet. Både hydrogen, ammoniakk, biodrivstoff (også metanol) og elektrisitet kan framstilles fra fornybare kilder. De ulike energibærerne kan benyttes i forbrenningsmotorer, brenselceller, batterisystemer og i kombinasjoner.

Fordelen med LNG/LBG i forhold til MGO/HFO er at det reduserer utslipp av NOx og SOx, som det stadig stilles strengere krav til. Dette kan bidra til at flere velger LNG-teknologi, selv om klimagassreduksjonspotensialet er usikkert. Muligheten for å blande inn eller benytte LBG, kan gjøre gassdrevne fartøy attraktive både med tanke på lokale utslipp og klimagassutslipp.

Batterier benyttes i stadig økende grad på skip, men det er stor variasjon i hvor stor andel av driften batteriene dekker. Fergene vil trolig i stor grad hel-elektrifiseres frem mot 2030, men enkelte fergesamband krever andre teknologier eller energibærere i tillegg, og her kan LBG være aktuelt. Innfasingen av ferger har konsekvenser for potensialet for bruken av LBG ettersom det er rundt 30 ferger som i dag benytter LNG, som antas å forsvinne. Batterier er også aktuelt for større skip enn ferger, der batteriene kan dekke energibehov knyttet til hotelledrift, bidra til å kutte effekttopper, optimalisere driften, brukes til laste- og losseoperasjoner eller til fremdrift i ulik grad.

Skip som seiler korte distanser eller har muligheter og plass til batterier vil trolig også være skipene som får størst grad av elektrifisering. Batterier vil trolig i økende grad bli brukt til hybridisering av fartøy innenfor en rekke kategorier, for eksempel kan batterier dekke en mindre del av det totale energiforbruket når de dedikeres til innseiling til havn eller i fjorder.

Både hydrogen og ammoniakk er aktuelle drivstoff for å redusere utslippene fra sjøfarten. Begge løsningene kan bli sterke konkurrenter til LNG og LBG, men det gjenstår fortsatt betydelig teknologi- og markedsutvikling før de blir aktuelle i større skala. Equinor skal blant annet teste ut grønn ammoniakk på Viking Energy i 2024 i et pilotprosjekt. Før dette skal to ferger drives på hydrogen. Hydrogen og ammoniakk kan brukes på skip som seiler lengre distanser, men de har i dag betydelige merkostnader både på investerings- og driftssiden, også i forhold til LNG. Det finnes heller ingen bunkringsinfrastruktur tilgjengelig i dag. Det forventes kostnadsreduksjoner for hydrogen og ammoniakk, men disse er usikre både når det gjelder kostnader ved investeringer og drift.

Metanol kan både produseres fra fornybare og ikke-fornybare kilder. Metanol kan både brennes i forbrenningsmotorer og kjøres i brenselceller, men sistnevnte er på pilotstadiet. Fornybar metanol er et relativt kostbart drivstoff å produsere. Drivstoffet inneholder ikke svovel og er et flytende drivstoff som er enkelt å lagre om bord på skip. Merkostnaden ved investering i metanolsystemer til skip er om lag 1/3 av kostnadene til LNG-systemer.¹¹⁷ I dag brukes metanol på fergen Stena Germanica og på syv kjemikalietankere, pluss at det er en rekke pilotprosjekter på gang globalt. Infrastrukturen for metanolbunkring er begrenset til de få skipene som er i drift i dag.

Innblanding av HVO i MGO kan også være aktuelt klimatiltak innenfor sjøfart. HVO med lignende bærekraftkvaliteter som LBG av avfall, koster omtrent det samme som LBG. Hovedbarrieren for bruk av HVO er begrenset tilgjengelighet og høy pris på grunn av, stor og økende etterspørsel fra veitransportmarkedet i EU, drevet frem av EU-reguleringer og nasjonale vedtak og utslippsreduksjoner fra veitransportansport. På lengre sikt, mot 2050, når større deler av veitransportmarkedet kan være elektrisk, vil HVO bli mer aktuelt for sjøfart.

I 2019 annonserte MAERSK, et av verdens største shippingselskap, at de tror alkoholer, biogass og ammoniakk er de mest aktuelle alternative drivstoffene for å redusere klimagassutslipp.¹¹⁸ Store aktører slik som MAERSK kan være pådrivere for økt produksjon og bruk av biogass om de velger å satse.

Klimapolitikk og sjøfartregulering kan være driver for LNG og LBG

Det er en rekke regulatoriske eller politiske forhold som vil påvirke valg av drivstoff og teknologi i årene som kommer, og som kan bidra til økt bruk av biogass i skipsfart. Regjeringen har blant annet en ambisjon om å halvere klimagassutslippene fra innenriks sjøfart og fiske innen 2030.¹¹⁹ Samtidig har FNs sjøfartsorganisasjon (IMO) en ambisjon om at klimagassutslippene fra internasjonal skipsfart skal reduseres med minst 50 prosent innen 2050 fra nivået i 2008 (IMO-avtalen). Det ble også enighet om en visjon om å fase ut klimagassutslipp fra skipsfarten så

¹¹⁷ DNV GL (2019) Maritime outlook to 2050 – Energy transition outlook 2019

¹¹⁸ Maersk, oktober, 2019. "Alcohol, Biomethane and Ammonia are the best-positioned fuels to reach zero net emissions". Pressemelding. <https://www.maersk.com/news/articles/2019/10/24/alcohol-biomethane-and-ammonia-are-the-best-positioned-fuels-to-reach-zero-net-emissions>

¹¹⁹ Granavolden-plattformen (2019).

raskt som mulig i dette århundret. Samtidig er det diskusjoner i EU-kommisjonen om å innlemme skipsfarten i EUs kvotesystem. Sjøfartsaktører innser i større grad enn før at det også vil stilles krav til reduksjon av klimagassutslipp i sektoren. Signalene om fremtidig klimareguleringer og klimatiltak i sektoren kan i seg selv bidra til å påvirke teknologivalg for aktører i sjøfartmarkedet. Det kan bidra til at drivlinjer som er compatible med fornybare drivstoff blir mer attraktive. Også flere næringsaktører tar frivillige grep for å redusere sine klimagassutslipp. For eksempel stiller Equinor krav til batterihybride skip, landstrøm og energieffektivisering i nye langtidskontrakter de leier inn og deler eventuelle drivstoffbesparelser eller merkostnader med rederiet.

Barrierer

Som vi har vist over er **utviklingen og reguleringen av LNG-markedet** usikker, og et eventuelt redusert LNG-marked i innenriks sjøfart vil begrense markedsmulighetene til LBG mot 2030. I tillegg er **merkostnader, tilgjengelighet** for LBG viktigste barrierer, sammen med **utfordringer med å koordinere** aktørene i sjøfartmarkedet.

Betydelige merkostnader ved biogassbruk

Fordi LBG teknisk sett direkte kan erstatte LNG, tilkommer det ikke økte kostnader ved bruk av LBG utover økte drivstoffpriser, med disse er betydelige. Avgiftsnivået for fossil energi er vesentlig lavere i skipsfart sammenlignet med i veitransport, og når biogass er fritatt for disse avgiftene er det i dag bedriftsøkonomisk mer kostbart å bruke biodrivstoff til innenriks skipsfart enn i veitransport.

Med utgangspunkt i prisen på LBG i veitransportmarkedet, er LBG omtrent dobbelt så dyrt som LNG i skipsfart når avgifter inkluderes. Gitt dobbel pris på LBG sammenlignet med LNG vil innblanding av 10 prosent LBG i LNG-markedet innebære 10 prosent økte drivstoffpriser. I veitransport må prisen ofte også inkludere infrastrukturkostnadene (utbygging av fyllestasjoner). Fordi både infrastrukturen og skip som bruker LNG allerede er på plass, kan imidlertid LBG trolig selges noe rimeligere til skip enn til veitransport, selv om det kan tilkomme noe merkostnad for frakt av biogass fra produksjonsanlegget til bunkringsfasilitetene. Figur 8 i kap. 3.3 viser en LBG-pris med et 20-øre beregnet avslag for LBG til skip, uten infrastrukturkostnader.

Tilgang på LBG

Begrenset tilgang på flytende biogass (LBG) er en viktig barriere, selv om produksjonen er forventet å øke de neste årene. Usikkerhet rundt produksjonsvolumene i Norge og tilgangen på LBG kan bidra til å redusere interessen fra brukere i sjøfart. Tilgjengelighet og produksjon av LBG er dekket i kapittel 4.

Koordineringsbarriere

Mangel på kunnskap om nye løsninger og behov for koordinering mellom mange aktører kan være en barriere for innføring av og bruk av LBG. Det er knyttet usikkerhet til potensialet og tilgangen, samt prisbildet til biogass i et langsiktig perspektiv, og tettere koordinering mellom aktørene i verdikjeden kan redusere denne usikkerheten. Aktørbildet innen sektoren er komplekst, og mange aktører må involveres for at utslippsreduksjoner skal oppnås.

Begrenset regulering av drivstoffmarkedet

En rekke skip seiler både innenriks og utenriks og vil sannsynligvis bunkre i utlandet om de har muligheten forutsatt billigere drivstoff, mens andre skip som hovedsakelig seiler innenriks i stor grad bunkrer i Norge. Særnorske miljøkrav vil derfor kunne gi aktører som hovedsakelig seiler innenriks en konkurranseulempa, men på den annen side et mulig forsprang på konkurrentene

dersom internasjonalt miljø- og klimaregelverk strammes inn. Dagens norske regelverk regulerer i liten grad skip som bunkrer utenlands, men som bunkrer i Norge. Dette begrenser hvor store deler av drivstoffmarkedet som norske myndigheter kan regulere, og som dermed er aktuelle for biogass, i det minste på kort sikt.

Infrastruktur

Det er mulig å bunkre LNG flere steder langs kysten i dag, men tilbudet er fortsatt noe begrenset i forhold til tradisjonelle drivstoff. Dette kan være en begrensende faktor også for bruk av LBG, men det avhenger i stor grad av fleksibiliteten til skipet og hvor det opererer, samt fleksibiliteten til leverandørene. Ønskes dedikert infrastruktur, slik som separate tanker og fyllesystemer vil dette måtte bygges ut og det vil gjøre LBG dyrere.

Vurdering av dagens og mulig nye virkemidler for bruk av biogass til skip

For å øke bruken av biogass i sjøfart er det flere typer virkemidler som kan benyttes:

- Økonomiske virkemidler
 - Investering: Det er mulig å gjøre gassdrevne fartøy rimeligere i innkjøp, enten ved hjelp av en investeringsstøtte eller ved andre gunstige finansieringsordninger.
 - Drift: Det er mulig å gjøre LBG-skip rimeligere i drift sammenlignet med skip som driftes med fossile alternativer, for eksempel ved å øke CO₂-avgiften på fossile drivstoff, innføre bruksstøtte, eller ved å gi bruksfordeler til LBG-skip (for eksempel differensierte avgifter i havn eller for los).
- Direkte reguleringer
 - Det finnes en rekke direkte reguleringer som kan bidra til å øke bruken av biogass i sjøfarten. Noen av reguleringene er mer treffsikre enn andre. Blant annet kan man:
 - innføre et omsetningskrav for biodrivstoff som fremmer biogass
 - etablere lavutslippssoner i utvalgte farvann.
 - forsterke internasjonale reguleringer gjennom IMO.
- Andre virkemidler
 - Andre virkemidler som kan bidra til økt bruk av biogass kan være:
 - krav i offentlige anskaffelser.
 - krav i konsesjoner for fiske eller til petroleumsvirksomhet.
 - økt kompetansen til alternative drivstoff og FOU.

Økonomiske virkemidler

CO₂-avgiften bidrar til å gjøre fornybare energibærere, herunder biogass, mer konkurransedyktige. **Økt CO₂-avgift** vil gi økte incentiver til å redusere utslipp, både på kort sikt gjennom driftstilpasninger og på lengre sikt gjennom investeringer i løsninger med lavere utslipp. Imidlertid vil konkurranseevnen til alle løsninger med lave utslipp styrke seg på lik linje med biogass.

Miljødirektoratet har beregnet ulike CO₂-priser som kan utligne prisdifferansen mellom LBG og LNG. Med lave LBG-priser (20 øre rabatt, pga. ingen eller lave infrastrukturkostnader) må CO₂-prisen være ca. 1600 kr/tonn CO₂ i 2020 og ca. 2500 kr/tonn CO₂ i 2030 for å utløse en overgang fra naturgass til biogass, dersom øvrige av dagens virkemidler videreføres. Med en LBG-pris uten rabatt vil CO₂-prisen beregnet å måtte være ca. 2600 kr/tonn CO₂ i 2020 og ca. 3500 kr/tonn CO₂ i 2030. Det vil altså være behov for en økende CO₂-pris over tid hvis CO₂-avgift er

det eneste virkemiddelet. Det vil også være behov for å ta i bruk generelle modeller for økonomien for å eventuelt analysere sannsynlige markedstilpasninger ved økt CO₂-avgift.

Innlemmelse i EUs kvotemarkedet (EU ETS) er en annen måte å prise CO₂-utslipp på. Kvoteprisen er i dag rundt 250 kroner/tonn CO₂, altså lavere enn dagens CO₂-avgift i Norge som er 544 kr/tonn CO₂. Prognoser for utvikling av kvoteprisen mot 2030 er svært usikre, men Refinitiv anslår en kvotepris i 2030 på omtrent samme nivå som i 2020. Denne antatte kvoteprisen reduserer merkostnadene ved biogassbruk noe, men vil ikke gjøre biogass konkurransedyktig mot fossil energi. Hvordan sjøfart ev. skal innlemmes i EU ETS er ikke avklart, men innlemming i EU ETS kan potensialet bidra til at større deler av sjøfartmarkedet vil betale for CO₂-utslipp.

Dagens regelverk gir refusjoner for grunnavgiften på mineralske produkter som brukes til å levere avgiftsbelagte produkter til innretninger på kontinentalsokkelen, samt for gods- og passasjerskip i innenriksfart (refusjonen tilsvarer ca. 1,68 kr/liter).¹²⁰ For å gjøre biogass mer konkurransedyktig mot mineraloljeholdige produkter, slik som MGO, kan man **fjerne refusjonsordningen for grunnavgiften på mineralolje**.

ESI (Environmental Ship Index) er en indeks som rangerer skipets miljøprofil basert på utslipp av NOx, SOx og CO₂. Havnene og Kystverket kan **bruke miljøindekser til å differensiere hhv. Havne- og losavgifter som fremmer fornybare drivstoff** som LBG.¹²¹ Kystverket gir **fritak for losberedskapsavgiften** til fartøy som har en score på minst 50 på miljøskipsindeksen ESI. Gassdrevne skip får reduserte avgifter, hovedsakelig fordi de har lavere lokale utslipp. I praksis får et skip som benytter LNG den samme scoren som et skip som benytter LBG, fordi scoren i stor grad er basert på en rangering av lokale utslipp og ikke CO₂. Isolert sett er ikke denne ordningen kraftfull nok til å øke investeringer i gassdrevne fartøy eller til bruk av LBG, men i samspill med andre reguleringer og prismekanismer gir den insentiver til å investere i eller benytte skip med bedre miljøprofil. Miljøindekser som ESI kan utvikles videre til å vekte CO₂-utslipp høyere enn de gjør i dag. I tillegg kan satsene differensieres ytterligere.

Et annet mulig nytt virkemiddel for å redusere merkostnader ved drift kan være å **innføre bruksstøtte for bruk av biogass**, for eksempel ved å gi direkte tilskudd (som i Danmark, se 3.2.4) eller skattekompensasjon til brukere av biogass. Støttesatsen kunne for eksempel være på samme nivå som fritaket for veibruksavgift innebærer. Våre analyser, viser at innføring av bruksstøtte for biogass på nivå med dagens fritak for veibruksavgift (35 øre/kWh) og antatt rabatt (20 øre/kWh) for allerede utbygd infrastruktur for naturgass, vil gjøre bruk av biogass privatøkonomisk lønnsomt for aktører som allerede bruker naturgass i dag. I 2030 vil denne støttesatsen, gitt en antakelse om økende biogasspriser, innebære at bruken blir noe ulønnsom. Mulig innføring av driftstøtte er ikke utredet nærmere. En eventuell innføring av driftstøtte må blant annet ses i sammenheng med andre støtteordninger og statsstøtteregelverket.

Innenfor sjøfart er en sentral barriere at store deler av drivstofforbruket i norske farvann enten er avgiftsfritt eller kjøpt i andre land. Dette begrenser markedspotensialet for LBG, og innebærer at virkemidler som ensidig innrettes mot innenriks sjøfart kan gi aktører som

¹²⁰ Per feb. 2020. <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/avgifter/saravgifter/om/mineralske-produkter/>

¹²¹ Allerede i dag får skip (unntatt cruiseskip) som er registrert med ESI innvilget rabatt i anløpsavgiften på 20 prosent dersom ESI er over 30 poeng, og 50 prosent dersom ESI er over 50 poeng, i Bergen Havn. Cruiseskip rangeres etter en egen indeks (Environmental Port Index), der skip med god eller dårlig miljøprofil får hhv. rabatt eller påslag.

hovedsakelig seiler i Norge konkurranseulempe. Utvikling av et system for **sjøtrafikkprising** basert på aktivitetsdata kan i teorien mer presist prissette eksternalitetene som sjøtrafikk i norske farvann påfører samfunnet, og kan innrettes mot å fremme fornybare drivstoff som LBG. Systemet vil også i teorien kunne omfatte fartøy i norske farvann som ikke betaler norske drivstoffavgifter i dag, for eksempel utenlandske cruiseskip. En fordel med et slik system er at en stor andel skip allerede har installert AIS-sendere, samt at de stort sett er næringsaktører.

Ettersom man kjenner lokaliseringen til alle skip med AIS-sendere, kan man etterskuddsvis prise trafikk i utvalgte farvann, for eksempel basert på avstand fra bebyggelse langs kysten, type skip og formål, beregnet hastighet, benyttet drivstoff (for eksempel en rabatt for LBG-bruk) og eventuelt andre kriterier. Formålet vil være at de som forurensar i norske farvann skal betale for det, også de som bunkrer i utlandet. Slik kan man forhindre at en avgift som legges på drivstoffsalg skaper konkurransefordeler for skip som bunkrer i utlandet, men som opererer i Norge. Dokumentert bruk av biogass kan gi rabatt av denne sjøtrafikkprisingen. En utfordring vil være at bare skip av en viss størrelse eller som frivillig har installert AIS-sendere blir omfattet av et slikt virkemiddel, men dette kan muligens pålegges flere. Virkemiddelet bør vurderes i sammenheng med andre virkemidler som treffer andre deler av flåten. En slikt avgiftsregime må eventuelt utredes nærmere, og det vil ta flere år før et slik system kan være på plass.

En barriere for økt bruk av LBG til sjøfart er usikker markedsutvikling for LNG i innenriks sjøfart mot 2030. En sentral begrensende faktor for økt utbredelse av LNG er merkostnad i investering på mellom 10 - 30 prosent ift. et konvensjonelt skip drevet med tradisjonell dieselmotor for MGO-bruk.¹²² For å redusere barrieren med merkostnader knyttet til investeringer i gassdrevne skip finnes det enkelte virkemidler som gjennomgås under.

NOx-avtalen støtter nybygg og ombygginger med LNG eller LBG som drivstoff, så fremt det reduserer NOx-utslippene. Blant annet ga NOx-fondet inntil 950 millioner kroner i støtte til LNG-drift på Kysttruten. Tiltak som er utløst av myndighetspålagte krav støttes ikke av NOx-fondet. For eksempel tiltak utløst av minimumskrav i offentlige anbud, krav i medhold av forurensningsloven eller IMO-krav til utslipp av NOx fra maritim virksomhet.

Enova støtter per feb. 2020 ikke investeringer i gassdrevne fartøy. Enova har valgt å fokusere sine støtteordninger inn mot investeringer i produksjonsleddet, men har også åpnet opp for støtte til gasskjøretøy og biogassinfrastruktur via Nullutslippsfondet. Nullutslippsfondets formål er å stimulere til raskere markedsintroduksjon og økt bruk av klimavennlig teknologi og løsninger. I prinsippet vil Enova kunne **støtte investeringer i gassdrevne fartøy** tiltenkt brukt med biogass på lik linje med støtten til veitransporten, men gassdrevne fartøy med langsiktige avtaler om biogassbruk omfattes i dag ikke av fondet.

Innovasjon Norge kan gi støtte til innovasjonsprosjekter innen grønn skipsfart. Relevante støtteordninger er kan være innovasjonskontrakter- og lån, lavrisikolån og tilskuddsordning gjennom PILOT-E. Støtteordningene er ikke spesielt rettet mot biogass, men biogass kan være et aktuelt drivstoff.

Det finnes en rekke andre økonomiske virkemidler som er rettet mer generelt mot klimatiltak innenfor sjøfarten, men som ikke nødvendigvis vil fremme bruk av biogass. Blant annet kan

¹²² DNV GL (2019) Maritime outlook to 2050 - Energy transition outlook 2019

bedre lånebetingelser, risikoavlastning, kondemneringsordning og fordelsprogrammer innenfor norske skipsregistre bidra til introduksjon av nye teknologier eller drivstoff, slik som LBG. Sjøfartsdirektoratet skal utrede mulighetene rundt et evt. fordelsprogram i 2020.

Direkte reguleringer

Økt bruk av LBG kan også reguleres gjennom innføring av krav, f. eks. i form at et omsetningskrav som fremmer LBG spesifikt. Omsetningskrav innenfor sjøfart er omtalt i Klimakur 2030, og ble i 2019 utredet av Miljødirektoratet og Sjøfartsdirektoratet.¹²³ Omsetningskrav kan være et styringseffektivt virkemiddel og har med riktig utforming potensial til å øke bruken av biogass betraktelig. Tiltaket som var vurdert i Klimakur 2030 la til grunn at det brukes 900 GWh LBG i 2030, og 100 GWh HVO. Det vil altså si at nesten all LNG-bruk i dag erstattes med LBG. En så høy andel vil være svært krevende å oppnå, men kan i teorien være mulig dersom et ev. omsetningskravet innrettes slik at kostnadene ved LBG-bruk fordeles på hele drivstoffmarkedet, ikke bare på LNG-aktørene. Det vil også forutsette økt tilgang til LBG. Priseffekten av innføringen av et moderat omsetningskrav, for eksempel på 10 prosent, gir en økning i drivstoffprisene på 10 prosent når biogassen har dobbel pris som det fossile drivstoffet. Kostnadene ved et omsetningskrav bæres i utgangspunktet av forbrukerne.

Omsetningskravet utredet i Klimakur 2030 følger i grove trekk 2019-utredningen til Miljødirektoratet og Sjøfartsdirektoratet, som i kort skisserte følgende modell:

- Avgrensning til innenriks skipsfart og avansert biodrivstoff og avansert biogass, altså ikke bruk av konvensjonelt biodrivstoff.¹²⁴
- Omsettere av fossilt drivstoff til skipsfart kan samarbeide om oppfyllelse av omsetningskravet og rapportere sammen, slik som i omsetningskravet for veitransport.
- Bonusfaktor for LBG (flytende biogass) sammenlignet med avansert flytende biodrivstoff, for å redusere konkurranseulempen for LNG og LBG, og for å legge til rette for økt bruk av biogass. Dette kan for eksempel oppnås gjennom dobbeltelling av LBG.

Et slikt virkemiddel har potensial til å gi sterk økning i bruken av flytende biodrivstoff og biogass i skipsfart, men det er flere potensielt viktige problemsstillinger som ikke er konsekvensutredet:

- Tidligst mulige oppstartsår er usikkert. I Klimakur var det lagt til grunn oppstart i 2022.
- Juridiske, især konkurranserettslige, aspekter er ikke utredet.
- Dersom man ønsker å legge til rette for økt norsk biogassproduksjon er det usikkert om omsetningskrav er det mest hensiktsmessige virkemiddelet. Innføring av et omsetningskrav vil trolig føre til at flere av dagens støtteordninger for produksjon av biogass vil måtte avvikles.
- Det er usikkert om det er mulig å utforme en modell som sikrer at omsetningskravet i hovedsak oppfylles med bruk av biogass.
- Sannsynligheten for økt utenlandsk bunkring er ikke analysert. Det er imidlertid liten grunn til at en moderat prisøkning som en følge av et omsetningskrav vil resultere i vesentlig karbonlekkasje.

¹²³ Miljødirektoratet (2019). Svar på oppdrag om videre utredning av et omsetningskrav for avansert biodrivstoff, inkludert biogass i skipsfart, levert Klima- og miljødepartementet, 26.08.19.

¹²⁴ Det antas at avansert FAME av UCOME trolig ikke vil bli brukt grunnet tekniske barrierer.

- Det er usikkert om, og i hvilken grad, importert biogass kan og vil bli brukt i omsetningskravet, selv om produksjonen i utlandet har mottatt produksjonsstøtte.

De eventuelle konsekvensene for dagens produksjonsstøtte og konkurranse fra importert biogass må vurderes opp mot muligheten for et forutsigbart marked for bruk av biogass til sjøfart. Det må også vurderes om det er mulig å utforme et omsetningskrav som fremmer biogass uten at det innebærer urimelige konkurranseulempen for naturgass i forhold til andre fossile energibærere.

Rapportering på bærekraftskriteriene for biogass må på plass hvis biogass skal kunne innlemmes i et omsetningskrav eller lignende statlige støtteordninger.¹²⁵ Mer **utbredt bruk av systemer for å dokumentere klimanytte av norsk biogass** vil kunne øke bruken i sjøfart, da dette er noe sluttkundene trolig vil kreve i større grad enn nå (se mer under virkemiddelvurderinger i veitransport).

I tillegg til IMOs ambisjoner for utslippskutt innenfor sjøfarten er det tidligere etablert **lavutslippssoner** rundt deler av norskekysten for svovelutslipp. Fartøy som opereres i ECA-områdene¹²⁶ må oppfylle krav om utslippsgrenser som tilsvarer bruk av bunkers med maksimum 0,1 prosent svovelinnhold. ECA-området rundt Norge er vist i Figur 27. I praksis betyr dette at nye skip som har intensjoner om å seile i disse farvannene må bygges som lav- eller nullutslippsskip, LNG-skip eller at det må installeres katalysatorer om bord (som for eksempel SCR-teknologi¹²⁷) på konvensjonelle skip.



Figur 27 ECA-området rundt Norge. SOx-krav fra 2015, NOx-krav fra 2021.

¹²⁵ Fornybardirektivet inneholder overnasjonale mål om andel fornybar energi for EU, og hvert enkelt medlemsland fastsetter nasjonale bidrag som skal bidra til å oppfylle dette målet. Det er også et eget mål om fornybarandel i transportsektoren. I gjeldende fornybardirektiv er transportmålet på 10 % i 2020, i det reviderte fornybardirektivet økes det til 14 % i 2030.

¹²⁶ ECA = Emission control area.

¹²⁷ Selective Catalytic Reduction - renseteknologi for NOx-utslipp

Reguleringen er innrettet mot NOx og SOx-utslipp og ikke mot klimagassutslipp. Per i dag er det ingen konkrete planer om å også inkludere CO₂-utslippsgrenser i disse utslippssonene, men dette vil teoretisk sett være en mulighet som eventuelt må utredes nærmere.

Norge har rett til å regulere sitt eget territorialfarvann. Stortingsvedtak nr. 672 fra 2018 vedtok at «Regjeringen skal implementere krav og **reguleringer til utslipp fra cruiseskip og annen skipstrafikk i turistfjorder** samt andre egnede virkemidler for å sørge for innfasing av lav- og nullutslippsløsninger i skipsfarten fram mot 2030, herunder innføre krav om nullutslipp fra turistskip- og ferger i verdensarvfjordene så snart det er teknisk gjennomførbart, og senest innen 2026.» Til nå er det bare stilt krav til lokale utslipp, men det legges opp til krav om nullutslipp før 2026. Dersom nullutslipp her betyr ingen direkte utslipp av hverken klimagasser eller lokale utslipp, vil også LBG og LNG være utelukket når dette kravet trer i kraft. De aktuelle verdensarvfjordene er Nærøyfjorden, Aurlandsfjorden, Geirangerfjorden, Sunnøysfjorden og Tafjorden.

Det er de store cruiseskipene som står for den største andelen SOx- og NOx-utslipp i verdensarvfjordene. Virkemiddelet er derfor rettet mot disse større skipene. Disse cruiseskipene oppholder seg relativt lite i Norge totalt sett. Det betyr også at de bunkrer lite eller aldri i Norge. Ettersom utslippskravet til SOx relativt enkelt kan oppnås med å bytte fra tungolje til marin gassolje, gir det lite insentiv til å bygge og eller bygge nytt gassfartøy som kan seile på biogass. Utslippskravet til NOx er derimot noe vanskeligere å oppnå, fordi det krever relativt dyr renseteknologi eller et bytte til alternative drivstoff med lave NOx-utslipp. Av alternative drivstoff med lave NOx-utslipp er det LNG som er mest utbredt og utviklet. Noen cruiseskip går allerede på LNG og vil da kunne oppfylle både krav om SOx og NOx. Disse skipene kan i teorien gå på biogass, men ettersom de ikke fyller i Norge gir virkemiddelet som sådant lite insentiv til å velge biogass fremfor naturgass. Kravet om nullutslipp, forstått som ingen lokale utslipp, vil bety at det ikke vil være mulig å benytte LBG i fjordene. Sjøfartsdirektoratet skal vurdere om det også bør stilles krav til andre fjordområder.

Innretning av reguleringen til å omfatte større deler av kysten og med konkrete utslippskrav for klimagasser vil kunne bidra til å øke bruken av biogass. Eventuelle utslippskrav vil kunne treffe større deler av norsk skipsfart og kan ha konsekvenser som må utredes nærmere.

Felles internasjonalt regelverk for klima og miljø kan sikre at reguleringer ikke slår skjevt ut mellom aktører i et internasjonalt marked. Gjennom å fortsette arbeidet med skjerpet internasjonalt regelverk for klima og miljø vil norske myndigheter bidra til å redusere risikoen for at utslipp flyttes til andre land ved innføring av nasjonale virkemidler som økt avgift eller stedsspesifikke reguleringer.

Andre virkemidler

Innenfor skipsfart, anskaffer det offentlige mange ulike produkter og varer som transporteres på skip. Det offentlige har også en direkte eierrolle for blant annet ferger og hurtigbåter, og kan i den forbindelse stille krav til reduksjon i utslipp av klimagasser fra fartøylene. Dette er blant annet gjort på Kystruten Bergen-Kirkenes, noe som har resultert i innfasing av LBG i LNG-skip.

I Handlingsplan for grønn skipsfart er et handlingspunkt å "**Stille krav om nullutslippstransport i leveranser til det offentlige, der det ligger til rette for det**". Hvorvidt slike krav kan utløse biogasstiltak er usikkert. Dersom eventuelle nye krav innrettes teknologinøytralt, vil biogass

måtte konkurrere med andre klimaløsninger. Dermed er det ingen garanti for at krav i offentlige anskaffelser vil bidra til økte bruk av biogass i skipsfart. Miljødirektoratet skal på oppdrag fra Klima- og miljødepartementet innen 1. juni 2020 utrede hvor det kan være hensiktsmessig at det stilles krav om nullutslippstransport i leveranser av varer og tjenester til det offentlige og hva som er konsekvensene av slike krav.

Det kan være muligheter for å stille klimakrav til skip innenfor konsesjoner som gis til utvinning av gass eller olje på sokkelen og til konsesjoner innenfor fiskeri. Eventuell innføring av slike krav forutsetter grundig utredning. Det er ikke sikkert om et eventuelt krav vil eller kan fremme bruk av biogass spesielt, men heller stille mer generelle krav til utslippsreduksjoner som vil bety konkurranse mellom biogass og andre alternativer.

Det eksisterer allerede en rekke ordninger som har som formål å øke kompetansen og bidra til utviklingen innenfor norsk sjøfart. Flere av disse ordningene er relevante for kompetanseheving for biogass i sjøfart, og til å bygge ned koordineringsbarrieren. Kompetanseheving kan blant annet skje gjennom Norges forskningsråd, PILOT-E, Klyngeprogrammet, Katapultordningen, Norsk senter for nærsjipsfart og Grønt skipsfartsprogram (GSP). GSP har blant annet et pilotprosjekt gående på bruk av biogass.

3.4.3 Anleggsmaskiner og traktorer

Beskrivelse av markedet

Anleggsmaskiner og traktorer benytter i hovedsak avgiftsfri diesel (anleggsdiesel), som ikke er ilagt veibruksavgift. De benyttes i bygge- og anleggsbransjen, jordbruket, industri og bergverk, på havner og til kommunale vedlikehold- og renovasjonstjenester. Det finnes ingen fullstendig oversikt over antallet og fordelingen av ulike typer anleggsmaskiner, men antall traktorer registreres. Maskinene som benyttes mest i anleggsprosjekter er imidlertid gravemaskiner, hjullastere og dumpere.¹²⁸ Hvordan bruken av anleggsmaskiner og traktorer fordeles på ulike næringer er veldig usikker. Det er ikke kjent noen bruk av biogass på anleggsmaskiner i dag.

En *bottom up*-beregning av utslipp fra maskiner som benytter anleggsdiesel tyder på at traktorer og anleggsmaskinene gravemaskin, hjullaster og dumper kan ha et dieselforbruk på omtrent 610 millioner liter til sammen, noe som tilsvarer omtrent 6 140 GWh. Av dette står traktorer for i underkant av 30 prosent.

Driftsmønsteret på anleggsmaskiner og traktorer vil variere med både maskintype, størrelse på maskinen, i hvilken type næring og til hva slags arbeid maskinen benyttes. For anleggsmaskinene står bygge- og anleggsbransjen for en betydelig del av bruken. I denne bransjen jobbes det først og fremst i prosjektform, og anleggsmaskinene blir sjelden værende på samme plass i mer enn noen år. Anleggsbransjen er også preget av en tydelig bestiller-utfører relasjon, der bestilleren også ofte er en offentlig etat. På generell basis antas det at traktorer har et annet bruksmønster enn anleggsmaskiner, ved for eksempel at de i mindre grad arbeider stasjonært.

Markedsmuligheter

Det har i de siste årene vært et økende fokus på fossilfrie og utslippsfrie bygge- og anleggsplasser. Særlig offentlige bestillere som for eksempel Oslo kommune og Statens

¹²⁸ Jernbanedirektoratet, Kystverket, Avinor, Nye Veier & Statens vegvesen (2018) [Muligheter og barrierer for fossilfrie anleggsplasser i transportsektoren](#)

vegvesen stiller stadig strengere klimakrav i sine bygg- og anleggsoppdrag.¹²⁹ Disse kravene vil delvis kunne oppfylles med bruk av biogass. Fram til i dag har prosjektene i stor grad blitt realisert med bruk av HVO-biodiesel, som kan benyttes direkte i eksisterende dieselmaskiner.¹³⁰ I tillegg møtes kravene i noe økende grad av elektriske anleggsmaskiner. Selv om utvalget av elektriske modeller er begrenset i dag, forventer aktører i bransjen et bredt utvalg av elektriske maskiner fram mot 2030, og også enkelte hydrogenbaserte maskiner.¹³¹ I prosjekter hvor det stilles krav til fossilfri drift eller andre klimakrav vil derfor biogass konkurrere med HVO og nullutslippsmaskiner med elektrisk drift.

Kommuner har ofte en egen maskinpark til drift og vedlikehold eller kjøper tjenester for dette. Dette kan være for eksempel snømåking. De fleste av disse maskinene vil stort sett kun arbeide innenfor kommunens grenser. Hvis det allerede eksisterer infrastruktur for fylling av biogass i kommunen, kan det være mulig å ta i bruk gassdrevne maskiner som kan benytte seg av denne infrastrukturen. Det kan tenkes at dette også gjelder for maskiner som brukes til noen andre formål i kommunene, som for eksempel maskiner som brukes på havner. Det er stor usikkerhet knyttet til hvilken type drift og bruksmønster som er egnet for dette, og hvor store volum det er snakk om. Det er antatt at denne bruken ikke i seg selv vil kunne være utløsende for en fyllestasjon for CBG/LBG. Men der det allerede er tilgang på infrastruktur i nærheten, kan det være mulighet for maskiner med egnet drift til å benytte seg av dette.

Det er veldig begrenset tilgang på gassdrevne anleggsmaskiner globalt, og mindre maskintyper har plassmangel som gir utfordringer med hensyn til plassering av de relativt store gasstankene for CBG eller LBG. Globalt finnes det ingen som produserer anleggsmaskiner med ren gassdrift.¹³² For dumpere finnes det dual-fuel kjøretøy på markedet. Dette er maskiner som både benytter diesel og gass. For anleggsmaskiner som gravemaskiner, hjullastere og lifter er det ikke kjent noen tilgjengelige gassalternativer. Årsaken til dette kan være at det kreves større inngrep for å få plassert gasstankesystemene på grunn av maskinenes utforming. For eksempel har muligheten for ombygging av hjullastere blitt undersøkt, men det ble konkludert med at tilpasning av tankesystemet på dagens hjullastere kan være utfordrende. Når det gjelder traktorer, finnes det produsenter som har prototyper på gassdrevne traktorer.¹³³

Markedet for elektriske anleggsmaskiner er i en tidlig fase, men det blir stadig flere og større modeller tilgjengelig på det norske markedet, særlig gravemaskiner. Tilgangen i årene fremover vil påvirkes av blant annet elektrifisering i samfunnet generelt, utvikling av batteriproduksjon og automatisering. DNV-GL anslår at nærmest alle typer anleggsmaskiner vil kunne elektrifiseres innen 2030 med den forventede utviklingen innen batteriteknologi.¹³⁴ For traktorer er utvalget elektriske modeller betydelig mer begrenset. Dette kan blant annet skyldes at i jordbruket er det større barrierer for elektrifisering enn anleggsmaskiner, da det blant annet stilles krav til vekt på grunn av jordpakking.

¹²⁹ Se for eksempel Statens vegvesen (2019) [Den dagen både byggherre, entreprenør og klima er vinnere, da har vi lyktes](#) og Oslo kommune (2019) [Samlet byggebransjen til nullutslipp](#).

¹³⁰ Multiconsult på oppdrag for Oslo kommune (2018) [Erfaringskartlegging av krav til fossilfrie byggeplasser](#)

¹³¹ DNV-GL på oppdrag for Energi Norge (2019) [1,5 °C - Hvordan Norge kan gjøre sin del av jobben](#).

¹³² Østfoldforskning på oppdrag for Biogass Oslofjord (2019) [Tilpasning av tyngre kjøretøy og anleggsmaskiner for drift med biogass](#)

¹³³ Østfold fylkeskommune [Jord- og skogbrukstraktorer](#). Nettside. 19.12.2019

¹³⁴ DNV-GL på oppdrag for Oslo kommune (2018) [Potensialet for utslippsreduksjon ved fossil- og utslippsfrie bygge- og anleggsplasser](#)

Barrierer

En viktig barriere for bruk av biogass i anleggsmaskiner og traktorer er mangel på tilgjengelige modeller. Det er globalt betydelig begrenset tilgang på modeller, og basert på kartleggingen her er det kun ombygde hjullastere med dual-fuel teknologi og traktorer på pilotstadiet som finnes i dag.

Merkostnad ved investering og for biogass vil også være en barriere. Østfoldforskning anslår en merkostnad på 400 000-500 000 kr ved ombygging av nye dieseldrevne dumpere til dual-fuel, uavhengig av innkjøpskostnaden.¹³² Det bør også påregnes økte service- og drivstoffkostnader, samt en veldig usikker restverdi dersom maskinene skal videreselges. Siden anleggsdiesel ikke er ilagt veibruksavgift, er kostnadsforskjellen i drift større enn for veigående kjøretøy. Dette vil også gjelde i en konkurransesituasjon med HVO som selges til ikke-veigående kjøretøy. For maskiner som brukes i bygg- og anlegg, kan det likevel tenkes at det er noe større betalingsvillighet enn i transportmarkedet, da drivstoffkostnaden kun er en liten del av kostnadene knyttet til et stort byggeprosjekt.

En annen barriere er tilgang og leveranse av LBG/CBG og fylleinfrastruktur. Siden maskiner i bygge- og anleggsbransjen brukes på midlertidige og i noen tilfeller også bevegelige anleggsplasser, vil det kreve mobile og fleksible fyllestasjoner. For maskiner og traktorer i andre sektorer, som for eksempel landbruket, kan det antas at behovet er mer spredt og ofte på avsidesliggende områder. Her vil det være logistikkbarrierer forbundet med små leveranser, samt lagring- og fylleinfrastruktur.

Vurdering av dagens virkemidler og mulige nye

De største barrierene for bruk av biogass i anleggsmaskiner og traktorer er tilgang på modeller, merkostnader og logistikk for infrastruktur og fyllestasjoner. Biogassdrevne kjøretøy og anleggsmaskiner er inkludert i **Enovas program Energi- og klimatiltak i landtransport**. Her kan man få støtte med opptil 40 prosent av merkostnad ved investering og støtte til infrastruktur. I tillegg til støtteordninger kan økte engangsavgifter eller økt CO₂-avgift på mineralolje bidra til å redusere kostnadsbarrieren.

Offentlige anskaffelser er et mulig virkemiddel. Det kan være varierende hvordan klima- og miljøkrav er formulert, det er for eksempel varierende hva som inngår i begrepene fossilfri og utslippsfri byggeplass. Dette gjør det mer usikkert for aktørene som skal investere i maskinene. For eksempel omfatter ikke Oslo kommunes ambisjoner for bygge- og anleggsplasser i anskaffelsesstrategien biogass. Kjøretøy og anleggsmaskiner som brukes i forbindelse med utførelse av arbeid for Oslo kommune, skal som en hovedregel ha nullutslippsteknologi, og her er dette definert som elektrisitet, hydrogen og fjernvarme.¹³⁵ Ved at kommuner stiller krav som omfatter biogass, som også inkluderer andre sektorer som for eksempel på havner og til renovasjons- og vedlikeholdstjenester, kan det være mulig å stimulere til bruk av biogass der forholdene ligger til rette for det.

3.4.4 Jernbane

Det er per desember 2019 syv jernbanestrekninger som ikke er elektrifiserte og benytter anleggsdiesel for fremdrift. Basert på SSBs petroleumssalgstatistikk hadde jernbanesektoren et dieselforbruk på i overkant av 16 millioner liter i 2018, som tilsvarer omtrent 160 GWh.¹³⁶

¹³⁵ Oslo kommune, UKE (2019) [Felles klima- og miljøkrav til Oslo kommunes bygge- og anleggsplasser](#)

¹³⁶ Statisk sentralbyrå (2019) Sal av petroleum. Rapport.

Muligheten for å ta i bruk biogass på de gjenværende dieseldrevne togstrekningene har tidligere blitt trukket fram som en mulighet, blant annet i en rapport fra Rambøll i 2018 på oppdrag fra Norsk Gassforum.¹³⁷

I en ny rapport fra 2019 har Jernbanedirektoratet utredet muligheter for alternativer til fossil diesel på de gjenværende togstrekningene som ikke er elektrifisert.¹³⁸ Løsningen som trekkes fram som mest aktuell er elektrisering med batteri i kombinasjon med elektrifisering av jernbanestrekningene. Dette er vurdert som den mest samfunnsøkonomiske lønnsomme løsningen. Utredningen trekker fram at det er særlig utfordrende med gassdrift i et jernbanesystem med tunneller, og det pekes på at gassdrift vil kreve betydelige infrastrukturinvesteringer i tunneler av sikkerhetshensyn.

3.4.5 Oppvarming av bygg

Beskrivelse av oppvarmingsmarkedet og dagens bruk av biogass

Rundt 1000 GWh fossil gass brukes i dag til oppvarming av bygninger, se Bruken fordeler seg mellom oppvarming boliger, næringsbygg og jordbrukssektoren, deriblant veksthus.

Tabell 5: Energimengder fossil gass til oppvarming.¹³⁹

Område	Kartlagt/estimert energimengde (GWh)			SSB-tall (GWh)		
	LPG	Naturgass	Sum	LPG	Naturgass	Sum
Permanent oppvarming av boliger	90	25	115	80	9	89
Næringsbygg, offentlig tjenesteyting m.m.	49	128	177	513	136	649
Jordbruk, inklusiv gartnerier og fjørfeproduksjon	148	153	301	277	156	433
Totalt	287	306	593	870	301	1171

Det er et avvik mellom kartlagt volum og SSBs tall, men mindre for naturgass.¹⁴⁰ Det er i dag begrenset bruk av biogass til oppvarming av bygninger, men i overkant av 100GWh ble i 2018 brukt til interne varmeformål på biogassanleggene. Noe biogass ble også benyttet til fjernvarme og inngår i kvotepliktige utslipp (se industri 3.4.6.)

Markedsmuligheter for biogass brukt til oppvarming

Det er et økende fokus på fossilfri oppvarming, blant annet eksemplifisert ved Miljødirektoratets oppdrag fra 2019 om å utrede alternativer til fossil gass.¹⁴¹ Biogass kan forbrennes i samme type utstyr som fossil gass, især naturgass, og det totale fossilgassforbruket er også relativt stort. For aktører som allerede benytter naturgass kan biogass anvendes direkte. Dette tilsier økte muligheter for bruk av biogass i dette markedet. Dette forutsetter tilstrekkelig tilgang på biogass, og at det er mulig å levere og oppbevare biogassen på hensiktsmessig måte til akseptabel kostnad.

¹³⁷ Rambøll (2018) [Nordlandsbanen på biogass](#). Rapport.

¹³⁸ Jernbanedirektoratet (2019) [Gi innspill til NULLutslippsløsninger For Ikke-elektrifiserte Baner \(NULLFIB\)](#)

¹³⁹ Norsk Energi (2019). Kartlegging av bruk av gass til oppvarming. Oppdragsrapport for Miljødirektoratet og NVE.

¹⁴⁰ Dette kan ha flere årsaker. Disse er beskrevet i Norsk Energis kartlegging. Norsk Energi vurderer at det reelle volumet kan ligge et sted mellom disse tallene.

¹⁴¹ Miljødirektoratet (2019). [Utredning: Bruk av gass til oppvarming](#) M1623.

Hvilket fossilfritt alternativt som er best egnet til å erstatte fossil gass vil delvis avhenge av som er rimeligst for aktørene, noe som delvis avhenger av hvilken oppvarmingsløsning de allerede har installert. Våre analyser viser at andre fornybare alternativer som elektrisitet (elkjel) og faste biobrensler som pellets er billigere enn biogass i dag og trolig også i 2030.

Markedsmulighetene for biogass er trolig størst i deler av oppvarmingsmarkedet der det nylig har vært investert i gassanlegg som derfor har lang gjenværende levetid. Biogass kan også være aktuelt i områder der det ikke er mulig å velge fjernvarme eller elektrisitet til oppvarming, men gitt den relativt høye biogasspris er pellets stort sett et rimeligere alternativ. Dersom valget ikke begrenses til fossilfrie løsninger er fossil gass et vesentlig rimeligere alternativ enn biogass. For bruk til midlertidig oppvarming (byggvarme) er biogass på flaske/tank lite tilgjengelig per i dag, men er teoretisk mulig.

En indikator på at biogass har begrensede markedsmuligheter er at flere nye, drivstoffproduserende biogassanlegg selv har byttet ut biogass som energibærer til interne varmeformål med andre rimeligere energibærere, som pellets eller strøm.¹⁴² Årsaken er at biogassen har høyere økonomisk verdi solgt som drivstoff enn brukt til oppvarming.

Husholdninger

For husholdninger vil investering i varmepumpe være lønnsomt sammenliknet med overgang til biogass, og også direkte bruk av elektrisitet i eksisterende eller nyinnkjøpte panelovner vil være marginalt rimeligere enn biogass. Dersom investering i utstyr er en forutsetning for å benytte biogass vil biogassens lønnsomhet svekkes ytterligere. Det vurderes derfor lite sannsynlig at husholdningene vil etterspørre større kvanta biogass til oppvarmingsformål.

Næringsbygg

Selv dersom eksisterende utstyr for forbrenning av gass har gjenstående levetid vil overgang fra fossil gass til biogass i næringsbygg være marginalt dyrere enn investering i elkjel eller pelletskjel. Investering i varmepumpe vil være betydelig rimeligere enn biogass. Avhengig av beliggenheten til aktøren og kapasiteten og tilknytningskostnadene i fjernvarmenettet kan også fjernvarme være et rimeligere alternativ. Det vurderes derfor lite sannsynlig at det vil etterspørres større kvanta biogass til oppvarming av næringsbygg.

Veksthus

Fordi fossil gass til oppvarming av veksthus er fritatt CO₂-avgift har fossil gass et vesentlig kostnadsfortrinn sammenliknet med alternative oppvarmingsløsninger. Fjernvarme, varmepumpe og elkjel er betydelig rimeligere enn biogass. CO₂ fra forbrenning av biogass kan imidlertid benyttes til vekstfremmende tiltak i veksthusene. Om lag halvparten av veksthusene som benytter fossil gass oppgir å bruke avgass-CO₂ på denne måten i dag. Verdien av slik bruk er ikke kjent. Gitt de relativt høye kostnadene vurderes det lite sannsynlig at det vil etterspørres større kvanta biogass i veksthusnæringen.

Midlertidig oppvarming (byggvarme):

Til midlertidig byggvarme koster biogass om lag 50 prosent mer enn fossil gass (LPG), og har i tillegg utfordringer knyttet til tilgjengelighet. Pellets, fjernvarme og elektrisitet fremstår som rimeligere alternativer for aktørene forutsatt at merkostnadene til innkjøp av nytt utstyr ikke

¹⁴² Eksempler er Biokraft, VEAS og VAV, Oslo kommune (Bekkelaget renseanlegg)

blir for store, og at disse oppvarmingsløsningene fyller samme behov som gass i mobilitet og effektleveranse. Geografisk plassering for byggeplassen kan påvirke hva utbyggere kan erstatte gass med, ettersom alle løsninger ikke er tilgjengelige overalt, og det er mulig at biogass kan avhjelpe logistikkutfordringer for enkelte aktører dersom fossil gass ikke lenger kan benyttes

Barrierer for bruk av biogass til oppvarming

Bedriftsøkonomiske merkostnader

Biogass har en høy kostnad per leverte energienhet sammenliknet med andre energibærere for oppvarming. Det er kan derfor antas at aktører som har anledning til det vil velge andre løsninger, som for eksempel fjernvarme, pellets, varmepumpe, eller elektrisitet.

For husholdninger og i næringsbygg vil energiprisen stige nærmere 70 prosent ved overgang fra naturgass til biogass. For veksthusene, som i dag ikke betaler CO₂-avgift på fossil gass, vil biogassen koste om lag 120 prosent mer enn naturgass. Til midlertidig byggvarme er det beregnet en kostnadsøkning på ca. 50 prosent sammenliknet med LPG.¹⁴³

I tillegg til de bedriftsøkonomiske merkostnadene ved biogass kan ujevn produksjon og dermed ujevn leveranse være utfordrende.

Vurdering av dagens og mulige nye virkemidler for bruk av biogass til oppvarming

Det er per i dag ikke virkemidler som er rettet spesifikt mot økt bruk av biogass til oppvarming. Eksisterende virkemidler har antakelig begrenset effekt på biogass fordi andre oppvarmingsløsninger i de fleste tilfeller vil være rimeligere enn biogass.

Avgifter, som CO₂-avgift/kvotepris, NO_x-avgift og grunnavgift på mineralolje øker kostnadene for fossil gass. Avgiftene på fossile brenslere er imidlertid relativt lave, og lavere enn i veitransport. Økte avgifter vil derfor øke konkurransedyktigheten til biogass i forhold til fossil gass. Se for øvrig kostnadsanalyse under Industri i kap. 3.4.6, som kan antas å være overførbar til oppvarmingsmarkedet. Her vises vi blant annet at en CO₂-avgift på rundt 2000 kr/tonn CO₂ vil kunne gjøre biogassbruk lønnsom. En slik avgift vil imidlertid ikke endre konkurranseforholdet mellom biogass og elektrisitet/pellets, og det er derfor mest sannsynlig at konsumentene primært velger disse løsningene også ved økt avgift på fossil gass.

I henhold til **krav til løsninger for energiforsyning** i TEK § 14-4 er det ikke tillatt å installere varmeinstallasjon for fossilt brensel. Dette betyr at det er forbudt å installere oppvarming basert på olje, gass og kull i bygg. Bestemmelsen omfatter alle varmeinstallasjoner til oppvarming og tappevann. Fornybart biobrensel, som for eksempel ved, trepellets, bioolje og biogass er ikke fossilt brensel. Det er derfor tillatt å installere varmeinstallasjon for biogass.

Enkelte pilotprosjekter for fossilfrie og utslippsfrie byggeplasser har fått **tilskudd**, for eksempel fra Enova og Klimasats. Enova kan støtte både private og offentlige aktører, mens Klimasats kun kan støtte kommuner, fylkeskommuner og kommunale foretak. Den økonomiske støtten går til ulike formål - investeringer, kompetanseheving, forprosjekter eller merkostnader ved uttesting.

Offentlige anskaffelser kan brukes av til å fremme biogass der det offentlige er innkjøper av oppvarmingstjenester. For eksempel har lokalpolitiske mål om fossilfri fjernvarme gitt en del bruk av biogass i Rogaland. Krav om biogass i offentlige anskaffelser vil være et presist virkemiddel gitt et mål om økt bruk av biogass.

¹⁴³ For en utdypende gjennomgang av forutsetninger og beregninger. Miljødirektoratet (2019). [Utredning: Bruk av gass til oppvarming](#) M1623.

Et mulig nytt virkemiddel kan også være å innføre **bruksstøtte for bruk av biogass**, for eksempel ved å gi direkte tilskudd (som i Danmark, se 3.2.3) eller skattekompensasjon til brukere av biogass. Støttesatsen kunne for eksempel være på samme nivå som fritaket for veibruksavgift innebærer. Mulig innføring av driftstøtte er ikke utredet nærmere. En eventuell innføring av driftstøtte må blant annet ses i sammenheng med andre støtteordninger og statsstøtteregulverket. I analysen av industri, viser vi at innføring av bruksstøtte for biogass på nivå med dagens fritak for veibruksavgift (35 øre/kWh) og antatt rabatt (20 øre/kWh) for allerede utbygd infrastruktur for naturgass, vil bruk av biogass være privatøkonomisk lønnsomt for aktører som allerede bruker naturgass i dag. I 2030 vil denne støttesatsen, gitt økende biogasspriser, være noe ulønnsomt. Det er grunn til å tro at kostnadsanalysen fra industri har overføringsverdi til oppvarmingsmarkedet.

Investeringsstøtte fra Innovasjon Norges program "Verdiskapingsprogrammet for fornybar energi og teknologiutvikling i landbruket", tidligere kjent som Bioenergiprogrammet er et annet aktuelt virkemiddel. Bioenergiprogrammet kan blant annet gi investeringsstøtte til biovarmeanlegg i veksthus, men vi har ikke informasjon om hvordan dette programmet har påvirket produksjon og forbruk av biogass til oppvarming.

3.4.6 Industri - kvotepliktige og ikke-kvotepliktige utslipp

Beskrivelse av markedet for naturgass og biogass i industri

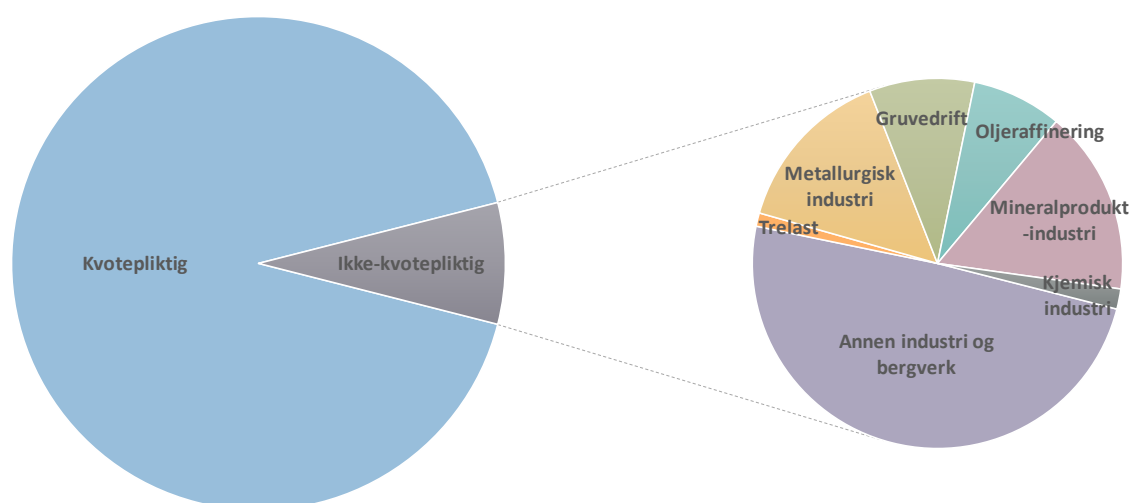
Mesteparten av klimagassutslipp fra industrien i Norge er omfattet av kvoteplikt, se Figur 28. Det er 90 landbaserte industribedrifter med kvotepliktige utslipp av klimagasser i Norge i dag. Alle bedrifter med kvotepliktige utslipp har en tillatelse med en detaljert overvåkningsplan, med krav til hvordan de skal overvåke og rapportere på alle kilder til kvotepliktige klimagassutslipp. Basert på de årlige utslippsrapportene, ble det i 2018 rapportert forbruk på rundt 80 GWh biogass. Det er bare Borregaard og Lyse NEO, av virksomhetene med kvotepliktige utslipp, som har rapportert forbruk av biogass i 2018.

Til sammenlikning ble det forbrent i overkant av 3 500 GWh naturgass, som resulterte i kvotepliktige utslipp. Så og si alle industribransjer med kvotepliktige utslipp forbruker naturgass i dag. En stor andel av denne naturgassen brukes til oppvarming i kjel. En betydelig del går også til direkte fyring, støpeovner, gassturbiner og pilotfakler. Rundt 45 prosent av den kvotepliktige bruken av naturgass blir forbrukt ved raffineriet på Mongstad. Her har elektrifisering vært vurdert som et alternativ. Bruk av naturgass til Mongstad er derfor ikke inkludert i statistikken under, men teknisk sett kan biogass være et alternativ her.

Det er over 20 000 landbaserte industribedrifter med ikke-kvotepliktige utslipp av klimagasser i Norge i dag.¹⁴⁴ Kun et fåtall av disse rapporterer sin energibruk. Basert på rapportene Miljødirektoratet har tilgang til var forbruket av biogass på rundt 10 GWh i 2018. Til sammenlikning var forbruket av naturgass på i overkant av 620 GWh. Forbruket av naturgass i denne delen av industrien går stort sett til oppvarming i kjel, for produksjon av damp eller varme, i tillegg til noe direkte fyring.

Det totale forbruket av biogass i industrien var altså på rundt 90 GWh i Norge i 2018, mens forbruket av naturgass var på over 4 100 GWh.

¹⁴⁴ SSB (2020). [Regnskap for virksomheter](#).



Figur 28 Fordeling mellom kvotepliktige og ikke-kvotepliktige klimagassutslipp fra industrien i 2018

Markedsmuligheter og barrierer for bruk av biogass i industrien

I teorien kan tilnærmet all stasjonær forbrenning av naturgass i industrien konverteres til biogass. Det vil i de fleste tilfeller kun være behov for mindre ombygging for å kunne ta i bruk biogass til fyring i kjeler og direkte fyring i eksisterende anlegg. Biogassbruk vil ikke kreve større endringer knyttet til drift. I industrien brukes naturgass enten til fyring av kjeler for produksjon av varme eller damp eller til direkte høytemperaturfyring der naturgassens høye brennverdi er vesentlig. Det er vanskelig å anslå kortsiktig og langsiktig markedspotensial for biogass i industri.

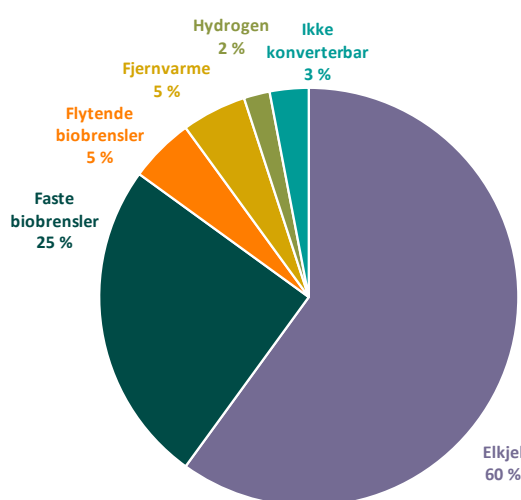
Våre analyser viser at andre fornybare energikilder som elektrisitet og faste biobrensler som pellets er billigere enn biogass i dag og trolig også i 2030. I denne delen av naturgassmarkedet i industrien vil det derfor være krevende konkurransesituasjon for biogass. I enkelte industriprosesser krever imidlertid bruk av brennbart materiale, og da vil biogass teknisk sett være det mest anvendbare alternativet, ifølge prosessindustrien selv.¹⁴⁵

Markedsmulighetene til biogass er trolig størst i markedsnisjer der naturgass i dag brukes i industriprosesser som er særlig tilpasset eller avhengige av de tekniske egenskapene til naturgass, det vil si der naturgass i dag brukes til direkte fyring, støpeovner, gasturbiner og pilotfakler. Eksempler på dette er aluminiumsindustrien som i 2018 brukte rundt 700 GWh i støpeovner for utstøping av aluminiumsprodukter. Slike smelte- og støpeprosesser krever høye temperaturer, fra 600°C og oppover. Dette er krevende temperaturer å oppnå med bruk av elektrisitet. Det brukes også noe naturgass til direkte fyring i industriprosesser, for eksempel til herding av mineralull eller tørking. En konvertering til elektrisitet her vil i mange tilfeller kreve en stor ombygging av hele prosessen. Det ble brukt rundt 250 GWh naturgass til direkte fyring i 2018. Med målrettede virkemidler kan trolig biogassbruken bli betydelig i denne markedsnisjen. Biogass vil også være aktuelt for aktører som nylig har investert i gassanlegg med lang gjenværende levetid.

¹⁴⁵ Norsk Industri (2017:58) [Veikart for prosessindustrien](#)

Biogass kan potensielt brukes som reduksjonsmiddel i stedet for kull. Et reduksjonsmiddel er det som brukes til å fjerne oksygen fra malm, slik at man ender opp med et ønsket metall. I dag er det i stor grad kull som benyttes som reduksjonsmiddel i industrien. Kull har en høyere utslippsintensitet enn naturgass.

Det er imidlertid flere praktiske utfordringer før biogass (altså biometan), kan bli nyttiggjort som reduksjonsmiddel industrielt. Det er gjort forsøk og vist i labskala at dette kan fungere, for blant annet krom og mangan, og konseptet har vært studert i flere prosjekter finansiert av Forskningsrådet. SINTEF har omtalt status i sitt veikart for bruk av gass i industrien.¹⁴⁶ Det er stor usikkerhet knyttet til kostnader ved bruk av alternative reduksjonsmidler. Utvikling av karbonfangst og -lagring (CCS) vil også kunne ha betydning for markedspotensialet for biogass i industrien. Kostnadene per tonn utslippsreduksjon av CO₂ for CCS vil kunne representere et tak for hva industribedrifter med større punktutslipp vil være villig til å betale for fornybare energibærere.



Figur 29 Analyse fra Klimakur 2030. Andel av bedrifter med ikke-kvotepliktige utslipp som konverterer fra fossil gass til fornybare alternativene. Biogass er inkludert i flytende biobrensler.

Barrierer

Bedriftsøkonomiske merkostnader

Fordi biogass teknisk sett kan erstatte naturgass direkte, medfører ikke bruk av biogass økte kostnader utover økte energipriser. Men denne økningen er betydelig. Biogass er omtrent 70 prosent dyrere enn naturgass når avgifter er tatt med. Biogassprisen som er lagt til grunn i denne kostnadsanalysen er hentet fra antatt pris i veitransport. Denne prisen inkluderer kostnader for fylleinfrastruktur, som normalt ikke vil være nødvendig for industribedrifter som har tilgang på stabil forsyning av biogass. Det er disse bedriftene som vil være mest aktuelle for konvertering. Dersom denne kostnaden i prisen trekkes fra, vil biogass være rundt 35 prosent dyrere enn naturgass. Det er likevel en vesentlig merkostnad ved bruk av biogass kontra

¹⁴⁶ Sintef og NTNU (2017) [Veikart for gass i metallindustrien. Økt verdiskaping og reduserte utslipp](#)

naturgass. Sammenlignet med andre fornybare alternativer, som elektrisitet, er også biogass mer kostbart. Enkelte industriprosesser er dog avhengige av de tekniske egenskapene til metan, og her kan elektrisitet være uaktuelt eller kostbart pga. behov for større investeringer/endringer av produksjonsprosessen.

Tilgang på biogass

Som for andre potensielle bruksområder er stabil tilgang på biogass er en barriere også for økt bruk til industri. Behovet for stabil tilgang er trolig mindre for industriaktører enn for veitransportaktører fordi kravet og mål om fossilfri drift er mindre absolutt.

Regulatoriske barrierer

Klimakvoteregulverket har på enkelte områder regler som ikke nødvendigvis er harmonisert med andre EU-reguleringer eller nasjonale ordninger. Eksempel på dette er regler for bruk av sertifikater for omsetning av biogass via gassrørnett. Her vil det være behov for systemutvikling på nasjonalt nivå for at biogass som er distribuert ved hjelp av massebalanseprinsipper skal kunne brukes til industri med kvotepliktige utslipp.

Vurdering av dagens og mulig nye virkemidler for økt bruk av biogass

Våre bedriftsøkonomiske analyser viser at **CO₂-avgiften eller kvoteprisen** må opp mot 1 600 kroner per tonn i dag og rundt 2 200 kroner per tonn i 2030 for at det skal være bedriftsøkonomisk lønnsomt å konvertere fra naturgass til biogass. Konvertering kan være lønnsomt ved en lavere avgift, men erfaring viser at slike investeringsbeslutninger ikke tas før tiltaket har en tilbakebetalingstid på mellom ett og tre år. I våre analyser har vi derfor lagt til grunn to års tilbakebetalingstid.

Kostnadsvurderingen tar utgangspunkt i bruk av biogass i industriprosesser som allerede anvender naturgass og der dermed energiprisen er eneste kostnadselement for konvertering til biogass. Dagens kvotepris bidrar til å redusere merkostnadene for biogass i industri, men er ikke tilstrekkelig alene for å utløse bruk av biogass for industri med kvotepliktige utslipp.

Enovas program **Energi- og klimasatsninger i industrien**, skal bidra til at energi- og klimaeffektive løsninger blir mer tilgjengelige i markedet, og at de tas i bruk hurtigere og i større omfang enn de ellers ville blitt. Investeringer for omlegging til bruk av biogass til varmeformål i industrien omfattes i prinsippet av denne satsningen. I praksis er imidlertid ikke biogass dekket av ordningen, fordi bruk av biogass primært vil være aktuelt for industribedrifter som allerede benytter naturgass. Konvertering til biogass krever kun små investeringer, men vil medføre økte driftskostnader i form av energikostnader. Enova dekker ikke driftskostnader, hverken i dette programmet eller andre program.

Et mulig nytt virkemiddel kan også være å innføre **bruksstøtte for bruk av biogass**, for eksempel ved å gi direkte tilskudd (som i Danmark, se 3.2.3) eller skattekompensasjon til brukere av biogass. Støttesatsen kunne for eksempel være på samme nivå som fritaket for veibruksavgift innebærer. Mulig innføring av driftstøtte er ikke utredet nærmere. En eventuell innføring av driftstøtte må blant annet ses i sammenheng med andre støtteordninger og statsstøtteregulverket. Ved eventuell innføring av bruksstøtte for biogass i industrien på nivå med dagens fritak for veibruksavgift (35 øre/kWh) og antatt rabatt (20 øre/kWh) for allerede utbygd infrastruktur for naturgass, vil bruk av biogass være privatøkonomisk lønnsomt for industriaktører som allerede bruke naturgass i dag. I 2030 vil det, gitt økende biogasspriser, være noe ulønnsomt.

Bedrifter med **tillatelse etter forurensningsloven** har en plikt til å redusere forurensning, inkludert ikke-kvotepliktige klimagassutslipp, så langt som mulig uten urimelige kostnader. De har også krav om at utskiftning av utstyr må tilfredsstille prinsippet om bruk av beste tilgjengelige teknikker (BAT). Mange industribedrifter er imidlertid regulert av forskrifter eller har en drift som gjør at de ikke trenger tillatelse etter forurensningsloven. Det er spesifikt for den enkelte bedrift hva som er å anse som BAT. For bedrifter som er omfattet av industriutslippsdirektiver (IED-direktivet) er hva som er ansett som BAT beskrevet i såkalte BREF-dokumenter fra EU, men CO₂-utslipp og valg av brensler er lite eller ikke adressert i dokumentene. Tillatelsen etter forurensningsloven regulerer generelt utslippsgrenser, men det stilles vanligvis ikke krav til bruk av spesifikke brensler eller teknologier, utover krav om BAT.

CO₂-utslipp har ikke, med noen få unntak, vært regulert med utslippsgrenser. Forurensningsmyndigheten har imidlertid hjemmel både til å stille krav til hvilke brensler som skal brukes og sette CO₂-utslippsgrense for ikke-kvotepliktige utslipp i tillatelsen. For å innføre nye krav må tillatelsen omgjøres, og for tillatelser som er nyere enn ti år er det begrenset omgjøringsadgang, jf. forurensningsloven § 18. Ved fastsettelse av vilkår skal det legges vekt på de forurensningsmessige ulempene ved tiltaket sammenholdt med fordeler og ulemper tiltaket vil medføre. Dersom man velger å sette en utslippsgrense for CO₂, vil det for en bedrift være flere alternativer enn biogass å velge blant for å redusere CO₂-utslippene. Dersom det skal stilles krav som gjør at bedriften tar i bruk biogass, må det gjøres en vurdering av kostnader for dette sammenholdt med nytten/gevinsten i den enkelte sak, samt gjøres en avveining mot alternativer. Bruk av tillatelser til å fremme bruk av biogass vil innebære en vesentlig endring i praksis.

3.4.7 Strømproduksjon/kraft-varmeanlegg

Biogass kan også brukes til å produsere varme eller kraftvarme (CHP).¹⁴⁷ Biogass brukes for eksempel ved biogassanlegg som behandler avløpsslam, til oppvarming av selve slammet, men også av andre biogassanlegg, blant annet som prosessvarme og til oppvarming av bygg. Basert på egenrapportering fra biogassanleggene ser vi at det ble brukt over 21 millioner Nm³ rågass til interne formål (oppvarming) i 2018. I tillegg ble omkring 7 millioner Nm³ brukt til produksjon av elektrisitet og 250 000 Nm³ ble levert som fjernvarme. Til sammen utgjorde dette 36 prosent av bruken av den totale biogassproduksjonen i 2018.

Biogass til CHP kan også være aktuelt for småskala biogassanlegg, der produksjonen er for liten til å oppgradere biogassen til drivstoffkvalitet. Småskala biogassanlegg kan ha større utfordringer enn større anlegg med å oppnå stabil drift, i tillegg gjør den lave strømprisen i Norge at inntektene ved strømproduksjon er lav.¹⁴⁸

Under spesielle forhold kan det likevel være nødvendig eller økonomisk interessant å utnytte biogass i kraft/varmeanlegg. Dette kan for eksempel være små virksomheter med et betydelig varmebehov, eller at anlegget som produserer biogass til CHP er lokalisert i et område med anstrengt nettkapasitet. Samtidig vil bruken av biogass til CHP ha lavere klimanytte i Norge enn i land som har en høyere andel fossil energi i strømmiksen.

På bakgrunn av dette går vi ikke nærmere inn på biogass til produksjon av varme eller CHP.

¹⁴⁷ Combined Heat and Power/ Kraft/varme-anlegg.

¹⁴⁸ Rambøll (2019). Verdikjeder for produksjon av biogass. Oppdragsrapport for Miljødirektoratet.

3.5 Tiltakskostnad for bruk av biogass i ulike segmenter

Det er ikke gjort en fullstendig samfunnsøkonomisk vurdering av bruk av biogass i markedene som er presentert over. Det hadde krevd en tydeligere avgrensning av mengder biogass brukt i de ulike markedene, samt vurderinger av konsekvenser og kostnader knyttet til virkemidler for å nå disse konkrete mengdene, og utredning av positive og negative konsekvenser av den endrede virkemiddelbruken. Videre ville en slik analyse inneholdt vurderinger av andre tiltak enn biogass som eventuelt kan løse det samme problemet/bidra til måloppnåelse. Nedenfor er det likevel gitt noen vurderinger av samfunnsøkonomien knyttet til bruk av biogass, samt konkrete eksempler på tiltaksanalyser.¹⁴⁹

Det forutsettes at den samfunnsøkonomiske nytten ved bruk av biogass i hovedsak vil være knyttet til reduksjoner av klimagassutslipp. De samfunnsøkonomiske vurderingene vil dermed være sterkt avhengig av hva slags energibærer som biogassen erstatter, som igjen har sammenheng med hvilken sektor og i hvilket marked biogassen blir brukt. Biogass er mest aktuelt som erstatning for naturgass og diesel, men den kan også erstatte andre energibærere som bensin og fyringsolje. Fra et samfunnsperspektiv er det samtidig viktig ikke å kun ta hensyn til hvordan utslippene endres når biogass erstatter et gitt drivstoff. Det er også viktig å vurdere hvilke andre alternativer som er tilgjengelig for det bruksområdet som analyseres.

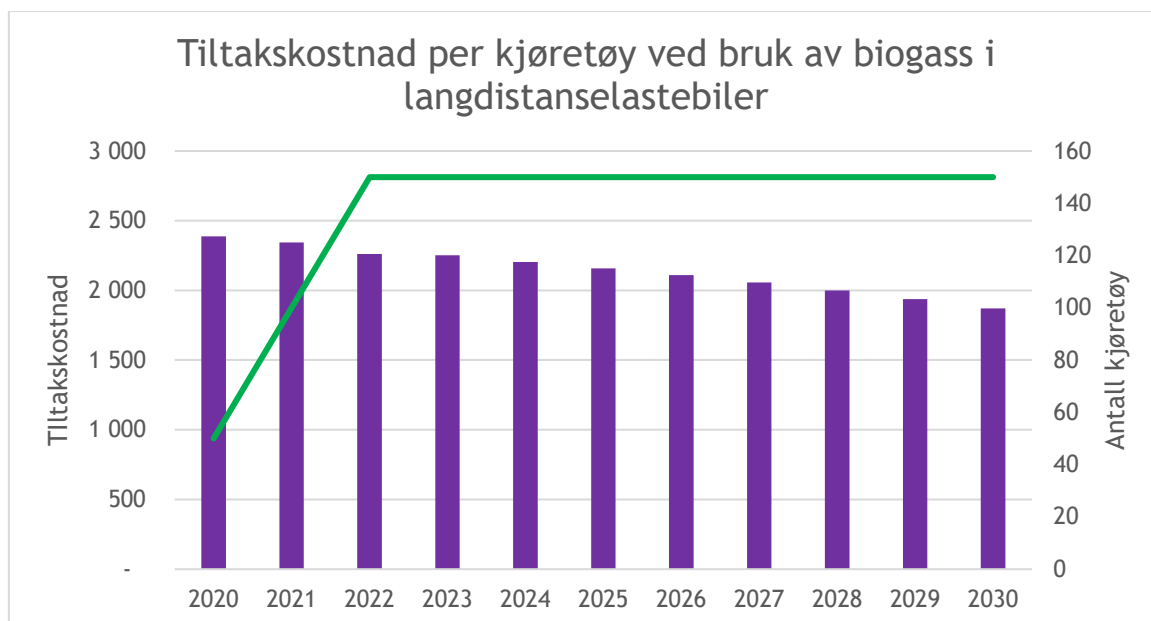
3.5.1 Trekkvogner på biogass

Tiltaket innebærer at 150 nye store LBG-lastebiler (trekkvogner) tas i bruk hvert år fra 2022 til 2030, med en gradvis innfasing fra 2020. Dette tilsvarer at rundt 10 % av nysalget av trekkvogner er LBG-kjøretøy. Utslippsreduksjonene i tiltaket bygger på at LBG-lastebilene erstatter nye diesel-lastebiler. Verdikjeden i tiltaket er velutprøvd og kjøretøyene er kommersielt tilgjengelige (samme teknologi som lastebiler som benytter LNG). Tiltaket inkluderer utbygging av cirka ti fyllestasjoner, som vurderes som nødvendig for å dekke den økte etterspørselen (det finnes tre fyllestasjoner for LBG i dag). Biogassprisen som er benyttet i tiltaksanalysen inkluderer kostnader ved utbygging av fyllestasjoner. Det er forutsatt at trekkvognene i gjennomsnitt bruker 85 prosent LBG, 10 prosent LNG som følge av at det forventes at LBG-forsyningen vil være ustabil og 5 prosent diesel.

Samlede utslippsreduksjoner som følge av tiltaket i perioden 2021-2030 er beregnet til ca. 470 000 tonn CO₂-ekvivalenter, mens utslippsreduksjonene over tiltakets levetid er beregnet til 630 000 tonn CO₂-ekvivalenter. Tiltakskostnaden for den innfasingen som er beskrevet i foregående avsnitt er beregnet til ca. 2700 kr/tonn CO₂-ekvivalenter, som innebærer at det er plassert i den høyeste kostnadskategorien av Klimakur-tiltakene (over 1500 kr/tonn), se også Figur 30. De viktigste faktorene som bidrar til en relativt høy tiltakskostnad er merkostnaden ved innkjøp og økte driftskostnader. Det er antatt at LBG-lastebilen koster ca. 500 000 kr mer å anskaffe enn en diesellastebil og at denne merkostnaden ikke forventes å falle som følge av teknologiutvikling eller skalaforbedringer i produksjonen. Videre har LBG-lastebilene vesentlig

¹⁴⁹ For nærmere informasjon om tiltaksanalyser og hvordan tiltakskostnader beregnes, se Miljødirektoratet (2019). [Metodikk for tiltaksanalyser](#) Veileder.

høyere drivstoffkostnader enn diesel-lastebiler når avgifter ikke er inkludert og vedlikeholdskostnadene er noe høyere.



Figur 30 Tiltakskostnad ved bruk av biogass i langdistanselastebiler. Lilla søyler viser tiltakskostnad for kjøretøy kjøpt i et gitt år, mens den grønne linjen viser antall kjøretøy som fases inn i tiltaket. Vektet tiltakskostnad blir på cirka 2700 kr/tonn CO₂. Diskonteringsrate: 4 %.

3.5.2 Bruk av biogass til sjøfart

Dette tiltaket går ut på å bruke 0,9 TWh biogass til sjøfart. Tiltaket kan for eksempel utløses av et omsetningskrav for flytende biodrivstoff og biogass i innenriks skipsfart. For nærmere omtale av et slikt omsetningskrav se kapittel 3.4.2. Tiltaket tar utgangspunkt i at LBG blandes rett inn i og direkte erstatter LNG, og det er antatt at det ikke kommer ekstra kostnader i form av tilpasning av skip eller utbygging av ny infrastruktur.

Tiltakskostnaden er beregnet til cirka 1500 kr/tonn, men er sensitiv for prisforutsetningene. Dersom LBG-prisen er 20 prosent høyere enn antatt, øker tiltakskostnaden til cirka 2200 kr/tonn CO₂.¹⁵⁰

3.5.3 Bruk av biogass som erstatning for naturgass i andre markeder

Overgang fra naturgass til biogass på eksisterende installasjoner, for eksempel til oppvarming eller i industri, er tiltakskostnaden kun avhengig av prisforskjellen mellom naturgass og biogass. Tiltakskostnaden er her beregnet til rundt 1500 kr/tonn CO₂. Tiltakskostnaden er relativt sensitiv for antagelsene om biogassprisen. Dersom LBG-prisen er 20 prosent høyere enn antatt, øker tiltakskostnaden til cirka 2200 kr/tonn CO₂.

¹⁵⁰ I Klimakur 2030 var tiltakskostnaden beregnet til ca. 2400 kr per tonn CO₂. Tiltaket er beskrevet nærmere i tiltaksarkene i Klimakur 2030.

4 Tilbudssideanalyse

Oppsummering av kapittelet

Produksjon av biogass har økt i Norge de siste årene, men er på et lavere nivå enn i våre naboland, Sverige og Danmark. De fleste nye biogassanleggene produserer oppgradert biogass, og oppgradert biogass utgjør omtrent halvparten av dagens biogassproduksjon i Norge. Avløpsslam og våtorganisk avfall (hovedsakelig matavfall) utgjør en betydelig andel av råstoffene for produksjon av biogass i dag, og de siste årene har nye anlegg tatt i bruk nye ressurser, som husdyrgjødsel og fiskeensilasje. Andre råstoff kan bli aktuelle råstoff i norsk biogassproduksjon i fremtiden.

Det er identifisert et potensial for ny biogassproduksjon i Norge i 2030 som tilsvarer omtrent en firedobling av produksjonsnivået i 2018 på 500 GWh. Analysen av biogasspotensialet er avgrenset til anaerob utråtning av organisk avfall og rester, og nåværende produksjonsteknologi. Det finnes andre produksjonsteknologier for biogass, som strøm til gass (*power-to-gas*) og gassifisering, men da dette er umodne teknologier per i dag, omtales disse kun kort. Mulighetene for å produsere biogass ser ut til å være størst fra matavfall og avløpsslam. Halm er også blant råstoffene med høyest potensial, men brukes ikke ved biogassanlegg i Norge i dag. Husdyrgjødsel, det eneste av de analyserte råstoffene som har et utslippsreduksjonspotensial ved *selve* produksjonen, har også et betydelig potensial for økt utnyttelse. Det samme gjelder for råstoff fra fiskeindustrien, som fiskeslam og fiskeensilasje.

Produksjonskostnader for biogass

Det er flere faktorer som påvirker sannsynligheten for at ulike råstoff blir brukt til biogassproduksjon i fremtiden. Særlig produksjonskostnadene vil være av betydning, og disse varierer betraktelig mellom råstoffene. For at produksjonen skal nærme seg det estimerte potensialet, må flere av de dyrere råstoffene tas i bruk, noe som vil medføre produksjonskostnader som er høyere enn dagens betalingsvillighet for biogass som drivstoffprodukt.

De rimeligste råstoffene er avløpsslam og matavfall, altså de råstoffene som hovedsakelig brukes i dag. I tillegg har biogass fra fiskeensilasje og fiskeslam relativt lave produksjonskostnader. Felles for disse fire råstoffene, med unntak av avløpsslam, er at biogassprodusenten får betalt for å ta imot råstoffene. Husdyrgjødsel har de høyeste produksjonskostnadene, og disse varierer mye avhengig av hva slags type anlegg biogassen produseres i. Den minst kostnadskrevende bruken av husdyrgjødsel er utnyttelse i eksisterende sambehandlingsanlegg som selger biogass som drivstoff, etterfulgt av utvidelser av eksisterende slambehandlingsanlegg slik at disse også å kan ta imot husdyrgjødsel. Bruk av husdyrgjødsel i gårdsanlegg skiller seg ut med vesentlig høyere produksjonskostnader. Produksjon av strøm og varme av biogass fra gårdsanlegg gir også lavere inntekter og klimanytte enn ved salg av biogass som drivstoff.

Halm har et stort potensial, samtidig som det er forbundet med flere barrierer. Det har relativt høye produksjonskostnader, kan være krevende å samle inn og er også godt egnet til forbrenning.

Til tross for antatt lave produksjonskostnader ved fiskeslam er det i dag få eksempler på biogassproduksjon fra dette råstoffet i Norge. Fiskeslam har relativt lavt energiinnhold, og det er usikkert om biogassbehandling vil bli den foretrukne teknologien for håndtering av fiskeslam.

Det er beregnet tiltakskostnader, altså kostnaden ved et tiltak målt som kroner per enhet oppnådd utslippsreduksjon, ved å produsere biogass fra husdyrgjødsel. Dette er kun gjort for husdyrgjødsel da det er det eneste råstoffet som har CO₂-utslippsreduksjonspotensial (ettersom biogassproduksjonen fører til redusert lagringstid av gjødselen, som igjen reduserer metan- og lystgassutslipp). Tiltakskostnaden er beregnet til å være mellom 2300 kr/tonn CO₂ til nærmere 5000 kr/tonnet, avhengig av type anlegg.¹⁵¹ Tiltakskostnadene ser utelukkende på *produksjonen* av biogass, slik at utslippsreduksjoner ved bruken av biogassen, som ved at den kan erstatte bruk av fossile drivstoff, fanges opp i tiltakskostnaden for bruk.

Barrierer og virkemidler for økt biogassproduksjon

En av de viktigste barrierene for oppstart av ny biogassproduksjon er usikkerhet om markedet for bruk av biogass på kort og lang sikt, altså hvor trygge biogassprodusentene er på om de for solgt biogassen til en pris som sikrer lønnsomhet. Uklare mål og signaler fra beslutningstakere og statlige myndigheter bidrar til å forsterke markedsusikkerheten, og innføring av **forpliktende mål for bruk og produksjon** kan være et virkemiddel for å redusere usikkerheten.¹⁵²

Eventuelt forsterkede virkemidler for bruk av biogass i Norge vil gjøre import av biogass mer aktuelt, som igjen vil reise spørsmålet om norske biogassprodusenter er konkurransedyktige med utenlandsk biogassproduksjon. Erfaringer fra Sverige tilsier at avvikende virkemidler mellom land kan bli en barriere for økt biogassproduksjon nasjonalt. Utvikling av virkemidler for biogass i andre nordiske land og i EU bør derfor følges tett.

Dagens **investeringsstøtte fra Enova** til storskala biogassproduksjon er det primære virkemiddelet for økt biogassproduksjon, og Enova-støtten har bidratt til flere investeringsbeslutninger i ny eller utvidet biogassproduksjon de seneste årene. I tillegg bidrar Enova bidrar gjennom søknadsprosessen til nyttig kvalitetssikring av nye biogassprosjekter. Enova-støtten er også fleksibel i den forstand at støttesatsen kan tilpasses behovene i de ulike biogassprosjektene. Innovasjon Norge og Enova har også **støtteprogrammer for innovasjon innenfor biogassproduksjon**, og disse kan spille en viktig rolle for kostnadsreduksjoner og økt bruk av nye råstoff.

Realisering av det identifiserte potensialet for økt biogassproduksjon i 2030 innebærer sterk vekst i norsk biogassproduksjon, og er antatt å betinge bruk av råstoff med langt høyere produksjonskostnader enn de mest brukte råstoffene i dagens produksjon. Dersom det er mål om å realisere hele potensialet innen 2030, bør det i så fall undersøkes om dagens produksjonsstøttesystem, herunder Enova-støtte og lokal og nasjonal regulering av biogassanleggene, er innrettet på en måte som muliggjør *svært* rask vekst og bruk av mer kostbare råstoff. Det norske støttesystemet for biogass er nokså uoversiktlig, med mange ulike støtteordninger for både bruk og produksjon som forvaltes av en rekke ulike aktører som ikke nødvendigvis formelt samarbeider. Ved eventuell utvikling av justert støttesystem for biogass, kan **strømlinjeforming av systemet** være hensiktsmessig.

¹⁵¹ Miljødirektoratet m.fl. "Klimakur 2030. Tiltaksark: Husdyrgjødsel til biogass."

¹⁵² Se SOU (2019:24-25). "Mer biogas!".

Usikker tilgang på råstoff er også en barriere for økt biogassproduksjon i Norge. For å øke tilgangen på råstoff kan det vurderes om det skal stilles **krav i tillatelser etter forurensningsloven om energiutnyttelse** for enkelte typer organisk avfall. Dette vil sannsynligvis føre til at mer organisk avfall leveres til biogassanlegg, men biogassanleggene vil også konkurrere med forbrenningsanlegg, som også energiutnytter avfall.

Det er usikkerhet knyttet til tilgjengeligheten av matavfall, blant annet grunnet usikre fremtidige utsorteringsandeler og hva som blir utfallet av innsatsen for å redusere matsvinn. Det er ingen nasjonale krav til utsortering av matavfall i dag, men slike krav er utredet, og et forslag til forskrift om utsortering av matavfall og plast fra både husholdninger og næringsliv ligger til behandling i Klima- og Miljødepartementet. **Krav til utsortering** vil bidra til at en større mengde matavfall gjøres tilgjengelig. Det er allikevel ikke gitt at biogass velges som behandlingsløsning, da kompostering også er en vanlig behandlingsform i Norge.

Det eneste spesifikke råstoffvirkemiddelet for biogassproduksjon i dag, er rettet mot husdyrgjødsel, der det utbetales et **tilskudd til foretak som leverer husdyrgjødsel til biogassproduksjon**. Til tross for denne støttesatsen produseres det lite biogass av husdyrgjødsel, og biogassanleggene oppnår generelt i dag ikke lønnsomhet ved utnyttelse av husdyrgjødsel. Gårdsanlegg har særlige store barrierer, blant annet på grunn av høye produksjonskostnader, mer ustabil drift og varierende energibehov. I tillegg er den økonomiske gevinsten av å erstatte strøm, naturgass eller fast biobrensel liten, da dette er relativt rimelige energibærere. Et mulig virkemiddel kan derfor være å **øke satsen for leveringsstøtte**. Den norske støttesatsen for husdyrgjødsel er imidlertid allerede relativt høy i forhold til den svenske støttesatsen, som har vesentlig høyere bruk av husdyrgjødsel til biogassproduksjon. Dette viser at det trolig også er behov for andre virkemidler enn kun direkte støtte. Økt forutsigbarhet, ved for eksempel en **langsiktig garanti for støtteordningen** ordningen, kan være et annet mulig virkemiddel.

Avsetning av restene fra biogassproduksjonen, biorest, er en barriere for dagens og mulige nye biogassprodusenter. Biorest brukes i dag i stor utstrekning som gjødsel i landbruket, enten som et organisk gjødsel- eller jordforbedringsprodukt, og reguleres av gjødselvereforskriften. Biorest er i dag en utgiftspost for biogassprodusentene da det er kostnader ved behandling, lagring og transport av bioresten, samtidig som det er begrenset betalingsvilje for biorest. Bioresten kan være en absolutt barriere for økt produksjon dersom produsentene ikke lykkes å finne avsetning for bioresten. Nye typer råstoff til biogassproduksjonen vil også gi nye typer biorest med ulike kvaliteter og utfordringer.

En barriere for å få avsetning på bioresten er begrensninger i gjødselvereforskriften på bruk av biorest. Forskriften har lenge vært under revisjon, og det skaper usikkerhet om hvilke regler som vil gjelde for biorest i fremtiden. Det er derfor viktig med fremdrift i arbeidet med å vurdere forslaget slik at **ny gjødselvereforskrift** kan fastsettes. Andre mulige virkemidler for økt bruk av biorest er **avgift på innholdet av fosfor og nitrogen i mineralgjødsel**¹⁵³, **krav om innblanding av sekundært fosfor i mineralgjødsel** eller **støtte til lagring av biorest**.

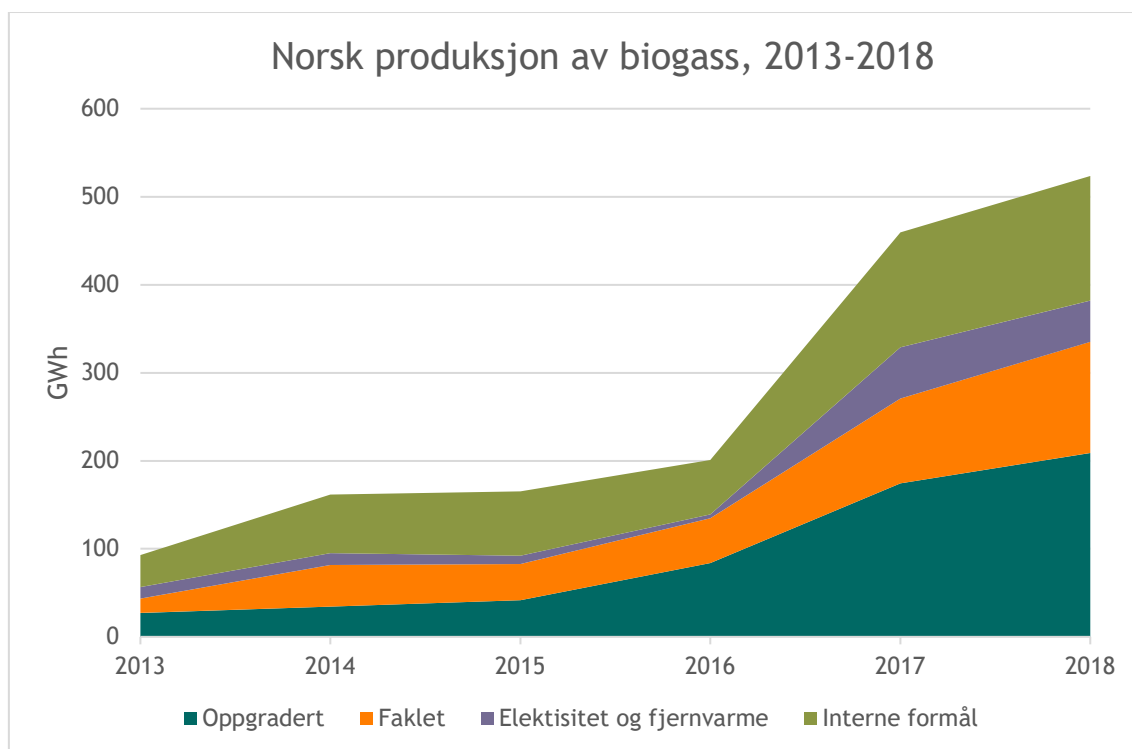
Salg eller bruk av CO₂ som fjernes i forbindelse med oppgradering av råbiogass til drivstoffkvalitet er svært lite utbredt i dag. Utnyttelse av CO₂ fra produksjonen kan imidlertid representere muligheter for både økt lønnsomhet og klimanytte ved biogassproduksjonen, for

¹⁵³ Se NOU 2015:15 kap. 3.3.2.

eksempel hvis CO₂-en erstatter fossil CO₂ brukt som næringsmiddel (CCU), eller hvis den lagres (CCS). Det er i dag få eller ingen virkemidler, i tillegg til at det er regulatoriske og markedsmessige barrierer for utnyttelse av CO₂ fra biogassproduksjon.

4.1 Status for produksjon i Norge

Produksjon av biogass har økt i Norge de siste årene.¹⁵⁴ Miljødirektoratet samler informasjon fra biogassprodusentene om hvor mye gass som produseres og dens kvalitet. Figur 31 viser mengde biogass produsert (GWh) og bruk i årene 2013-2018. Tallene er basert på egenrapportering fra biogassanleggene som Miljødirektoratet har bedt om for årene 2017 og 2018 og er heftet med en viss usikkerhet.¹⁵⁵



Figur 31 Mengde GWh biogass produsert på norske biogassanlegg i perioden 2013-2018 og fordeling av bruksområder/formål.

Det var 36 biogassanlegg som rapporterte data om biogassproduksjon i 2018, og biogass tilsvarende omkring 500 GWh ble produsert i Norge dette året. På 14 av anleggene ble biogass oppgradert til drivstoffkvalitet. De fleste av produksjonsanleggene ligger på Østlandet, men de er geografisk spredt opp til Trøndelag.

Avløpsslam og våtorganisk avfall (matavfall) utgjør en betydelig andel av råstoffene for produksjon av biogass. Nye anlegg har imidlertid tatt i bruk andre ressurser. Greve biogass tar imot store mengder husdyrgjødsel, mens produksjonsanleggene på Saugbrugs og Skogn utnytter

¹⁵⁴ Det ble produsert 0,5 TWh i 2010, men dette inkluderte oppsamling av deponigass som ikke med i betraktningen her.

¹⁵⁵ Dette er en ny rapportering og det vil være en viss fare for feilrapporteringer som ikke er fanget opp i kvalitetssikringen av datagrunnlaget. Historiske data har blitt etterspurt fra anleggene i forbindelse med dette oppdraget og Klimakur 2030. Tallene er til dels estimert pga. manglende historiske data.

slam fra papirindustrien og Biokraft Skogn bruker kategori 2 fiskeensilasje. Annet avfall og rester fra landbrukssektoren, fiskeri og havbruk kan i fremtiden bli aktuelle råstoff i norsk biogassproduksjon. Dette beskrives nærmere i kapittel 4.4.

4.1.1 Produksjon av flytende biogass (LBG)

I 2018 ble verdens største anlegg for produksjon av flytende biogass (LBG), Biokraft, satt i drift i Skogn. Biokraft har en produksjonskapasitet på 125 GWh, og prosjekterer doubling av denne kapasiteten. Foreløpig er det kun ett annet produksjonsanlegg for flytendegjøring av gassen (til LBG) i Norge, nemlig Romerike biogassanlegg (Oslo kommune).

Flere nye biogassanlegg med LBG-produksjon, som VEAS i Asker og SNG på Stord, er under prosjektering, og eksisterende anlegg, som Greve biogass, planlegger utvidelser til LBG-produksjon.

Produksjonen av biogass som drivstoff er i vekst og vil ifølge Energigass Norge være rundt 400 GWh i 2020. På kort sikt foreligger det konkrete planer om utbygging av kapasitet for LBG-produksjon på rundt 600 GWh, når også dagens kapasitet inkluderes. Tilgang på produksjonskapasitet for LBG gjør det mulig å transportere biogass i Norge over lengre avstander til en akseptabel økonomisk og miljømessig kostnad. LBG utvider også markedsmulighetene for biogass ved at også LNG kan erstattes direkte.

4.2 Dagens virkemidler for biogassproduksjon

Under følger en oppsummering av dagens virkemidler som påvirker produksjonen av biogass. Enkelte av virkemidlene er spesifikke ordninger rettet mot biogass, mens andre er sektorovergripende klimavirkemidler eller ordninger som påvirker rammebetingelsene for både biogassproduksjon og -bruk. Virkemidlene for bruk og produksjon må også ses i sammenheng. For eksempel vil høyere støtte til produksjon kunne bidra til å redusere prisen på biogass, og dermed merkostnadene ved biogassbruk. Se kapittel 3.2 for dagens virkemidler for bruk av biogass.

Gjennomgangen tar for seg samtlige av dagens virkemidler for produksjon av biogass, men råstoffspesifikke vurderinger gjøres i råstoffgjennomgangen i kapittel 4.4, og eventuelle justeringer av nåværende virkemidler blir drøftet i kapittel 4.3. Virkemidler for bruk av biorest er omtalt i kapittel 5.3. Virkemiddelvurderingene må betraktes som en første gjennomgang av mulige virkemidler. Vurderingene begrenser seg til å beskrive hvordan virkemidlene påvirker produksjonen av biogass, uten å vurdere dette opp mot hva som er formålet med de ulike virkemidlene eller om det er samfunnsøkonomisk ønskelig å gjøre endringer.

Det er få regulatoriske virkemidler i form av påbud, forbud eller andre krav som direkte påvirker produksjonen av biogass. Det er først og fremst støtteordninger som har som direkte formål å øke produksjonen av biogass. Det er ulikheter i hvor langsiktige støtteordningene er og i hvilken grad statlige myndigheter kan legge føringer på hvordan ordningene skal utformes og forvaltes. Blant annet skal Enovas støtteordninger være innenfor gjeldende statsstøtteregulering i EU, som i praksis legger begrensninger på hvilke former som kan gis og hvor store kostnader som kan dekkes. Slike faktorer bidrar delvis til å redusere effekten av støtteordningene.

Av aktører som har en rolle i støttesystemet for biogassproduksjon i Norge, er Enova den viktigste. I tillegg har Innovasjon Norge ansvaret for tilskuddsordninger som er rettet mot

biogass, eller som kan brukes i forbindelse med biogassproduksjon. Landbruksdirektoratet har også en rolle ved at de støtter foretak som leverer husdyrgjødsel til biogassproduksjon.

Enova er et statlig foretak som forvalter midler på Klima- og miljødepartementets budsjett, blant annet Klima- og energifondet. Føringer for etablering av støtteordninger gis veldig overordnet, og det er derfor i stor grad opp til Enova å velge satsningsområder og kriterier for tildeling av støtte innenfor de rammene som er gitt i avtalen mellom KLD og Enova om forvaltning av Klima- og energifondet. I avtalen er det angitt overordnede mål for forvaltningen av fondet, uten at det stilles vilkår om satsninger på ulike sektorer eller bestemte typer fornybar energi. Det er dessuten stilt krav om at støtteordningene må være innenfor gjeldende statsstøtteregulering i EU. De fleste støtteordningene til Enova er omfattet av EUs gruppeunntaksforordning.¹⁵⁶

4.2.1 Dagens virkemidler for å etablere anlegg for biogassproduksjon

Investeringsstøtte fra Enova til virksomheter som ønsker å etablere nytt anlegg eller som trenger støtte til å oppgradere eksisterende biogassanlegg til å utvinne biogass med drivstoffkvalitet

Gjennom programmet "Biogass og biodrivstoff" gir Enova investeringsstøtte til etablering av produksjonsanlegg for biogass. Både nyetablering av slike anlegg og prosjekter som omfatter en reell kapasitetsutvidelse i eksisterende anlegg omfattes av ordningen. Også prosjekter der en ønsker å oppgradere eksisterende produksjon av råbiogass til biometan (drivstoffkvalitet) omfattes av ordningen. Formålet med programmet er å øke tilgangen på bærekraftig biogass og er rettet mot etablering av kommersielle anlegg.

Investeringsstøtten skal være utløsende for at prosjektet gjennomføres. I dette ligger det at lønnsomheten i det enkelte prosjektet vurderes, og derigjennom støttebeløp som må til for å utløse prosjektet. Det er imidlertid absolutt øvre grenser iht. statsstøtteregulering, hvor øvre grense for store bedrifter er 45 prosent av merinvesteringen og 50 prosent av merinvesteringen for små og mellomstore bedrifter.

Støtteberettigede kostnader defineres som differansen mellom nødvendig investeringskostnad for å etablere anlegget og et troverdig alternativ. Gjennom programmet «Biogass og biodrivstoff» utnyttes ikke statsstøttereguleringen fullt ut da regelverket åpner for 55 prosent og 65 prosent for henholdsvis bedrifter som kategoriseres som «mellomstore» og «små». En forutsetning for slike støtteprosjekter er imidlertid at det kan identifiseres en troverdig, mindre miljøvennlig, investering som ville blitt gjennomført uten støtte. Dersom et slikt alternativt ikke kan identifiseres så er de maksimale støttesatsene 40 og 50 prosent for henholdsvis bedrifter som kategoriseres som «mellomstore» og «små».

Programmet har et sett av kvalifikasjonskriterier, både mht. produkt og prosjekt. Blant annet er det krav om at produktet oppfyller bærekraftskriteriene i produktforskriften og at prosjektet innebærer en årsproduksjon på minimum 1 GWh/år. Programmet har også et sett av rangeringskriterier hvor det er angitt at prosjekter med høyt energieresultat målt opp mot støttenivået, og prosjekter med dokumentert høy gjennomføringsevne, prioriteres.

¹⁵⁶ Enova (uten dato) "Rettslig grunnlag for Enovas støtteordninger". Nettside. <https://www.enova.no/om-enova/drift/rettslig-grunnlag-for-enovas-stotteordninger>

Vurdering: Enovas ordning med støtte til etablering av produksjonsanlegg har eksistert siden 2009. Gjennom programperioden er det gitt tilskudd til 18 prosjekter. Samlet investeringsstøtte i programperioden er 614 MNOK, og tilknyttet energieresultat er 634 GWh/år. Energieresultat uttrykker forventningsverdier på disse størrelsene noen år fram i tid, dvs. når en oppnår stabil produksjon og kan utnytte kapasiteten i anlegget.¹⁵⁷ Tilskuddet har gått til nyetableringer, utvidelser og prosjekter som kun omfatter oppgradering av råbiogass til drivstoffkvalitet. Prosjektene varierer også i hvilket sluttprodukt (flytende biogass (LBG), komprimert biogass (CBG), trykksatt biogass og råbiogass).

Det er stor variasjon i biogassprosjektene Enova har støttet - det totale støttebeløpet og energieresultatet av de ulike prosjektene kan ikke uten videre sammenlignes med hverandre eller med andre støtteordninger. Støttesatsen fastsettes i hvert enkelt tilfelle utfra vurderinger om hva som er nødvendig for å utløse prosjektet, og dette reduserer sjansen for å gi mer støtte enn nødvendig. I tillegg bidrar Enova bidrar gjennom søknadsprosessen til nyttig kvalitetssikring av nye biogassprosjekter. Se også vurdering i kapittel 4.3.

Støtte fra Enova til utvikling av ny energi- og climateknologi

Gjennom programmene pilotering, demonstrasjon og fullskala tildeles støtte til ulike teknologiprojekter som kan bidra til å nå Enovas overordne mål om blant annet reduserte klimagassutslipp. Programmene er teknologi- og sektornøytrale, og er altså ikke spesielt rettet mot produksjon eller bruk av biogassproduksjon. Aktuelle prosjekter innenfor biogass kan være både hele produksjonslinjer og mer spesifikke delprosesser. I vurderingen av om støtte skal gis vektlegges blant annet potensialet for at teknologien kan spres og introduseres for markedet på sikt.

Støtteordningen skiller seg fra investeringsstøtteordningen for biogassproduksjon ved at denne kan dekke biogassprosjekter med særlig teknologiutviklende karakter. Fokuset er særlig på teknologier som kan bidra til å flytte biogassproduksjon i en mer kostnadseffektiv retning. Aktuelle prosjekter mht. biogass kan både være hele produksjonslinjer for biogassproduksjon eller mer spesifikke delprosesser i produksjonen. For eksempel er Liholmen Biogass i Båtsfjord støttet gjennom fullskalaprogrammet. Dette biogassprosjektet er det første som tok i bruk Antec-teknologi for utråkning i fullskala. Her er hele produksjonslinjen dekket i et tilskudd gjennom fullskalaprogrammet.

Liholmen Biogass fikk støtte på 10,7 MNOK, mens energieresultatet var på 3,2 GWh/år. Dette impliserer altså høy støttesats per kWh produsert. Støttesats kr/kWh i det enkelte prosjektet innenfor teknologiprogrammene er imidlertid underordnet målet om å redusere teknologisk risiko og eventuell senere spredning av teknologien. Enovas støttesatser for slike prosjekter er høyere, men de øvre absolutte grensene som statstøtteregeverket setter er tilsvarende som i det ordinære biogassprogrammet.

¹⁵⁷ I biogassprosjektene uttrykkes energieresultatet som brutto årsproduksjon kWh/år biogass fratrukket forbruk av ikke ny fornybar energi i produksjonsprosessen. Fordi det i energieresultatet er fratrukket delvis forbruk av energi i prosessen så vurderes det at produksjonskapasiteten for biogassproduksjon er noe større enn tilknyttet energieresultat. Av de 18 prosjektene som er støttet så er fire prosjekter under planlegging/bygging. Budsjetterte investeringer, dvs. på søknadstidspunktet, i disse 18 prosjektene beløper seg til 2.627 MNOK.

Investeringsstøtte fra Innovasjon Norge til etablering av gårdsanlegg for produksjon av biogass

Innovasjon Norge kan som del av Verdiskapningsprogrammet for fornybar energi og teknologiutvikling i landbruket¹⁵⁸ gi tilskudd til etablering av gårdsanlegg for biogassproduksjon.¹⁵⁹ Bønder og landbruksskoler kan søke om støtte. Støtte kan gis for inntil 45 prosent av investeringen og maksimalt 10 millioner kroner. Gjennom ordningen kan det også gis støtte til forstudier og forprosjekter for etablering av biogassanlegg, begrenset til 50 prosent av kostnadene og maksimalt henholdsvis 50 000 kroner og 150 000 kroner.

Programmet skal bidra til at investeringer i fornybare energikilder i landbruket oppnår tilstrekkelig lønnsomhet. For biogassanlegg på gårdsnivå vil det i hovedsak dreie seg om energiproduksjon til å dekke eget forbruk til varme og elektrisitet.

Støtte fra Innovasjon Norge til investering og bedriftsutvikling i landbruket (IBU)

Tilrettelegging for løsninger i husdyrbygg som gjør det mulig å utnytte husdyrgjødsel til biogassproduksjon kan være en del av en større investering på et gårdsbruk. I slike tilfeller vil IBU midlene kunne brukes for å fremme biogassproduksjon. Tradisjonelle IBU midler vil kunne brukes i forbindelse med bygging av nye gjødsellager og fjøs der det forberedes eller legges til rette for biogassproduksjon. Dette kan være separatorer, pumpekummer, eksterne gjødselkummer mm. som trengs i forbindelse med levering av gjødsel til større anlegg (ev. ta imot biorest) og til eget biogassanlegg på gården. Det kan gis tilskudd til investeringer i faste anlegg og tilhørende produksjonsutstyr av varig karakter opp til 35 prosent og maksimalt 2 millioner kroner. For gjødsellager kan det gis tilskudd inntil 20 prosent avgrenset til 100 000 kroner.

Vurdering: Ordningen retter seg ikke spesifikt mot biogassproduksjon, noe som kan bidra til at eksisterende/potensielle biogassprodusenter ikke er klar over støtteordningen. Dette underbygges ved at vi ikke har klart å finne eksempler på at ordningen har blitt brukt til produksjon av biogass.

Tilskudd til bioøkonomiprosjekter gjennom Innovasjon Norge

Bioøkonomiordningen har fått overført biogasspiloter som tidligere var et eget program «Tilskudd til pilotanlegg for biogass» på oppdrag fra Klima- og miljødepartementet. Det kan gis støtte til utprøving av ny teknologi, kombinasjoner av substrater, forprosjekter og investeringer i anlegg som ikke passer direkte inn i Verdiskapningsprogrammet for fornybar energi i landbruket. Støtteandel i prosjektene avhenger av bedriftens størrelse og type aktivitet. Prosjekter som gir utmåling av tilskudd i intervallet 100 000 - 2 000 000 kroner er prioritert. Målgruppen for ordningen er bedrifter (uavhengig av størrelse) som utvikler og tar i bruk løsninger for produksjon, foredling og distribusjon av bioressurser.

Vurdering: Det var flere bedrifter som mottok støtte til å være pilotprosjekter for produksjon av biogass gjennom det tidligere spissede tilskuddet rettet mot biogassproduksjon, men da dette nylig har blitt innlemmet i en annen støtteordning har vi ikke gjort vurderinger av dette.

Støtte fra Innovasjon Norge gjennom Miljøteknologisordningen

¹⁵⁸ Tidligere "Bioenergiprogrammet".

¹⁵⁹ Støtte kan også gis til landbruksskoler.

Gjennom miljøteknologiordningen kan bedrifter få tilskudd til utvikling, bygging og testing av ny miljøteknologi. Ordningen retter seg mot pilot- og demonstrasjonsfasen. Det gir bedrifter mulighet for å få testet ut sine løsninger før kommersialisering, og sikre at produktene blir tilpasset de nasjonale og internasjonale markedene de skal konkurrere i. Tilskuddet reduserer risikoen i prosjektet for bedriften og øvrige investorer. Tilskuddet vil utgjøre en andel av samlede kostnader knyttet til prosjektet, og maksimalt 25 prosent av kostnadene for store bedrifter, 35 prosent for mellomstore og 45 prosent for små bedrifter.

Vurdering: Ordningen kan bidra til å finansiere nye produkter, løsninger og prosesser innen biogass som kan skaleres opp og selges i internasjonale og nasjonale markeder. Det er en generell ordning og er ikke rettet spesielt mot biogass.

Støtte til utredninger m.m. for økt produksjon av biogass gjennom Klimasats til kommuner og fylkeskommuner

Gjennom Miljødirektoratets Klimasats-ordning kan det gis støtte til kommuner og fylkeskommuner som vil utrede potensialet for biogassproduksjon. Klimasats gir også støtte til koordineringsarbeid, blant annet til å samle aktuelle aktører. Klimasats har i perioden 2016-2019 totalt gitt støtte til 26 prosjekter som har hatt som formål å øke produksjonen av biogass i Norge. Prosjektene er støttet med tilsammen 9,6 MNOK.

Vurdering: Klimasats-ordningen utfyller Enovas støtteordninger for biogassproduksjon. Der Enova kommer inn i den industrielle fasen av prosessen med å etablere biogassanlegg, kan Klimasats bidra til forstudier og initiale kartlegginger av potensialer for biogassproduksjon (og bruk av biogassen og bioresten). Det er utfordrende å beregne effekten av forstudier og koordineringsarbeid i form av økning i kWh produsert biogass. Vi vet at flere av utredningene, for eksempel om biogassproduksjon i Voss, har blitt etterfulgt av videre prosjektering og senere Enova-søknad eller dialog med Enova om støtte. Det er også grunn til å tro at kunnskapen som blir samlet inn i utredningene, som blir offentlig tilgjengelig, spres til andre interesserte aktører, også private. Klimasats kan også bidra til at biogassprosjekter innenfor samme region innleder samarbeid.

4.2.2 Dagens virkemidler for tilgang på råstoff til biogassproduksjon

Nedenfor gis en generell beskrivelse av virkemidler som kan bidra til økt tilgang på råstoff til biogassproduksjon. Ytterligere vurderinger av virkemidlenes betydning for ulike råstoff gjøres i kap. 4.4 der det er relevant.

Støtte til foretak som har husdyr og leverer husdyrgjødsel til biogassanlegg

Landbruksdirektoratet kan gi tilskudd til foretak som leverer husdyrgjødsel til biogassproduksjon.¹⁶⁰ Støtten gis per tonn levert gjødsel, og ordningen forhandles hvert år over jordbruksavtalen. **Feil! Fant ikke referanseilden.** viser utbetalt tilskudd de siste fem årene.

Tabell 6 Mengder husdyrgjødsel i tonn levert til biogassproduksjon og utbetalt tilskudd i kroner i perioden 2013-2018

Leveranseår	Greve Biogass	Gårdsanlegg	Andre anlegg	Tonn husdyrgjødsel	Tilskudd kroner

¹⁶⁰ Forskrift 19. desember 2014 nr. 1815 om tilskudd for levering av husdyrgjødsel til biogassanlegg (Landbruks- og matdepartementet).

2013	0	3 178	0	3 178	166 953
2014	0	2 926	0	2 926	153 679
2015	15 003	7 512	0	22 515	1 182 625
2016	54 442	5 583	1 598	61 623	3 163 033
2017	63 600	6 989	43	70 632	3 600 663
2018	62 015	6 819	53	68 887	4 160 943

Tabellen viser en stor økning i utbetalte tilskuddsmidler i perioden. Gjennom 2019 søkte 35 foretak om et beløp på til sammen 4,16 mill. kroner (for året 2018). 30 av foretakene leverte husdyrgjødsel til Greve Biogassanlegg og ett foretak leverte til Romerike Biogassanlegg. De resterende fire søkerne brukte husdyrgjødsel i eget anlegg.^{161,162} Vurderinger av denne støtteordningen er gjort i 4.4.3.

Forbud mot deponering av biologisk nedbrytbart avfall

Det er i henhold til avfallsforskriftens kapittel 9 forbudt å deponere biologisk nedbrytbart avfall.¹⁶³ Forbudet legger til rette for at nedbrytbart avfall styres bort fra deponi og over til gjenvinning. Vurderinger av forbudet er gjort i 4.4.4.

Lokalpolitiske vedtak om utsortering av matavfall

Beslutninger om kildesortering tatt på kommunalt nivå har bidratt til at matavfallet fra en stor del av norske husholdninger er tilgjengelig for biologisk behandling i dag, men det stilles ikke nasjonale krav til slik sortering i dag. Vurderinger av virkemiddelet er gjort i 4.4.4.

4.2.3 Dagens virkemidler for bruk av biorest

Det er få virkemidler som direkte legger til rette for økt bruk av biorest. Avsetningen styres derfor først og fremst av etterspørselen. Bruken må være i tråd med kravene i gjødselvarselsforskriften, som for tiden er under revisjon. Reglene i gjødselvarselsforskriften og forslaget til endringer er omtalt i kapittel 5.2.

Støtte fra kommunen til lager for biorest (SMIL-midler)

Det kan gjennom tilskuddsordningen for spesielle miljøtiltak i jordbruket (SMIL) gis støtte til bønder som ønsker å øke lagerkapasiteten for biorest¹⁶⁴. SMIL-midlene handler om å gjennomføre miljøtiltak utover det som forventes av vanlig jordbruksdrift. Formålet med SMIL er å fremme natur- og kulturminneverdiene i jordbrukets kulturlandskap og redusere forurensningen fra jordbruket. Det er kommunen som behandler søknader om SMIL, og kommunen skal prioritere søknader om tilskudd ut fra kommunale retningslinjer. Kommunen fastsetter også frist for å levere søknad.

Støtte fra Innovasjon Norge til lager for biorest

Innovasjon Norge kan også gi støtte til bygging av lager for biorest til bønder gjennom tilskuddsordningen for investering og bedriftsutvikling i jordbruket. Investerings -og bedriftsutviklingsmidlene i landbruket (IBU-midlene)) skal stimulere til lønnsomme investeringer i landbruket, enten i tradisjonell landbruksnæring, eller i nye næringer med

¹⁶¹ Landbruks- og matdepartementet v/ Bollestad (2020). [Svar på skriftlig spørsmål om støtte til gårdsbaserte og sentrale biogassanlegg](#)

¹⁶² Landbruksdirektoratet (uten dato). [Utslipp til luft](#). Nettside.

¹⁶³ Forskrift 1. juni 2004 nr. 930 om gjenvinning og behandling av avfall § 9-4.

¹⁶⁴ Jf. forskrift om støtte til spesielle miljøtiltak i jordbruket

tilknytning til en gård. IBU-midlene avsettes over jordbruksavtalen og inngår som en del av forhandlingene mellom Staten og landbrukets forhandlingsorganisasjoner hvert år. IBU-midlene kan søkes om fortløpende og søknader behandles av Innovasjon Norges regionale kontorer.

Støtte gjennom Klimasats

Klimasats kan gi støtte til kommuner og fylkeskommuner som vil utrede potensialet for biogassproduksjon, herunder bruk av biorest fra produksjonen, og til koordineringsarbeid, blant annet til å samle aktuelle aktører.

Klimasats har kun mottatt én biorestspesifikk søknad i løpet av årene ordningen har eksistert, men biorest har også vært del av andre prosjektbeskrivelser.

Støtte fra Klima- og miljøprogrammet

Fylkesmannen kan gi støtte til fylkesvise tiltak gjennom Klima- og miljøprogrammet, som er en tilskuddsordning som omfattes av jordbruksoppgjøret.¹⁶⁵ Støtten må omfattes av fagtemaene under ordningene, og som blant annet omfatter reduserte klimagassutslipp og forurensning. Tilskudd kan for eksempel gis til utprøving av bruk av biorest. Landbruksdirektoratet forvalter også midler under dette programmet. I utlysningsteksten for 2020 står det bl. a at det er aktuelt med prosjekter som tar for seg muligheter eller løsninger for å øke denne andelen husdyrgjødsel til biogass, og at det også er ønskelig med prosjekter som ser nærmere på bruk, lagring, distribusjon, klimanytte mm for biorest.

Vurdering: Det finnes flere programmer som kan bevilge støtte og bidra til økt bruk av biorest. Ingen av ordningene er derimot direkte innrettet mot biorest, og konkurransen med andre søknader og prosjekter kan være stor. Det kan allikevel være nyttig at biorestrelaterte tiltak og aktiviteter ses i sammenheng med større prosjekter.

4.2.4 Virkemidler for karbonfangst og -lagring (CCS) eller -bruk (CCU)

For biodrivstoffproduksjon, inkludert biogass, åpner fornybardirektivet (RED) for at utslippsreduksjoner som en følge av CCS (lagring av CO₂) og CCU (bruk av CO₂) fra produksjonsprosessen kan godskrives biodrivstoffproduktet. Dette kan gi biodrivstoffprodukter med sertifiserte negative utslipp, som muligens kan gi noe økt betalingsvillighet hos sluttbrukere. Det er imidlertid i dag ikke krav om at biogass brukt som drivstoff i Norge skal være sertifisert iht. EUs bærekraftskriterier e.l., og biogass produsert av avfall vil normalt uansett overoppfylle klimakravene i bærekraftskriteriene. Utover dette er det ingen virkemidler for bruk eller lagring av CO₂.

Vurdering: Systemet med minimumskrav for klimagassreduksjoner for biodrivstoff i EUs fornybardirektiv, gir svake insentiver til CCS fordi overoppfyllelse av kravet ikke premieres. For råstoff og produksjonsanlegg som har utfordringer med å oppfylle minimumskravene, som kan øke i fremtiden, kan CCS eller CCU være nødvendig for å løfte biodrivstoffproduktet over minimumskravet. Norsk biogassproduksjon antas imidlertid generelt å ha utslippsreduksjoner som langt overstiger disse minimumskravene.¹⁶⁶ Høyere vektning av biodrivstoff produsert med CCS kan også være mulig innenfor det norske omsetningskravet, men er ikke vurdert per dags dato. Det er i dag for øvrig ikke krav om oppfyllelse av bærekraftskriterer for biogass i Norge.

¹⁶⁵ Landbruksdirektoratet (2019). [Klima- og miljøprogrammet \(KMP\) i jordbruket](#). Artikkel.

¹⁶⁶ Se for eksempel resultater fra bransjenormprosjektet til Avfall Norge gjennomført av Carbon Limits

Biogassprodusenter med CCS eller CCU kan få et konkurransefortrinn mot andre anlegg når CO₂-fotavtrykket ved avfallsbehandlingen går ned. Betalingsviljen som en følge av dette er trolig begrenset og langt fra tilstrekkelig for å dekke kostnader ved CCS eller CCU. Dagens virkemidler gir altså for svake insentiver for å CCS eller CCU fra biogassproduksjon, og det vil trolig være behov for nye virkemidler for å utløse større deler av potensialet. Lagring av bio-CO₂ teller i dag ikke som en utslippsreduksjon iht. metodikken for nasjonale utslippsregnskap, og dette er en barriere som må løses hvis CO₂ fra biogassproduksjon skal være aktuell for CCS.

4.2.5 Produksjonsstøtteordninger i andre land

Under gjennomgår vi Sverige, Danmark, Tyskland og Nederlands støttesystem for biogassproduksjon. Til slutt sammenligner vi den norske investeringsstøtten med produksjonsstøtten som er foreslått i Sverige av et regjeringsoppnevnt utvalg som i desember 2019 leverte utredningen *SOU 2019:63 Mer biogas! För ett hållbart Sverige*.¹⁶⁷

Forutsetningene for biogassproduksjon, infrastruktur, næringsstruktur m.m. varierer sterkt mellom land og dette påvirker målsetninger og virkemidler i klima- og energipolitikken. Det er blant annet relevant hvorvidt et land har gassrørnett og hvordan jordbrukssektoren er organisert (for eksempel størrelsen på gårdene), som igjen påvirker kostnadene for biogassproduksjon.

Den svenske utredningen peker på tre viktige funn fra analysen av produksjonsstøttesystemene i Europa¹⁶⁸

- 1) Økt fokus på kostnadseffektiv biogassproduksjon. Støttesystemene innrettes i økende grad mot større biogassanlegg
- 2) Målkonflikt mellom mål om kostnadseffektiv produksjon og mål om bruk av husdyrgjødsel for å redusere miljø- og klimautfordringer fra husdyrgjødsel. Utvalget slår fast at småskala biogassproduksjon utnyttelse av husdyrgjødsel "ikke produserer kostnadseffektiv biogass".
- 3) Selv om støtte til strømproduksjon er det vanligste innretningen, har flere land, deriblant Danmark og Nederland innført virkemidler for å vri produksjonen av biogass fra strømproduksjon til oppgradering av råbiogass.

Danmark

Biogassproduksjon i Danmark har gode forutsetninger, blant annet pga. storskala husdyrhold og godt utbygd gassrørnett. Den generelle utviklingen i Danmark er sterk vekst i biogassproduksjonen, økt andel av storskala biogassproduksjonen skjer og økt produksjon av oppgradert biogass som mates inn på naturgassnettet. Selv med god tilgang på oppgradert biogass er bruken i tilveitranport lav. Frem til og med 2012 var investeringsstøtte på opptil 20 prosent av investeringskostnaden det sentrale virkemiddelet for biogassproduksjon. I 2013 ble investeringsstøtten erstattet av et driftsstøttesystem. Driftstøtten har enkelte variable komponenter, er tidsavgrenset, og i 2019 var driftsstøtten innrettet slik:¹⁶⁹

- Produksjonspremie for oppgradert biogass utover markedsprisen på naturgass: 39 øre (DKK)/kWh (tilsvarer ca. 50 øre NOK/kWh)

¹⁶⁷ SOU (2019). [Mer biogas!](#) Virkemiddelgjennomgangen av andre land baserer seg i stor grad på Avfall Sverige (2017) "Avfall Sverige, Styrmedel för biogas - Kartläggning av andra länders styrmedel, importgasfrågor och analys av den svenska skattebefrielsen för biogas".

¹⁶⁸ Ibid. (s. 382-383.)

¹⁶⁹ Ibid.

- Støtte til strømproduksjon: 104,9 øre (DKK)/kWh fast produksjonsstøtte eller 75,2 øre (DKK)/kWh produksjonspremie (utover markedsprisen på strøm)

I 2020 er det ventet endringer i det danske støttesystemet. Endringene innebærer sterkere insentiver om produksjon av oppgradert biogass, svakere insentiver for strømproduksjon, og støtte til andre fornybare gasser enn biogass fra anaerob utråtning. Støtten vil deles ut via auksjoner i årene 2021-2023, vil gjelde for 20 år, og har en årlig ramme på 240 millioner. Støtten som er gitt til biogassproduksjon før 2020 vil bli gitt som før.

Oppgradert biogass som mates inn på naturgassnettet inngår i et statlig sertifikatsystem. Systemet er basert på massebalanseprinsipper. Formålet med systemet er å muliggjøre salg av biogass via naturgassnettet til sluttbrukere som ønsker å betale for til biogass.

Som beskrevet i kap. 3.2.4 støtter også Danmark bruk av biogass med opptil 25 øre (DKK)/kWh. Det er verdt å merke at denne støtten ikke kan kombineres med støtten som gis til oppgradert biogass. Denne avgrensningen, i kombinasjon med CO₂-avgift på biogass i naturgassnettet i Danmark, har bidratt til at store deler av den danskproduserte oppgraderte biogassen som mates inn på naturgassnettet i Danmark blir eksportert til Sverige som der er får skattefritak på linje med svensk biogass.

Tyskland

Tyskland har hatt driftsstøttesystem for biogassproduksjon siden 2000, og det har vært en kontinuerlig endring i utformingen av dette. I 2017 stod Tyskland for halvparten av den totale biogassproduksjonen i Europa og 75 prosent av produksjonen av oppgradert biogass. Mesteparten av den oppgraderte gassen distribueres i gassnettet og brukes i hovedsak til å produsere elektrisitet og varme i kraftvarmeverk og lignende.

Den kraftig utbygde biogassproduksjonen, kostnadene dette medfører, samt betydelig bruk av energivekster, har ført til at tyske myndigheter har revidert virkemidlene. Formålet med dette har vært å kontrollere utbyggingstakten og vri om på substratbruk, med mål om å øke bruk av gjødsel og organisk avfall og redusere bruk av energivekster. Den siste revisjonen var i 2017, og støttesystemet består nå av fast produksjonsstøtte til mindre anlegg, i kombinasjon med en alternativ modell der produksjonspremie bestemmes gjennom et auksjonssystem. Anlegg som er omfattet av tidligere støttesystemer beholder tidligere års støtteordninger. Den faste produksjonsstøtten gis til biogassanlegg som produserer elektrisitet med en installert effekt på opptil 150 kW. Støtten er differensiert både på substrat og årlig produksjon.

Auksjonssystemets formål er først og fremst å kontrollere utbyggingen av biogassanlegg. I tillegg skal det fremme anlegg på over 150 kW som kan levere biogass til lavest pris, samt mindre biogassanlegg som benytter gjødsel som substrat. Nye anlegg på over 150 kW er pålagt å delta i systemet, mens eksisterende anlegg har mulighet til å delta. Det er satt en maksimal grense for hvor mye biogass som kan handles per år, og det er i tillegg satt et pristak på 14,88 eurocent per kWh for planlagte anlegg. Dette betyr at anlegg som krever en høyere støtte enn dette automatisk ekskluderes. Det er også et krav om at anlegget skal ha teknologi for å sikre strømnettets stabilitet for å ta del i auksjonssystemet.

Nederland

Produksjonsstøtteordningen for biogass i Nederland er innrettet for å fremme storskala produksjon av oppgradert biogass. Dette har ført til et fåtall store biogassanlegg som produserer

oppgradert biogass og flere mindre anlegg som produserer elektrisitet fra biogass. I dag støtter Nederland produksjon av biogass både i form av produksjonsstøtte og investeringsstøtte i form av skattelettelser. Produksjonsstøtten er en del av et system som omfatter flere former av fornybar energiproduksjon, herunder elektrisitet, varme og kraftvarmeproduksjon, samt oppgradert biogass. Formålet er å sørge for at Nederland når sine mål om fornybar energiproduksjon på en kostnadseffektiv måte, ved å stimulere til konkurranse mellom ulike fornybare produksjonsmetoder.

Endringer i utformingen av virkemiddelet i 2010 medførte at oppgradert biogass ble konkurransedyktig i dette systemet. Produsenter av fornybar energi får maks 15 eurocent per kWh, noe som gjør at nye biogassanlegg for elektrisitetsproduksjon ofte ikke er konkurransedyktige mot andre former for fornybar energi. Produsenter av oppgradert biogass får maks 79 eurocent per m³. Det differensieres på substrat og teknologi, hvor blant annet bruk av gjødsel får høyere støtte. Støttenivået beregnes med utgangspunkt i en analyse av forskjellen mellom markedsprisen og kostnaden for ulike produksjonsteknologier for fornybar energi. Tilskuddet produsentene mottar er justert med en korreksjonssum som baseres på energiprisene i markedet. Det betyr at størrelsen på tilskuddet avhenger av hvordan energiprisene utvikler seg, slik at tilskuddet reduseres når energiprisene er høye og omvendt.

Nederland skal innføre et nytt virkemiddel fra 2020. Det er uklart hvordan dette skal utformes, men det er trolig at produksjonsstøtte vil gis basert på reduksjon av klimagassutslipp. Dagens innretning gis på basis av fornybar energiproduksjon.

Sverige

Det svenske støttesystemet for biogassproduksjon ligner på det norske, både mtp. støttenivå og innretning:

- Investeringsstøtte fra Klimatklivet til biogassproduksjon.
 - 39 biogassanlegg har fått støtte per mars, 2019, med årlig produksjon på ca. 740 GWh/år.¹⁷⁰ Støttebeløpene varierer fra prosjekt til prosjekt, fra knapt en million til over 100 millioner SEK. Total støtte gitt til biogassproduksjon er ca. 950 millioner SEK, og dette utgjør ca. 20 prosent av støtten av all støtten gitt av Klimatklivet.
- Støtte til utnyttelse av husdyrgjødsel til biogassproduksjon, 2018: 40 øre (SEK)/kWh (ca. 38 øre NOK/kWh). Støtten må søkes om hvert år. Ramme for 2018 var 60 millioner SEK, og ordningen planlegges trappet ned til 22,5 mill. SEK i 2023.¹⁷¹
- I 2018 ble støtteordningen for husdyrgjødsel midlertidig utvidet til 270 millioner SEK og utvidet til midlertidig å gjelde for matavfall og restprodukter fra jord- og skogbruk. Støtten var på 26 øre SEK/kWh. Ordningen ble videreført i 2019.

På oppdrag fra Sveriges regjering leverte et bredt sammensatt utvalg et forslag til nytt støttesystem for biogassproduksjon i desember 2019.¹⁷² Utredningen er på offentlig høring fram til 30. april og forventes behandlet av Riksdagen i løpet av 2020.

Utvalget peker på at biogassproduksjonen i Sverige har stagnert i de senere årene til tross for at det er store uutnyttede biogassressurser tilgjengelig, mens import av biogass fra Danmark har økt betraktelig. Dette er forårsaket av sterke virkemidler og avgiftsfordeler ved bruk av

¹⁷⁰ Naturvårdsverket (2019) [Bedre förutsättningar för biobranslen](#)

¹⁷¹ Jordbruksverket (2019) [Gödselgasstöd](#)

¹⁷² SOU (2019:63) [Mer biogass!](#)

biogass i Sverige kombinert med at driftsstøtteordningene for produksjon av biogass i Danmark er vesentlig mer virkningsfulle enn den svenske investeringsstøtten. I tillegg er landene tett knyttet sammen med gassrørledninger som muliggjør handel over landegrensene med lave transportkostnader. Utvalget anser at økt utnyttelse av biogass fra svenske ressurser er ønskelig ut fra flere samfunnshensyn og foreslår overgang fra dagens investeringsstøtte til tiårig driftsstøtte med følgende satser:¹⁷³

- Biogass produsert av husdyrgjødsel: 40 øre SEK/kWh
- Oppgradering til biometan: 20-30 øre SEK/kWh
- Flytendegjøring av biometan: 10-15 øre SEK/kWh

Forslaget innebærer et minimum støttebeløp til LBG-produksjon på 30 øre SEK/kWh. Kostnadene for staten er anslått til mellom 317-447 mill. SEK det første driftsåret, med økende kostnader fram mot 2030. For å finansiere det nye støttereimet foreslås det i første omgang å redusere andre støtteordninger i jordbruket og at støtte på lengre sikt eventuelt kan finansieres med en marginal økning i avgiftene på bensin og diesel. Videre foreslås det å videreføre de eksisterende avgiftsfordelene for bruk av biogass.¹⁷⁴ Utvalget foreslår at driftsstøtten skal kunne kombineres med investeringsstøtte fra Klimatklivet, men det er usikkert hvorvidt det vil bli aktuelt. I tillegg foreslår utvalget å stimulere biogassproduksjon gjennom gunstige lån og garantier. Det foreslås også auksjonsbasert støtte til umodne teknologier for biogassproduksjon (for eksempel gassifisering og power-to-gas) og støtte til produksjon av andre fornybare gasser.

Det virker klart at det foreslåtte svenske støttereimet for storskala biogassproduksjon samlet sett innebærer høyere støttesatser per kWh enn i Norge. Det er allikevel ikke rett fram å sammenlikne den foreslåtte ordningen i Sverige med det norske støttereimet. For markedsaktørene vil investeringsstøtte generelt ha god risikoreduserende effekt ettersom støtte utbetales tidlig og verdien av støtten for bedriftene er høyere enn om den kommer i driftsfasen. Dette vil særlig gjelde for prosjekter med høy risiko eller med høye kapitalkostnader. På den annen side bidrar driftsstøtte til økt forutsigbarhet om framtidige inntektsstrømmer. Dette kan være viktig ettersom biogassproduksjon er kjennetegnet av relativt høye driftskostnader, samtidig som framtidig etterspørsel og priser som kan oppnås ved salg av biogass er usikre.

4.3 Barrierer for biogassproduksjon og mulige nye virkemidler

Oppstart eller utvidelse av biogassproduksjon er en kompleks og tidkrevende prosess med mange ulike faser, og under beskrives de viktigste barrierene, sett fra biogassprodusentens

¹⁷³ Utvalget foreslår i tillegg å etablere et produksjonsmål på 10 TWh biogass i 2030, der 7 TWh kommer fra anaerob utråtning og 3 TWh kommer fra andre teknologier. Det anbefales også utvikling av nasjonalt biogassregister for blant annet å forenkle bruken EU ETS og for riktig bokføring i nasjonalt klimaregnskap.

¹⁷⁴ Fritak for CO₂-avgift og energiskatt for biogass. Det er også foreslått at fritaket for energiskatt ved bruk av naturgass videreføres.

perspektiv.¹⁷⁵ Gjennomgangen er hovedsakelig basert på dialog med dagens og mulige nye biogassprodusenter, blant annet gjennom Nasjonalt kontaktforum for biogass 2019. Med mindre annet blir presisert, gjelder barrierene for produksjon av biogass med drivstoffkvalitet (oppgradert biogass).

Barrierebeskrivelsene følges av drøfting av mulige virkemidler for å bygge ned barrierene. Det finnes en rekke mulige modeller for å støtte biogass.¹⁷⁶ Ulike støtteordninger kan ha svært ulike egenskaper som det er viktig å ta hensyn til ved valg av virkemiddel. Eksempler er hvorvidt støtteordningen stimulerer til konkurranse mellom alternative løsninger, om ordningen stimulerer til teknologiutvikling, om ordningen har utløsende effekt og unngår å støtte investeringer som ville vært lønnsomme uten støtte, administrasjonskostnader mv. Siden både biogass og råstoffene som brukes til produksjon av biogass kan handles over landegrensene, og det er positive nytteeffekter ved å utnytte biogass fra norske ressurser, vil også hensynet til andre lands støttesystemer være en del av en eventuell slik vurdering. I den grad formålet primært er å redusere klimagassutslipp er det også relevant å vurdere kostnadene opp mot andre løsninger for å redusere klimagassutslipp.

Usikkert marked for bruk av biogass. Forut for investeringsbeslutning i ny produksjon vil en biogassprodusent måtte inngå salgavtale for biogassen med betingelser som sikrer lønnsomhet. Betingelsene (pris, kontraktlengde, henteforpliktelser og volum mv.) produsenten oppnår i forhandlinger med potensielle kjøpere avhenger i stor grad av markedet på tidspunktet avtalen inngås, og forventinger om fremtidig markedsutvikling. I Norge, i motsetning til land med større gassnett, er aktørene avhengige av at markedet er tilstrekkelig stort til at biogassanleggene rent fysisk får unna volumene de produserer uten å måtte fikle. Biogassanlegg har en forventet levetid på minst 25 år. Det vil si at anlegg bygd i 2020 også må ha utsikter til lønnsomhet i 2045. Samtidig er salgavtalene biogassanleggene inngår med biogassdistributørene eller andre kjøpere typisk mellom 5 og 10 år. Usikre markedsutsikter gir dårligere betingelser og redusert sannsynlighet for at prosjektet blir realisert. Markedsaktørene rapporterer i dag om usikkerhet for markedet for bruk av biogass, og dette er en viktig barriere for økt biogassproduksjon fordi risikoen i biogassprosjektene øker. Selv om det har blitt fattet investeringsbeslutninger i ny biogassproduksjon de seneste årene, har markedsusikkerheten trolig påvirket *tempoet* i utvikling av ny biogassproduksjon i Norge.

Den generelle markedsusikkerheten kan reduseres på flere måter. Som vist i kapittel 3 er virkemidlene i dag hovedsakelig innrettet mot bruk av biogass til veitransport. Markedsanalysene viser videre at i bussmarkedet, der virkemidlene har vært aller sterkest for bruk av biogass, er markedsusikkerheten nå stor for biogass, særlig på lengre sikt. Samtidig har satsingen på lastebiler foreløpig gitt beskjedne vekst i bruken. Analysene viser også at det med dagens virkemidler fremstår som lite realistisk med større bruk av biogass i andre markeder enn veitransportmarkedet. Fra biogassprodusentenes perspektiv vil derfor økt produksjon betinge at virkemidlene for bruk enten forsterkes i veitransportmarkedet og/eller at virkemidlene forsterkes også i andre markeder, for eksempel til industri. Etablering av flere potensielle markeder for bruk av biogass vil kunne redusere markedsusikkerheten. En mulighet er

¹⁷⁵ Se Morken et al. (2017) "Veileder for biogassanlegg - mulighetsstudie, planlegging og drift" for detaljert beskrivelse av prosessen med å utvikle et nytt biogassanlegg.

<https://www.innovasjon Norge.no/globalassets/finansieringstjenester/bioenergiprogrammet/praktisk-veileder-for-biogassanlegg.pdf>

¹⁷⁶ Se SOU 2019:63 *Mer biogas! För et hållbart Sverige*, kap. 11.4 for en gjennomgang av egenskaper ved ulike støtteordninger.

naturligvis også at virkemidlene for produksjon forsterkes slik at salgsprisen på biogass kan reduseres.

I tillegg til forsterking av virkemidler for bruk av biogass, kan markedsusikkerhet reduseres ved hjelp av tydeligere budskap og vedtak fra politisk nivå og fra sentrale myndigheter om biogassens nytteeffekter og rolle på kort og lang sikt. **Mål for produksjon og bruk av biogass** med definerte systemer for kontroll av måloppnåelse, slik som foreslått i Sverige, kan bidra til økt forutsigbarhet for biogassprodusentene og andre aktører i verdikjeden.¹⁷⁷ Lenge uavklarte rammevilkår, som revidering av gjødselvaredirektivet bidrar også til usikkerhet ved at det faktisk at spørsmålet er *uavklart i seg selv* sender signaler om usikkerhet hos beslutningstakere.

Spørsmålet om biogass skal defineres som er "nullutslippsløsning" eller ikke, påvirker også investeringsklimaet for biogassproduksjon i Norge. For biogassaktørene handler dette spørsmålet mindre om biogass defineres å ha innebærer litt, null eller negative utslipp, og mer om i hvilken grad politikere og sentrale myndigheter ønsker å satse på biogass eller ikke.

Oppstart av ny biogassproduksjon står i dag overfor en **koordineringsbarriere** ved at av en lang rekke private og offentlige aktører må koordineres. For eksempel må biogassprodusenten koordinere avtaler for salg av biogass, anskaffelser av råstoff, søknader om støtte, bygge- og utslippstillatelser fra lokale og nasjonale planmyndigheter og innsigelser fra publikum mv. Det norske støttesystemet for biogass er også nokså uoversiktlig, med mange ulike støtteordninger for både bruk og produksjon som forvaltes av en rekke ulike aktører som ikke nødvendigvis formelt samarbeider. Ved eventuell utvikling av justert støttesystem for biogass, kan **strømlinjeforming av systemet** være hensiktsmessig. **Nasjonalt kontaktforum for biogass** kan brukes mer aktivt for å bygge ned denne barrieren og det kan stimuleres til **etablering av nye regionale nettverk** for biogass, husdyrgjødsel til biogassproduksjon og bruk av biorest.

Bedriftsøkonomisk lønnsomhet er en avgjørende faktor for økt biogassproduksjon i dag. Med dagens virkemidler har det blitt fattet flere investeringsbeslutninger fra kommersielle biogassprodusenter de seneste årene, og det kan tilsi at i hvert fall enkelte aktører og utvalgte råstoff er bedriftsøkonomisk lønnsomme med dagens investeringsstøtte. Vi har imidlertid ikke informasjon om biogassprosjekter som *ikke* er støttet, og som ville bidratt med økt biogassproduksjon dersom Enova-støtten var utformet på andre måter. Vi har ikke informasjon om at tilgang på kapital eller lånebetingelser er en vesentlig barriere. Produksjonsveksten kunne imidlertid trolig vært høyere om lønnsomheten var større, blant annet fordi mer kostbare råstoff kunne blitt benyttet, og fordi allerede etablerte aktører kunne reinvestert økt overskudd i økt produksjon.

Som kapittel 4.4. viser, er det stort potensial for økt biogassproduksjon av flere mulige nye råstoff, som husdyrgjødsel. Flere av disse har høye produksjonskostnader sammenlignet med de vanligste råstoffene i dagens produksjon. Produksjonskostnadene for potensielt nye råstoff påvirkes også av at flere av disse ikke har en "gatefee", det gir altså ikke inntekter til biogassanlegget å behandle råstoffet.

Enovas støtteprogram for biogassproduksjon det sentrale virkemiddelet rettet mot biogassprodusentene. Dagens innretning av dette støtteprogrammet gir Enova fleksibilitet til å tilpasse støttesatsen etter behovet i hvert enkelt prosjekt. Dersom et biogassanlegg ønsker å

¹⁷⁷ Se SOU (2019:24-25).

ta i bruk mer kostbare råstoff vil det i teorien være mulig å få høyere støttesats. I tillegg bidrar Enova bidrar gjennom søknadsprosessen til nyttig kvalitetssikring av nye biogassprosjekter.

Konkurranse med utenlandske biogassprodusenter med lavere produksjonskostnader er ikke en barriere i dag, men kan bli det i fremtiden. Import av biogass er ikke utbredt i Norge i dag, men er det i Sverige, og kan bli mer vanlig i Norge mot 2030 (se kapittel 4.8). Erfaringer fra Sverige tilsier at import av billig biogass fra biogassprodusenter som har mottatt større produksjonsstøtte enn de svenske, kan resultere i redusert innenlandsk biogassproduksjon. Enovas støtteprogram for biogassproduksjon vil også her i teorien kunne tilpasse støttenivået slik at ny norsk biogassproduksjon blir konkurransedyktig med importert biogass. Eksisterende biogassprodusenter vil imidlertid ikke kunne motta støtte fra Enova for å møte eventuell konkurranse fra utenlandske aktører.

Sverige har i dag et nokså likt støttesystem for biogass som Norge, der investeringsstøtte fra Klimatklivet (ala Enova) er viktigste produksjonsstøtteordning. Fordi Klimatklivet heller ikke gir driftsstøtte, innførte den svenske regjeringen i 2018 en midlertidig krisepakke innrettet som driftsstøtte.¹⁷⁸ Parallelt med innføringen av midlertidig driftsstøtte nedsatte regjeringen et utvalg som skulle foreslå mer permanente produksjonsstøtteordninger som gjorde svensk biogassproduksjon mer konkurransedyktig mot utenlandsk biogass. Vedtas utvalgets foreslåtte støttepakke, vil norske biogassprodusenter ha lavere støttesats per kWh enn svenske produsenter. Sterkt varierende støtteordninger mellom land som normalt vil kunne handle med hverandre, kan være en utfordring for å utvikle markedet for både produksjon og bruk av biogass. Utviklingen av støtteregimene for biogassproduksjon i Sverige, Norden og EU bør derfor følges tett.

Biogass kan også produseres med andre produksjonsteknologier som ikke nødvendigvis benytter avfall som innsatsfaktor, se kapittel 4.9. Konkurransen fra biogass produsert med disse alternative produksjonsteknologiene kan på sikt være en barriere for økt produksjon av biogass basert på anaerob utråtning, men er ikke en barriere i dag da disse teknologiene foreløpig er umodne.

Avsetning av biorest er en barriere for dagens og mulige nye biogassprodusenter. Biorest er i dag en utgiftspost for biogassprodusentene, men kan også være en absolutt barriere for økt produksjon dersom produsentene ikke lykkes å finne avsetning for bioresten. Nye typer råstoff til biogassproduksjonen vil også gi nye typer biorest med ulike kvaliteter. Økt produksjon av biogass vil gi økte volumer av tilgjengelig biorest og nye typer råstoff gi nye typer biorest med ulike kvaliteter. Biorest brukes i dag i stor utstrekning som gjødsel i landbruket, enten som et organisk gjødsel eller jordforbedringsprodukt, og reguleres av gjødselvereforskriften. Forskriften har vært under revisjon over flere år og en rekke krav er foreslått endret.

En barriere for å få avsetning på bioresten er at det er begrensninger i gjødselvereforskriften på bruk av biorest. I forslaget til endringer i forskriften som ligger til behandling i Klima- og miljødepartementet og Landbruks- og matdepartementet er det foreslått flere **endringer i gjødselvereforskriften** som skal tilrettelegge for behandling av organisk materiale i biogassanlegg og videre bruk av bioresten, se kap. 5.2.3. I mellomtiden råder det usikkerhet

¹⁷⁸ Se Regjeringen.se "Bättre stöd till svensk biogas". Pressemelding 14.04.2018.

<https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2018/04/battre-stod-till-svensk-biogas/> og

Jorbruksverket "Biogasstød 2018". <https://nya.jordbruksverket.se/stod/fornybar-energi/biogasstod-2018>

blant eksisterende og potensielle produsenter og brukere av biorest. Uforutsigbarhet kan være til hinder for økt produksjon av biogass. Det er derfor viktig med fremdrift i arbeidet med å vurdere forslaget slik at ny forskrift kan fastsettes.

Det er en barriere for økt bruk av biorest at mineralgjødning er et rimelig alternativ. Det var tidligere en **avgift på innholdet av fosfor og nitrogen i mineralgjødning**, men denne ble opphevet i 2000 som del av jordbruksavtalen. Grønn skattekommisjon foreslo i NOU 2015:15 å gjeninnføre en slik avgift, for å prise de eksterne kostnadene knyttet til overgjødning og gjengroing.¹⁷⁹ Gjeninnføring av en slik avgift vil gjøre mineralgjødning dyrere enn i dag, og dermed bedre biorestens relative konkurranseevne. En slik avgift vil imidlertid kunne øke bruken av både husdyrgjødsel og biorest, og vil derfor være mindre styringseffektivt med tanke på å levere husdyrgjødsel til biogassanlegg.

Et **krav om innblanding av sekundært fosfor i mineralgjødning** vil kunne stimulere til å satse på teknologi for å utvinne fosfor fra slam og andre organiske gjødning ved å skape forutsigbarhet i markedet. Det er imidlertid utfordringer knyttet til gjødslingseffekten og forutsigbarhet for gårdbrukeren og det kreves mer produktutvikling slik at organiske og organisk-mineralske gjødselprodukter blir mer konkurransedyktige. Både struvitt og fosforsyre er rene fosforprodukter som potensielt kan brukes inn i gjødselprodukter sammen med nitrogen og kalium. Et marked for disse produkter må derfor skapes i samarbeid med gjødselprodusenter og leverandører til jordbruket. Flere tiltak/FoU-prosjekter vil kunne gjennomføres i samarbeid med produsenter av mineralgjødning.

Med økte mengder biorest vil det også bli behov for økt lagringskapasitet. **Støtte til lagring av biorest** og annen nødvendig investering i infrastruktur, som for eksempel spredeutstyr, kan være et mulig virkemiddel. Slik støtte kan gis til husdyrbønder som også leverer husdyrgjødsel til biogassanlegg, og/eller gårdbrukere som ikke er husdyrbønder. En slik ordning vil være en fordel med tanke på forutsigbarhet i støtteordninger. Samtidig kan det også være behov for at gården forplikter seg til mottak av biogjødsel over en definert tidsperiode for at ordningen skal bli forutsigbar for det sentraliserte biogassanlegget, og evt. også forplikter seg til leveranse av en viss mengde husdyrgjødsel. En slik støtte vil kunne bidra til å motivere til en høyverdig utnyttelse av biorest fra ulike typer råstoffer.

Med dagens støtteordninger er særlig **gårdsanlegg for utnyttelse av husdyrgjødsel til biogassproduksjon lite lønnsomme**. Viktige årsaker er at anleggene har utfordringer med stabilitet (oppetid), energiforbruket på gården varierer over året mens husdyrgjødseltilgangen er mer eller mindre konstant. I tillegg er den økonomiske gevinsten av å erstatte strøm, naturgass eller fast biobrensel liten da dette er relativt rimelige energibærere. Det kan også vurderes å etablere et nettverk for kunnskapsformidling og kunnskapsoverføring spesifikt for gårdsanlegg, muligens i regi av NORSØK eller rådgivningstjenesten i landbruket.

Usikker tilgang på råstoff er også en barriere for økt biogassproduksjon. Flere av de analyserte råstoffene i denne rapporten brukes i ingen eller liten grad til biogassproduksjon i dag, blant annet fordi aktørene med ansvar for råstoffet ikke har incentiver om gjenvinning og energiutnyttelse av råstoffet.

¹⁷⁹ Se NOU 2015:15 kap. 3.3.2

Det er usikkerhet knyttet til tilgjengeligheten av matavfall, blant annet grunnet usikre fremtidige utsorteringsandeler og hva som blir utfallet av innsatsen for å redusere matsvinn. Det er ingen nasjonale krav til utsortering av matavfall i dag, men slike krav er utredet, og et forslag til forskrift om utsortering av matavfall og plast fra både husholdninger og næringsliv ligger til behandling i Klima- og Miljødepartementet. **Krav til utsortering** vil bidra til at en større mengde matavfall gjøres tilgjengelig. Det er allikevel ikke gitt at biogass velges som behandlingsløsning, da kompostering også er en vanlig behandlingsform i Norge. Se mer om virkemidler for matavfall i kapittel 4.4.4.

Det eneste spesifikke råstoffvirkemiddelet for biogassproduksjon i dag, er rettet mot husdyrgjødsel, der det utbetales et **tilskudd til foretak som leverer husdyrgjødsel til biogassproduksjon**. Til tross for denne støttesatsen produseres det lite biogass av husdyrgjødsel, og biogassanleggene oppnår generelt i dag ikke lønnsomhet ved utnyttelse av husdyrgjødsel. Et mulig virkemiddel kan derfor være å **øke satsen for leveringsstøtte**. Den norske støttesatsen for husdyrgjødsel er imidlertid allerede relativt høy i forhold til den svenske støttesatsen, som har vesentlig høyere bruk av husdyrgjødsel til biogassproduksjon.¹⁸⁰ Dette viser at det trolig også er behov for andre virkemidler enn kun direkte støtte. Økt forutsigbarhet, ved for eksempel en **langsiktig garanti for støtteordningen** ordningen, kan være et annet mulig virkemiddel. Se mer om virkemidler for husdyrgjødsel i kapittel 4.4.3.

For å øke og sikre tilgangen på råstoff til biogassproduksjon kan det vurderes om det skal **stilles krav i tillatelser etter forurensningsloven om energiutnyttelse av organisk avfall**. Det er adgang til å stille slike krav med hjemmel i forurensningsloven § 16. Et krav om energiutnyttelse vil føre til at avfallet må leveres til avfallsbehandling som ivaretar kravet. Dette vil sannsynligvis føre til at mer organisk avfall leveres til biogassanlegg, men biogassanleggene vil også konkurrere med forbrenningsanlegg, som også energiutnytter avfall. Dersom man vil gå videre med å utrede et slikt virkemiddel må derfor graden av energiutnyttelse av ulike former for avfall gjennom ulike former for behandling undersøkes nærmere. Det kan også vurderes om et krav om energiutnyttelse kan stilles i kombinasjon med et mål om gjenvinning av næringsstoffer i avfallet, noe som vil gjøre at biogassproduksjon får et fortrinn fremfor forbrenning med energiutnyttelse.

Om det er hensiktsmessig og rimelig å stille et slikt krav må i utgangspunktet vurderes konkret for den enkelte virksomhet, selv om det vil til en viss grad vil være mulig å stille like krav innenfor bransjer som genererer samme type avfall. En forutsetning for at krav kan stilles er at avfallet som oppstår i virksomheten er egnet for energiutnyttelse og at det oppstår tilstrekkelige mengder avfall til at det er rimelig å kreve dette. For å gjøre slike vurderinger må kompetansen styrkes både hos fylkesmannen og Miljødirektoratet. Det vil for øvrig være utfordrende å sørge for likebehandling mellom virksomheter på tvers av fylkesgrensene. Det må dessuten vurderes om det vil være hjemmel i forurensningsloven til å omgjøre tillatelser på dette grunnlaget.

¹⁸⁰ I Sverige har man en produksjonsstøtte ved bruk av husdyrgjødsel på 40 øre SEK/kWh. Regner man om den norske støtten fra tonn husdyrgjødsel levert, til hva støtten tilsvarer for produsert mengde, blir støtten omtrent 60 øre NOK/kWh. I Sverige ble det produsert drøye 400 GWh biogass fra husdyrgjødsel i 2018. (https://www.regeringen.se/48f93e/contentassets/19fc575360724f2492bea2cb9e25b7e8/sou_2019_63_webb_rev.pdf), mens det eneste store biogassanlegget som produserer biogass i Norge fra husdyrgjødsel (i kombinasjon med matavfall), Greve biogass, har en kapasitet på 60 GWh (Rambøll, 2019).

En forutsetning for å stille krav om energiutnyttelse vil være at det finnes reelle valgmuligheter for virksomhetene. Dersom det kun er behandling i biogassanlegg som vil oppfylle kravet bør det heller stilles krav om levering til slike anlegg. Det er for øvrig en svakhet ved dette virkemidlet at krav bare kan rettes mot virksomheter som trenger tillatelse til forurensende utslipp etter forurensningsloven. Det vil for øvrig i henhold til EUs reviderte rammedirektiv bli forbudt å levere biologisk avfall til forbrenning hvis det er samlet inn separat. Dette gjelder for husholdningsavfall og lignende avfall fra næringsliv.

Forurensningsloven § 32 regulerer hva som er lovlig behandling av avfall som oppstår i virksomheter (næringsavfall). Det er etter bestemmelsen alltid tillatt å levere avfallet til et lovlig avfallsanlegg, det vil si et anlegg som har nødvendige tillatelser fra miljømyndighetene. Det stilles ikke egne krav til organisk avfall, og hvor dette avfallet leveres vil derfor avhenge av hva et anlegg har tillatelse til å ta imot og generelle markedsforhold som tilgjengelighet og pris. Levering til biogassanlegg vil derfor i mange tilfeller bare være ett av flere alternativer, og disse anleggene må konkurrere med blant annet komposteringsanlegg og forbrenningsanlegg om å få tilgang på avfall.

For å øke og sikre tilgangen på råstoff til biogassanlegg kan det vurderes om det **skal stilles krav om levering av noen typer organisk avfall som oppstår i virksomheter til biogassanlegg**. En mulighet er å stille krav i tillatelser etter forurensningsloven som et alternativ til forslaget om å stille krav om energiutnyttelse. Det kan imidlertid være utfordrende at forurensningsloven i liten grad åpner for å omgjøre tillatelser for å ta inn et slikt krav. Det vil dessuten være mange virksomheter som genererer organisk avfall som ikke kan gis pålegg om levering fordi de ikke har tillatelse etter forurensningsloven som følge av at driften ikke medfører fare for forurensning.

Et alternativ kan derfor være å fastsette krav om levering i forskrift med hjemmel i forurensningsloven § 33. En slik forskrift kan regulere alle typer virksomhet der organisk avfall oppstår og alle former for organisk avfall. Det er uvanlig å stille konkrete krav til avfallsbehandling i utslippstillatelser fordi man anser avfallsregelverket for å være tilstrekkelig til å sikre forsvarlig miljømessig håndtering av avfallet. Samtidig vil et leveringskrav kunne være et effektivt virkemiddel for å få på plass forutsetningene for å øke biogassproduksjonen i Norge.¹⁸¹

Et krav om levering kan rette seg mot bestemte typer avfall (for eksempel slam fra fiskeoppdrett, husdyrgjødsel, halm eller fiskeensilasje) eller mot alt organisk avfall fra utvalgte typer virksomhet (for eksempel fiskeoppdrett eller treforedlingsindustri). En utfordring med å innføre en plikt til å levere avfallet til en bestemt for behandling vil være at det forutsetter at disse anleggene har kapasitet til å ta imot avfallet og at de faktisk tar imot det. Det må derfor vurderes om plikten til å levere avfallet må speiles av et krav til biogassanleggene om å ta imot avfallet. Det bør i tilfelle avklares hvilke former for avfall de ulike anleggene kan ta imot, hvilke mengder osv. Et alternativ til å innføre en mottaksplikt kan være å gi mulighet for å søke om unntak fra leveringsplikten i særlige tilfeller, for eksempel ved kapasitetsproblemer.

¹⁸¹ På 1990-tallet ble det innført plikt til å levere farlig avfall til dedikerte anlegg. Mottaksmuligheter ble den gang sikret ved opprettelsen av deponi og forbrenningsanlegg med staten som medeier.

4.4 Produksjonspotensialet for biogass i Norge

I 2018 ble rundt 0,5 TWh biogass produsert i Norge, men en stor andel av gassen ble faklet og under halvparten av anleggene oppgraderer gassen til drivstoffkvalitet. Her ligger et mulighetsrom for økt drivstoffproduksjon. Tidligere potensialstudier for biogass har estimert det realistiske produksjonspotensialet til mellom 2,3 og 5 TWh, som tilsvarer ca. 230-500 millioner Nm³ dersom all gass som produseres i Norge oppgraderes til drivstoffkvalitet.¹⁸² På oppdrag fra Miljødirektoratet har Carbon Limits, Endrava og NMBU (fra nå: Carbon Limits) i 2019 utarbeidet en oppdatert potensialstudie, "Ressursgrunnlaget for produksjon av biogass i Norge i 2030", som inkluderer flere avfallstyper og råstoff for biogassproduksjon enn de tidligere studiene. Rapporten baserer seg på et bredt kildegrunnlag, blant annet på publikasjoner fra Østfoldforskning og NIBIO.

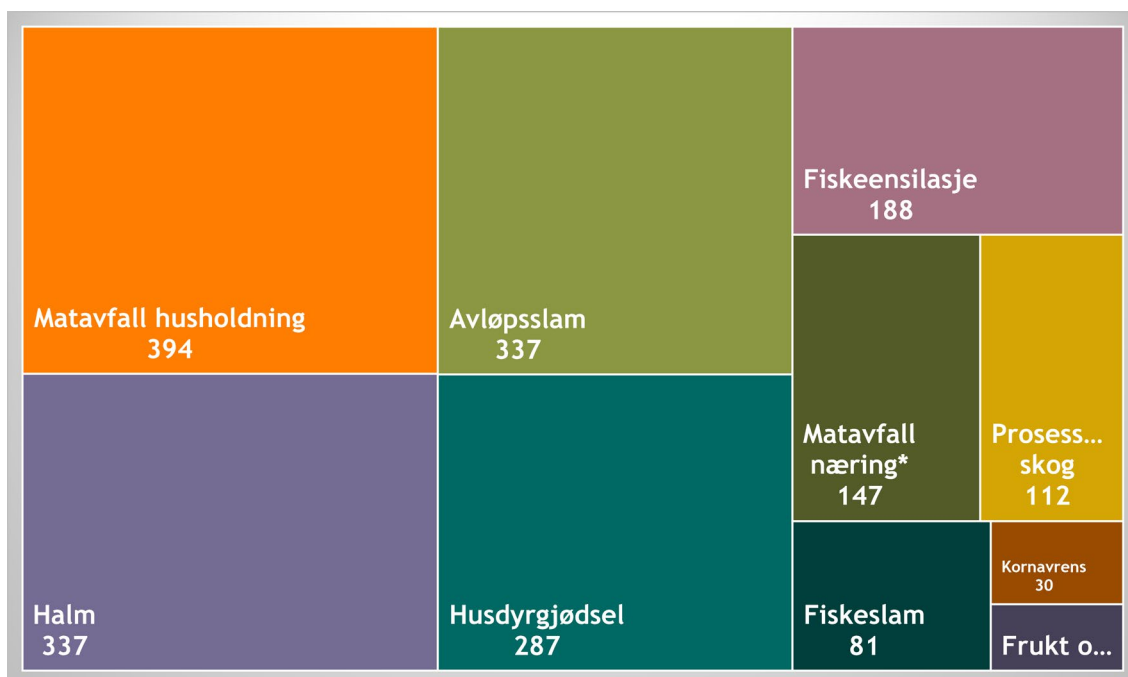
4.4.1 Funn fra underlagsrapport

Det totale biogasspotensialet i underlagsrapporten fra Carbon Limits m.fl. er beregnet til ca. 2,5 TWh i 2030. Merk at disse størrelsene presenterer det totale potensialet, hvilket også inkluderer dagens biogassproduksjon, det vil si at det er anslått en mulig økning med rundt 2 TWh.

Det høyeste potensialet ble beregnet fra jordbrukssektoren, men Miljødirektoratet har gjort tilleggsvurderinger av husdyrgjødsel og justert ned Carbon Limits' beregnede mengder noe. Mer om tilleggsvurderingene i kap 4.6. Figur 32 viser det totale biogasspotensialet som Carbon Limits har beregnet for 2030 per råstofftype, justert i henhold til Miljødirektoratets egne vurderinger av husdyrgjødsel.¹⁸³

¹⁸² Se Klif (2013). [Underlagsmateriale til tverrsektoriell biogass-strategi](#) og NVE (2017). [Klimavirkninger av ikke-skogbasert bioenergi](#).

¹⁸³ Figuren er basert på tall fra Carbon Limits, Endrava og NMBU (2019), "Figur 1 Totalt realistisk potensial for biogassproduksjon i 2030."



Figur 32 Totalt beregnet potensiale for biogassproduksjon per råstofftype i 2030 (GWh) *Kategorien "Matavfall næring" er slått sammen av fire underkategorier i Carbon Limits' rapport.

Våtororganisk avfall (inkludert matavfall) har det høyeste potensialet - drøye 0,5 TWh i 2030.¹⁸⁴ Det bør bemerkes at potensialet for dette avfallet er begrenset av et ambisiøst mål for reduksjon i matsvinn. Dersom målet for reduksjon av matsvinn ikke nås kan mengden matavfall i realiteten bli betydelig høyere. På den annen side er det antatt at alt matavfall utsorteres i 2030, hvilket må anses som en lite realistisk antagelse, som vil trekke det estimerte potensialet i motsatt retning.

Avfall fra fiskeindustrien representerer også et høyt potensial for biogassproduksjon mot 2030 - ca. 10 prosent av totalt potensial, eller 270 GWh. Biogassproduksjon fra fiskeslam som samles offshore kan videre øke bransjens potensiale og bidra til renere hav i kystnære strøk.

I det kommende vil vi kort gjennomgå funnene fra Carbon Limits' rapport. Først gjennomgår de overordnede forutsetningene for analysen, deretter antatt potensial for de enkelte råstoffene, inkludert vurdering av usikkerheter og barrierer og dagens virkemidler.

4.4.2 Metodisk tilnærming

Carbon Limits' analyse var begrenset til bruk av avfall og restprodukter til biogassproduksjon og anaerob utråtning.¹⁸⁵ Energivækster og makroalger (tang og tare) var ikke inkludert i analysen. Carbon Limits la videre følgende avgrensninger til grunn: Synergieffekter ved å sambehandle ulike råstoff i utråtningen er ikke inkludert; Energiinnsatsfaktorer er ikke trukket fra; Antakelse om 100 prosent oppetid i produksjonsanleggene i løpet av året.

I gjennomgangen av produksjonspotensialet har Carbon Limits tatt utgangspunkt i eksisterende produksjonsteknologi. At det ikke er antatt prosessforbedringer mot 2030 kan anses som en

¹⁸⁴ Matavfall husholdning og matavfall næring kombinert.

¹⁸⁵ Biogass kan også produseres med såkalt gassifisering eller ved syntetisk fremstilling (power to gas), men har vært utenfor Carbon Limits oppdrag. Se nærmere beskrivelsen av disse produksjonsteknologiene i kapittel 4.9.

konserverativ antakelse. Det har blant annet vært en rask utviklingstakt på teknologi for anaerob utråtning av nye råstoff, og det er flere nyere anlegg som håndterer råstoff med egenskaper som tidligere har blitt sett på som utfordrende å utråtne.¹⁸⁶ Slik utvikling kan bidra til utnyttelse av større deler av biogasspotensialet til potensielt lavere kostnader.

Carbon Limits' analyse har ikke omfattet synergieffekter ved å sambehandle ulike råstoff i biogassprosessen. Miljødirektoratet har heller ikke gjort egne vurderinger av dette. Hvilke typer råstoff og i hvilke blandingsforhold de vil sambehandles i 2030 er heftet med store usikkerheter. Det finnes også få erfaringstall for sambehandling. En råstoffspesifikk analyse ble valgt, da denne tilnærmingen kan synliggjøre forskjellene i energipotensialet til de ulike råstoffene. Hvorvidt energien faktisk vil bli utnyttet, avhenger av både eventuelle blandingsforhold, men også av teknologiutvikling.

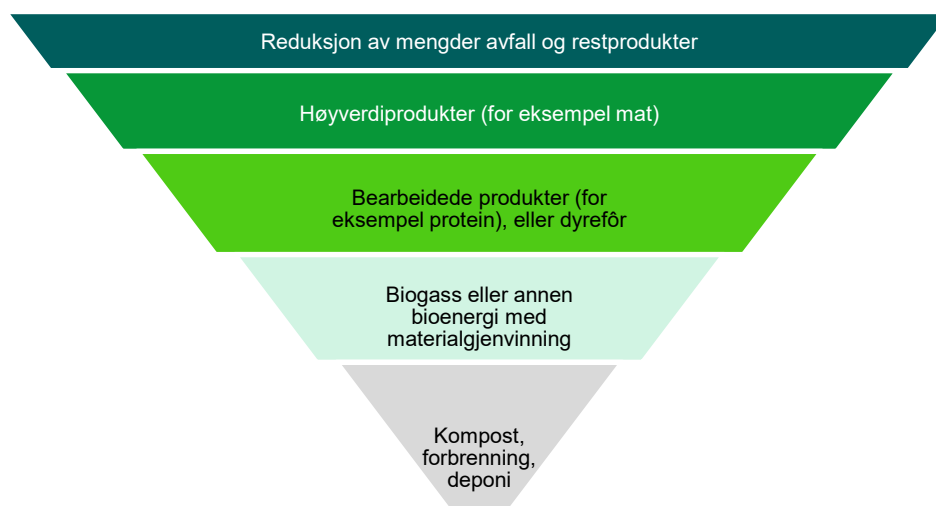
I Carbon Limits' beregninger av potensialer er det ikke gjennomført en energibalansevurdering. Produsentenes energiinnsatsfaktorer er ikke trukket fra. Det vil si at råstoffenes energipotensial er oppgitt som bruttotall.¹⁸⁷ Mange biogassanlegg bruker i dag egenprodusert biogass for å dekke deler av energibehovet i produksjonsprosessen, men biogass som prosessenergi kan i teorien erstattes av andre kilder, for eksempel elkjel.

Carbon Limits' antakelse om 100 prosent oppetid ved produksjonsanleggene gir et bilde av hva som teknisk sett er mulig, men som i praksis er langt fra det vi erfarer er tilfellet. Det vil si at mengden produsert gass i 2030 kan bli lavere, ev. at mengden gass som fakles vil bli større og mindre av gassen går til oppgradering (til drivstoffkvalitet). Sikker og stabil drift vil være et mål for alle produksjonsanlegg, men i praksis kan det av mange ulike årsaker være utfordrende og lykkes med. Det kan skyldes teknisk svikt, manglende tilgang på råstoff, etc. Slike forhold er ikke vurdert i Carbon Limits' analyse og Miljødirektoratet har heller ikke gjort egne vurderinger av dette.

Carbon Limits har tatt utgangspunkt i en beregning av brutto mengde råstoff som oppstår i 2030. Hierarkiet som beskriver bruk av råstoff (Figur 33) innebærer at dersom det finnes andre, mer høyverdige utnyttelsesformer enn biogassproduksjon, vil ressursene prioriteres i henhold til følgende:

¹⁸⁶ Rambøll (2019), Rapport for Miljødirektoratet. *Analyse - Verdikjeder for produksjon av biogass.*

¹⁸⁷ I Rambøll (2019:12) vises det Østfoldforskning (2017) analyse av Greve biogass som viser at anleggets energivirkningsgrad inkludert og ekskludert transport var hhv. 53 prosent og 88 prosent.



Figur 33 Prioritering for bruk av råstoff i Carbon Limits potensialstudie

Det betyr for eksempel at Carbon Limits har forutsatt at de råstoffmengdene som brukes til mat og dyrefôr i dag fortsatt vil gå til disse formålene i 2030. Videre har de forutsatt at biogassproduksjon vil velges fremfor andre behandlingsformer (kompostering, forbrenning eller deponi).

Råstoffspesifikke tilgjengelighetsfaktorer er brukt til å konvertere dette til mengde som kan samles inn. Videre har de anvendt en tekno-økonomisk faktor til å kvantifisere mengden av hvert enkelt råstoff som kan utnyttes. I noen tilfeller er også politiske føringer lagt til grunn, for eksempel spesifikke mål om reduksjon av matsvinn. De mengdene Carbon Limits har kommet frem til er i deres rapport omtalt som *det realistiske potensialet*. For flere detaljer vises det til Carbon Limits' rapport.

I det følgende presenteres en vurdering av tilgjengelighet av råstoff i 2030 og potensialet for biogassproduksjon fra hvert råstoff. Gjennomgangen er i all hovedsak hentet fra Carbon Limits, med tilleggsvurderinger fra Miljødirektoratet.

4.4.3 Husdyrgjødsel

Norge har et ambisiøst politisk mål for bruk av husdyrgjødsel i biogassproduksjon: 30 prosent innen 2020.¹⁸⁸ I dag er imidlertid kun 1 prosent av husdyrgjødsel brukt til biogassproduksjon.¹⁸⁹ Med dagens praksis spres det aller meste av husdyrgjødsel direkte på jordene, uten behandling i biogassanlegg. Utenom spredesesongen lagres gjødsla på gårdene, med ulike lagerløsninger. Utslipp av metan som oppstår ved slik lagring vil reduseres dersom husdyrgjødsel leveres til biogassproduksjon. I tillegg representerer husdyrgjødsel, selv om den er energifattig, et relativt stort biogasspotensial på grunn av de betydelige volumene husdyrgjødsel representerer.

I dag er det kun ett anlegg i Norge, Greve biogass, som tar imot større mengder husdyrgjødsel.¹⁹⁰ Greve biogass behandler husdyrgjødsel sammen med matavfall. Matavfallet

¹⁸⁸ Meld.St. nr. 39 (2008-2009) *Klimautfordringene - landbruket en del av løsningen*

¹⁸⁹ Miljødirektoratet m.fl. (2020) [Klimakur 2030](#)

¹⁹⁰ I tillegg har to anlegg testet bruk av biogjødsel i 2018. Vi er også kjent med at det finnes testanlegg som behandler husdyrgjødsel. Disse er ikke omfattet av samme egenrapporteringskrav.

krever gjerne innblanding av væske i forbehandlingen for å lage en mer flytende masse. Husdyrgjødsel har et lavt innhold av tørrstoff og kan fungere som prosessvann og kan bidra til en mer stabil gassproduksjon, fordi det er et lett nedbrytbart råstoff som allerede inneholder bakteriene som driver biogassprosessen.¹⁹¹

Slik sambehandling kan også gi større gassutbytte. Denne "samråtnings-effekten" er lite studert og dokumentert i Norge, men det utføres noen forsøk på området. For eksempel har NMBU i samarbeid med NIBIO gjennomført forsøk i et testbiogassanlegg på Ås. Sambehandling av storfe-gjødsel med matavfall førte til 26 prosent høyere biogassutbytte enn det som teoretisk ble forventet når man summerer energipotensial fra begge råstoffene.¹⁹²

Greve biogass viser også at det, for et sentralt biogassanlegg, gir det økt lønnsomhet å oppgradere gassen til drivstoffkvalitet, men ser man isolert på behandling av husdyrgjødsel så tjener anlegget ikke penger på dette med dagens rammebetingelser.¹⁹³ På grunn av råstoffets betydning som klimatiltak i jordbruket gjennomførte Carbon Limits en særlig detaljert analyse av bruk av husdyrgjødsel i biogassproduksjon. Sentrale sambehandlingsanlegg og andre forretningsmodeller beskrives nærmere i kap. 4.5.1.

Carbon Limits har beregnet at det vil være et potensial for ytterligere biogassproduksjon fra husdyrgjødsel i Norge i 2030 er 786 GWh, utover dagens produksjon.¹⁹⁴ Dette vil innebære at over 60 prosent av all husdyrgjødsel fra husdyrrom og lager må bli utnyttet i biogassproduksjon. Miljødirektoratet har i forbindelse med Klimakur 2030 gjort egne vurderinger av produksjonspotensialet.

Usikkerheter og barrierer

I Klimakur 2030 ble det beregnet tiltakskostnader for tiltaket *Husdyrgjødsel til biogass*. Der er potensialet for 2030 vurdert å være 287 GWh¹⁹⁵, noe som er under halvparten av Carbon Limits' beregninger. Carbon Limits vurderte biogassproduksjonen fra husdyrgjødsel relativt isolert, hva som er *mulig*, gitt råstoffets tilgjengelighet og tekno-økonomiske faktorer, mens det i Klimakur 2030 ble vektlagt flere hensyn, som blant annet etterspørsel etter biogass og biorest, innfasingstakt og fremtidig utvikling av markeder for alternative energibærere. I Klimakur 2030 ble det også lagt til inn en antagelse om 15 prosent nedetid/fakling ved anleggene. Til sammen reduserer disse faktorene en stor del av de totale mengdene biogass fra Carbon Limits' beregning.

Vår vurdering er at oppnåelse av 287 GWh økt bruk av husdyrgjødsel til biogassproduksjon vil være krevende, og vil trolig kreve målrettede virkemidler mot husdyrgjødsel. Realisering av dette potensialet forutsetter videre at det utvikles skalerbare forretningsmodeller for utnyttelse av husdyrgjødsel. Med skalerbar mener vi her forretningsmodeller som kan repliseres

¹⁹¹ Modahl, I.S., Lyng, K.-A., Stensgård, A., Saxegård, S., Hanssen, O.J., Møller, H., Morken, J., Briseid, T., Sørby, I., 2016. [Biogassproduksjon fra matavfall og møkk fra ku, gris og fjørfe](#). Status 2016 (fase IV) for miljønytte for den norske biogassmodellen BioValueChain. OR 34.16. Østfoldforskning.

¹⁹² Zamanzadeh, M., Heldal Hagen, L., Svensson, K., Linjordet, R., Horn, S.J., 2017. [Biogas production from food waste via co-digestion and digestion effects on performance and microbial ecology](#). Scientific reports, 7:17664, 2017.

¹⁹³ Rambøll (2019). Rapport for Miljødirektoratet. *Analyse - Verdikjeder for produksjon av biogass*.

¹⁹⁴ Carbon Limits har beregnet at i overkant av 482 000 tonn VS ("volatile solids") er et realistisk tilgjengelig potensial for mengden husdyrgjødsel som kan brukes som råstoff til biogassproduksjon i 2030.

¹⁹⁵ I Klimakur 2030 ble det inkludert investeringer som ble gjennomført til og med 2030. Da det ble antatt ett års tidsforsinkelse mellom investering og drift, ble i praksis de 287 GWh'ene nådd i 2031.

mange ganger og/eller gjennomføres i stor skala. For en utdyping av tiltaket *Husdyrgjødsel til biogass* og medfølgende tiltakskostnader, se kap. 4.7.

I områder med høyere konsentrasjon av husdyrforetak, er det mulig å samle husdyrgjødsel og transportere denne til store sentraliserte biogassanlegg eller til mellomstore «bygdeanlegg». Carbon Limits viser til at bygdeanlegg i tilknytning til en eller flere gårder må være av en viss størrelse for å oppnå en god driftsstabilitet. Det må være tilgang på nok råstoff for å kunne utnytte utråtningskapasiteten, nok energibehov på gården(e) eller i nærheten, teknisk kompetanse og finansiell støtte fra Landbruksdirektoratet.

Det er stor usikkerhet knyttet til hva slags type biogassanlegg vi vil se for behandling av husdyrgjødsel i 2030, men dersom vi forutsetter at økt grad av sambehandling gir større gassutbytte vil mengden biogass være større enn beregnet.

En del eksisterende biogassanlegg har som formål å håndtere avfall fra husholdninger og er driftet av offentlig aktører. Behandling av husholdningsavfall er omfattet av selvkostregelverket.¹⁹⁶ Dette innebærer blant annet et forbud mot kryssubsidiering ved behandling av avfall som ikke er underlagt slike begrensninger, som for eksempel husdyrgjødsel og annet næringsavfall. Enkelte biogassprodusenter har gitt uttrykk for at de synes det er uklart hvilket handlingsrom de har innenfor selvkostregelverket til å ta imot husdyrgjødsel dersom de også behandler husholdningsavfall. Det er i denne sammenheng pekt på kompleksitet i kombinasjonen av selvkost og anskaffelsesregelverket. Regelverket er ikke til hinder for at aktører som behandler selvkostregulert avfall også kan ta imot næringsavfall så lenge kostnadene ved behandlingen av selvkostregulert avfall holdes atskilt. Det kan allikevel være utfordrende å investere i kostbare anlegg som krever en sikker tilgang på store volumer av råstoff for å sikre driften av anlegget i et langsiktig perspektiv når anskaffelser og kontrakter i utgangspunkt gjelder for få år av gangen.

I forbindelse med evalueringen av ordningen med tilskudd til levering av husdyrgjødsel til biogassanlegg i 2019, gjorde Østfoldforskning en undersøkelse blant biogassanleggene som i dag behandler matavfall der samtlige respondenter oppga at de har vurdert sambehandling med husdyrgjødsel.¹⁹⁷ Disse anleggene er først og fremst plassert i Østlandsområdet.

Tilgang på matavfall til sambehandling med husdyrgjødsel kan indikere behov for strategisk plassering av biogassanlegg for at ikke transport skal bli en barriere. For eksempel tar Greve biogass allerede imot matavfall fra ca. én million innbyggere på Østlandet.¹⁹⁸ Det betyr at andre anlegg på Østlandet som vil behandle matavfall med husdyrgjødsel i større grad vil være nødt til å frakte matavfall fra andre steder i landet da "lokalt" matavfall allerede blir brukt av Greve biogass. Ifølge regionale beregninger gjort av Østfoldforskning vil den største fremtidige råstofftilgangen på matavfall være i Oslo og Akershus, Hordaland, Østfold og Trøndelag.¹⁹⁹ Dette kan i så fall bety at det allikevel vil være rom for flere enn ett sentralt sambehandlingsanlegg på Østlandet.

¹⁹⁶ Jf. forurensningsloven § 34 og avfallsforskriften kapittel 15.

¹⁹⁷ Østfoldforskning (2019) [Evaluering av pilotordning for tilskudd til husdyrgjødsel til biogassproduksjon](#)

¹⁹⁸ Rambøll (2019) *Analyse - Verdikjeder for produksjon av biogass*

¹⁹⁹ Østfoldforskning (2019) [Kunnskapsgrunnlag for nasjonal strategi for husdyrgjødsel til biogassproduksjon](#)

Ettersom sambehandling av husdyrgjødsel med matavfall har vist seg å kunne være fordelaktig, kan dette være en god løsning for biogassproduksjon fra husdyrgjødsel. Husdyrgjødsel kan også sambehandles med andre avfallsstrømmer i landbruket eller med andre råstoff, for eksempel fiskeensilasje.²⁰⁰

Nye metoder for bearbeiding og bruk av husdyrgjødsel til biogassproduksjon og innovativ foredling og anvendelse av biorest kan bidra til å løse utfordringene med for store gjødselmengder i husdyrtette områder. Levering av husdyrgjødsel til biogassanlegg kan gi bedre muligheter til omfordeling av næringsstoffer (nitrogen og fosfor), fra foretak med overskudd av gjødsel til foretak og regioner med underskudd.

Vurdering av dagens virkemidler og mulige nye virkemidler

Støtte til foretak som har husdyr og leverer husdyrgjødsel til biogassanlegg

I dag er det støtte til foretak som har husdyr og leverer husdyrgjødsel til biogassanlegg som er det mest relevante virkemiddelet vi har. Støtten gis per tonn levert gjødsel og har blitt utbetalt årlig siden 2014. Evalueringen²⁰¹ gjort av Østfoldforskning nevnt ovenfor, konkluderte med at den har bidratt positivt til det overordnede målet om å øke leveranser av husdyrgjødsel til biogassproduksjon. Potensialet for økt bruk av husdyrgjødsel til biogassproduksjon vil i liten grad kunne utløses før det enten skjer en teknologiutvikling for gårdsanlegg, eller at flere nye eller eksisterende sentraliserte biogassanlegg velger å ta imot husdyrgjødsel. Til sammenligning er den norske støttesatsen relativt høy i forhold til den svenske støttesatsen, som har vesentlig høyere bruk av husdyrgjødsel til biogassproduksjon.²⁰² Dette viser at det trolig også er behov for andre virkemidler enn kun direkte støtte.

Evalueringen viste at de som mottar støtte opplever ordningen som lite forutsigbar fordi den er knyttet til årlige jordbruksforhandlinger og at den ikke i stor nok grad retter seg mot de reelle kostnadsdriverne, som blant annet er utbygging av kapasiteten for lagring av biorest som gårdeier mottar i retur fra biogassanlegget.

Det foreligger et stort behov for tydelige signaler om varighet av støtteordningen. En arbeidsgruppe satt ned på oppdrag fra jordbruksavtalepartene, ledet av Landbruksdirektoratet, foreslår en 10-års garanti for ordningen i jordbruksavtalen 2020.²⁰³ Arbeidsgruppa anbefaler at satsen for tilskudd for levering av husdyrgjødsel til biogassanlegg økes til et nivå som gjør husdyrgjødsel attraktivt og dermed bidrar til å redusere økonomiske barrierer for behandling av husdyrgjødsel i biogassanlegg. Arbeidsgruppen foreslår at en kartlegging av kostnadene og inntektene knyttet til behandling av husdyrgjødsel i et representativt gårdsanlegg og et representativt sambehandlingsanlegg, kan danne grunnlag for fastsettelse av en økt tilskuddssats for levering av husdyrgjødsel til biogassanlegg.

²⁰⁰ Østfoldforskning (2019) [Evaluering av pilotordning for tilskudd til husdyrgjødsel til biogassproduksjon](#)

²⁰¹ Ibid.

²⁰² I Sverige har man en produksjonsstøtte ved bruk av husdyrgjødsel på 40 øre SEK/kWh. Regner man om den norske støtten fra tonn husdyrgjødsel levert, til hva støtten tilsvarer for produsert mengde, blir støtten omtrent 60 øre NOK/kWh. I Sverige ble det produsert drøye 400 GWh biogass fra husdyrgjødsel i 2018.

(https://www.regeringen.se/48f93e/contentassets/19fc575360724f2492bea2cb9e25b7e8/sou_2019_63_webb_rev.pdf), mens det eneste store biogassanlegget som produserer biogass i Norge fra husdyrgjødsel (i kombinasjon med matavfall), Greve biogass, har en kapasitet på 60 GWh (Rambøll, 2019).

²⁰³ Landbruksdirektoratet m.fl. (2020) [Husdyrgjødsel til biogass - gjennomgang av virkemidler for økt utnyttelse av husdyrgjødsel til biogassproduksjon.](#)

Arbeidsgruppa anbefaler videre å beholde dagens innretning av tilskuddsordningen der tilskuddet utbetales til bonden. Arbeidsgruppa anbefaler også at det etableres felles rutiner for rapportering og kontroll der biogassanleggene har ansvar for å legge frem nødvendig dokumentasjon som sendes direkte til Landbruksdirektoratet

Vi viser til rapporten for flere detaljer om arbeidsgruppens vurderinger av ulike aspekter ved tilskuddsordningen. Vi bemerker samtidig at gruppen har gjort sine vurderinger med utgangspunkt i formålet om økt utnyttelse av husdyrgjødsel og reduserte klimagassutslipp og ikke hva som vil være den mest kostnadseffektive produksjonen av biogass.

For sentraliserte anlegg/sambehandlingsanlegg er den største kostnadsdriveren transport av husdyrgjødsel til anlegget og biorest ut av anlegget, og tilskuddsordningen skiller ikke mellom aktører med kort og lang transportavstand. Et mulig virkemiddel kunne derfor være å øke satsen for leveringsstøtte slik at den også gjenspeiler kostnaden ved utkjøring av biorest.

Biogassanleggene oppnår i dag ikke lønnsomhet ved utnyttelse av husdyrgjødsel, og det er i praksis biogassanleggene som bærer kostnaden ved utkjøring av biorest. Det er derfor ikke åpenbart at tilskudd skal gis til den som leverer husdyrgjødsel til anlegget. Selv om bonden får utbetalt støtten i dag, deles i dag støtten mellom bonden og biogassanlegget, og hvordan støtten fordeles er opp til partene å avgjøre. Ved eventuell storskala utnyttelse av husdyrgjødsel til biogassproduksjon i Norge, som realisering av det identifiserte potensialet innebærer, vil det trolig være administrative fordeler ved å utbetale støtten til biogassanleggene i stedet for bonden. I praksis kan det også være (eier av) biogassanlegget som bistår i søknadsprosessen for å få utbetalt tilskuddsmidlene. Spørsmålet om hvem som bør motta tilskudd vil bli enda mer relevant dersom biogassanleggene får ytterligere krav til rutiner og rapportering som følge av tilskuddsordningen og stor vekst i denne biogassproduksjonen.²⁰⁴

Fastsette foreslåtte krav om begrensninger for tilførsel av fosfor i gjødselvereforskriften

I dagens gjødselvereforskrift stilles det krav om at foretak som produserer husdyrgjødsel skal ha tilstrekkelig areal for spredning av gjødselen, beregnet på bakgrunn av antall gjødseldyrenheter.

Forslaget til endrede krav ligger til behandling i departementene, og det usikkert når en ny forskrift eventuelt vil bli fastsatt og hvilke restriksjoner som vil bli innført. I landbruket er det likevel en forventning om at det vil komme en innskerping av kravene, noe som har ført til at det enkelte steder planlegges eller vurderes å etablere biogassanlegg for håndtering av husdyrgjødsel. For å sikre forutsigbarhet for aktørene som forventer en endring er det viktig med tydelige og forutsigbare rammer. Se mer om revidering av gjeldende regelverk i kap. 5.2.3.

Biorest fra Greve Biogass leveres i dag til bønder i Vestfoldregionen. Vi ser for oss at fortsatt bruk av biorest til landbruket er ønsket anvendelse for denne bioresten frem mot 2030. Revidering av gjødselvereforskriften vil gi tydeligere rammer for bruk av biorest, men kan også begrense mulighetene for å omsette bioresten lokalt. For en nærmere omtale av biorest fra husdyrgjødsel, se kap. 5.3.1.

²⁰⁴ For øvrig er det i dag kun anlegg med tillatelse etter forurensningsloven som rapporterer mengde biogass som er produsert og hvordan den er anvendt. Ved etablering av biogassproduksjon på gårdsanlegg vil det være nyttig at den samme typen data samles inn også fra disse produsentene. Her vil leverandør og produsent være én og samme aktør og problemstillingen vil ikke være relevant her på samme måte som for sentrale anlegg.

4.4.4 Matavfall og annet våtorganisk avfall

Matavfall og annet våtorganisk avfall fra husholdning og næringsliv er et viktig råstoff til biogassanlegg, både i dag og i et 2030-perspektiv. Carbon Limits analyse er gjort av matavfall fra husholdninger i kommuner hvor det er kildesortering i dag, og fra kommuner der matavfall kastes sammen med restavfallet, samt fire ulike kategorier av matavfall fra matindustrien og næringslivet. Analysen kategoriserer matavfall som oppstår i matindustrien, grossistledet, dagligvarehandelen, serveringsbransjen og i andre tjenesteytende næringer. I denne oppsummeringen er all omtale av matavfall samlet under én felles overskrift.

I 2018 var det 11 biogassanlegg som tok imot og behandlet matavfall fra husholdning og/eller næringsliv (inkludert animalske biprodukter, fra for eksempel meieri og slakteavfall), enten alene eller sammen med andre råstoff. Matavfall fra husholdninger leveres til biogassanleggene i (plast)poser og inneholder som regel en viss andel fremmedlegemer (feilsortert avfall). Matavfallet krever derfor en forbehandling der poser åpnes og fjernes og feilsorteringer tas ut. For næringsavfall vil behovet for slik forbehandling variere, avhengig av type næringsavfall og eventuell emballering.

Carbon Limits har estimert at det realistisk potensial for ytterligere biogassproduksjon fra matavfall i Norge i 2030 vil være 356 GWh utover dagens produksjon, hvorav 70 prosent estimeres å komme fra økte mengder husholdningsavfall.²⁰⁵ I følge Carbon Limits er det i underkant av 40 prosent av dette potensialet som er tatt ut i dag.

Usikkerheter og barrierer

Det er stor usikkerhet knyttet til forutsetningene Carbon Limits har brukt i beregningen av det realistiske potensialet for 2030. Den ene store usikkerheten er andel matavfall husholdningene er antatt å sortere ut og som vil gå til biogassanlegg. Carbon Limits har lagt til grunn at alt matavfall utsorteres i 2030. En lavere utsorteringsgrad vil gi mindre matavfall til biogassproduksjon enn beregnet her. En utredning gjort av Mepex (2018), om utsortering av matavfall fra husholdning og næring, er tydelig på at en utsorteringsgrad på 70 prosent vil være mulig, men svært krevende å nå (i 2035).²⁰⁶ Dette vil avhenge av at det stilles krav til utsortering i kombinasjon med ambisiøse måltall, og høy grad av oppfølging av slike krav. Det er derfor svært sannsynlig at det vil være mindre matavfall tilgjengelig enn beregnet av Carbon Limits.

Den andre usikkerheten er måloppnåelse av 50 prosent reduksjon av matsvinn i 2030. Målet gjelder for både husholdninger og hele matvarebransjen. Carbon Limits har lagt til grunn en reduksjon tilsvarende dette målet, noe som vil gi mindre matavfall. Det er stor usikkerhet omkring måloppnåelsen, da dette krever en stor grad av atferdsendring. Svak måloppnåelse vil gi mer matavfall til biogassproduksjon enn beregnet.

Matavfall som kastes sammen med restavfall går i dag til forbrenning. Økt utsortering av matavfall gjennom forbedring av sorteringsadferd, og ved innføring av kildesortering i de delene av landet som ikke har kildesortering av matavfall, er nødvendig. Videre må det utsorterte avfallet leveres til biogassanlegg for å oppfylle det beregnede potensialet. Stadig mer matavfall

²⁰⁵ Carbon Limits har basert dette på at mengde matavfall fra husholdninger og næringsliv tilgjengelig som råstoff til biogassproduksjon er i overkant av 400 000 tonn i 2030.

²⁰⁶ Miljødirektoratet (2017) [Utsortering og materialgjenvinning av biologisk avfall og plastavfall](#)

fra husholdningene leveres til biogassanlegg, men fortsatt behandles en del matavfall ved komposteringsanlegg.

Miljødirektoratets database Forurensing viser at det i 2018 var til sammen om lag 132 000 tonn (våtvekt) matavfall og annet våtorganisk avfall som ble rapportert som levert og behandlet ved norske biogassanlegg. I tillegg til dette ble ytterligere 55 000 tonn (våtvekt) levert til komposteringsanlegg. Det var til sammen 12 komposteringsanlegg som tok imot matavfall fra husholdning og/eller næring, samt animalske biprodukter. Flere av disse komposterte avfallet sammen med avløpsslam.

Økt mengde matavfall til biogassproduksjon forutsetter i tillegg økt utsortering også i næringslivet. Dette, kombinert med at det finnes biogassproduksjonsanlegg i rimelig avstand fra for eksempel dagligvarehandler og andre steder der avfallet oppstår er også en forutsetning, slik at kostnaden for å velge biogass ikke blir for stor i forhold til kostnaden for forbrenning. Sammensetningen av matavfallet varierer, noe som vil ha direkte betydning for tørrstoffinnhold og det teoretiske biogasspotensialet for dette avfallet.

Utnyttelsesgraden for ulike typer matavfall i matindustrien varierer en god del. En stor andel matavfall, fortrinnsvis frukt og grønt og brød og bakervarer, leveres i dag til dyrefôr. Annen biodrivstoffproduksjon kan bli en økende konkurrent til biogassproduksjon særlig for noen typer råstoff, som for eksempel slakteriavfall.

Biorest fra biogassanlegg som behandler matavfall brukes i dag som et gjødselprodukt i landbruket og avsetning på bioresten er viktig for anleggene. For en nærmere omtale av biorest fra matavfall, se kap. 5.3.2.

Vurdering av dagens virkemidler og mulige nye virkemidler

Forbud mot deponering av biologisk nedbrytbart avfall

Effekten av deponiforbudet har vært at matavfall de siste tiårene er styrt bort fra deponi og over til behandling i form av gjenvinning. Det var flere biogassanlegg som ble etablert i årene etter at deponiforbudet kom. En stor andel matavfall leveres derfor i dag til biogassanlegg, men det er opp til avfallsbesitter å velge mellom lovlige behandlingsløsninger. I tillegg til biogassproduksjon er fortsatt kompostering en vanlig behandlingsform i Norge. Forbrenning med energigjenvinning er også en vanlig behandlingsform og for eksempel leveres mye ikke-sortert matavfall fra husholdninger til forbrenning sammen med restavfallet. Vi er ikke kjent med hvor mye matavfall fra næringslivet som leveres til forbrenning. Samtidig vil nye og strengere krav fra EU til materialgjenvinning, kreve separat innsamling av matavfall og lignende avfall fra næringslivet og forby forbrenning av slikt avfall.

Lokalpolitiske vedtak om utsortering av matavfall

Beslutninger om kildesortering tatt på kommunalt nivå har bidratt til at matavfallet fra en stor del av norske husholdninger er tilgjengelig for biologisk behandling i dag, men det er fortsatt en del kommuner som ikke har innført kildesortering av matavfall, noe som kan henge sammen med blant annet variasjoner i bosetting og transportavstander. Det er ingen nasjonale krav til utsortering av matavfall i dag, men slike krav er utredet, og et forslag til forskrift om utsortering av matavfall og plast fra både husholdninger og næringsliv ligger til behandling i Klima- og Miljødepartementet. Krav til utsortering vil bidra til at en større mengde matavfall gjøres tilgjengelig. Det er allikevel ikke gitt at biogass velges som behandlingsløsning, da kompostering også er en vanlig behandlingsform i Norge.

Forslag om krav om utsortering av biologisk avfall

Miljødirektoratet har på oppdrag fra KLD utredet og foreslått en forskrift med krav til utsortering av biologisk avfall; matavfall og park- og hageavfall. Forslaget ble oversendt KLD 1. oktober 2018. Kravet om utsortering vil gjelde både for husholdningsavfall og lignende avfall fra næringslivet, og det er på økt utsortering av matavfall de største mengdene kan hentes ut. Forskriften er beregnet til å øke andelen husholdningsavfall og lignende som leveres til materialgjenvinning fra 38 prosent til 45 prosent (i 2035). For detaljer om avfallsmengder og utsorteringsgrader frem mot 2035 viser vi til utredning av forskriftsforslaget.²⁰⁷

Miljødirektoratet foreslår også at et krav om materialgjenvinning stilles til norske avfallsbehandlingsanlegg og til avfallsaktører som mottar utsortert biologisk avfall til eksport.

Innføring av et utsorteringskrav vil være et viktig bidrag til å øke mengden råstoff tilgjengelig for biologisk behandling i Norge, men for å lykkes med en høy grad av utsortering vil det kreves tett oppfølging, blant annet holdningsskapende arbeid ut mot innbyggere i kommunene og mot næringslivet.

Miljødirektoratet ser på forslaget til utsorteringsforskriften i direkte sammenheng med kravene som stilles i det reviderte avfallsdirektivet.

Nye krav fra EU - separat innsamling og forbud mot forbrenning

Rammedirektivet om avfall er innlemmet i EØS-avtalen, og Miljødirektoratet har lagt til grunn at det reviderte avfallsdirektivet med nye krav blir tatt inn i EØS-avtalen og bindende for Norge. Norge blir da forpliktet til å sørge for separat innsamling av biologisk avfall fra husholdninger og lignende avfallsstrømmer innen 2023. Norge må også ta i bruk virkemidler for å fremme materialgjenvinning av biologisk avfall. Prosessen med implementering av det reviderte avfallsdirektivet pågår for fullt i Miljødirektoratet, på oppdrag fra KLD.

Nye og strengere krav betyr blant annet separat innsamling av matavfall fra husholdninger og lignende avfall fra næringslivet og forbud mot forbrenning av slikt avfall. Alt utsortert biologisk avfall skal gå til biologisk behandling for materialgjenvinning.²⁰⁸ Dette betyr at en større andel matavfall må sorteres ut og styres bort fra energigjenvinning.

Innføring av forbudet vil altså styre matavfallet bort fra forbrenningsanlegg, men det er ikke gitt at alt avfallet i stedet leveres til biogassanlegg. På samme måte som forbudet mot deponering av slikt avfall, gis ingen rangering av foretrukket behandlingsmetode. Selv om de siste årene har vist en trend med et økende antall biogassanlegg og mindre kompostering er det ikke gitt at de større mengdene matavfall som vil sorteres ut leveres til biogassanlegg. Kompostering av matavfall vil også være et alternativ som kan oppfylle kravene til materialgjenvinning. Dersom det er ønskelig at alt matavfall styres til biogassanlegg, må det i så fall utvikles tilleggsverktøy for dette.

²⁰⁷ Østfoldforskning og Mepex (2018), [Utsortering og material-gjenvinning av biologisk avfall og plastavfall](#).

Oppdragsrapport for Miljødirektoratet.

²⁰⁸ Nye krav i EUs avfallsdirektiv om at biologisk behandlet husholdningsavfall kun kan rapporteres som materialgjenvunnet dersom produsert biorest/kompostert materiale brukes på land og har en "ecological improvement", altså en forbedring. I dag brukes allerede nær 100 prosent av bioresten fra matavfall som et gjødselprodukt i landbruket. Dersom praksisen vi har i dag, der matavfall brukes som gjødsel, videreføres, vil Norge kunne fortsette å rapportere dette som mengde materialgjenvunnet.

4.4.5 Fiskeensilasje

Carbon Limits' analyse er begrenset til én av tre kategorier av fiskeensilasje; kategori 2 (K2). K2 er materiale fra fisk som i hovedsak er selvdød eller klinisk syk uten ytre tegn på sykdom. K2 kommer i hovedsak fra laks, og en mindre andel fra ørret. Fisken tilsettes gjerne et konserveringsmiddel slik at blandingen er lagringsstabil over lengre tid og en syre tilsettes for å stanse veksten av bakterier i fiskemassen. Død fisk skal tas ut daglig og omgående kvernes og ensileres i henhold til krav i Akvakulturdriftforskriften.^{209,210} Ensilasjen reguleres også av Animaliebioproduksjonsforskriften.²¹¹ Ensilasjen skal samles opp og holdes adskilt fra annet avfall, noe som gjør den lettere tilgjengelig for videre utnyttelse.

Det finnes firmaer som henter ut dødfisk til produksjon av fiskeensilasje fra oppdrettsanlegg. En stor andel fiskeensilasje ble perioden 2013-2016 eksportert til Danmark. Siden 2016 har etterspørselen økt i Norge og råstoffet brukes nå til biogassproduksjon også her.

Fiskeensilasje er problematisk å bruke direkte i biogassproduksjon, men må brukes som ko-råstoff pga. inhiberende effekter av langkjedede fettsyrer og høy proteinkonsentrasjon²¹². I dag er det kun ett biogassanlegg som oppgir å motta større mengder K2 til behandling i Norge.

Fiskeensilasje antas å inneholde relativt lite forurensing, men avhengig av kilden kan den inneholde persistente organiske miljøgifter og tungmetaller. Havforskningsinstituttet overvåker på oppdrag fra Mattilsynet, årlig innhold av fremmedstoffer som miljøgifter og tungmetaller i oppdrettsfisk, for å sikre at disse ikke overstiger EUs grenseverdier som skal sikre at fisken er trygg å spise.^{213, 214} I oppdrettsfisk vil det derfor være lavt innhold av miljøgifter, men i villfisk er det funnet høyere verdier. Naturlig forekommende arsen i fiskeensilasjen, som arsenobetaine kan brytes ned til uorganisk arsen.²¹⁵ Biorest fra fiskeensilasje omtales kort i kap. 5.3.4.

Carbon Limits har estimert at det realistisk potensial for ytterligere biogassproduksjon fra K2 fiskeensilasje i Norge i 2030 vil være 148 GWh. Sammenlignet med dagens produksjon basert på fiskeensilasje på omtrent 40 GWh, betyr det at drøyt 20 prosent av det totale potensialet i 2030 produseres i dag.

Usikkerheter og barrierer

Carbon Limits har antatt moderat vekst i oppdrettsnæringen. Dersom veksten i næringen blir større vil mer fiskeensilasje være tilgjengelig. Samtidig er det usikkerhet om den relativt høye fiskedødraten vil vedvare mot 2030. I tillegg er det usikkert hvorvidt større hendelser, der man for eksempel må tømme hele merder, inntreffer. Samtidig må næringen jobbe for å redusere risiko for slike hendelser og arbeide for bedre fiskehelse og mindre fiskedød, noe som vil gi mindre fiskeensilasje. Dette er lite forutsigbare forhold som skaper usikkerhet i beregninger av mengde fiskeensilasje tilgjengelig i 2030.

²⁰⁹ Se § 16 i [forskrift om drift av akvakulturanlegg](#) (akvakulturdriftsforskriften).

²¹⁰ Mattilsynet (2020) [Krav til opptak og håndtering av dødfisk i oppdrettsanlegg](#)

²¹¹ Mattilsynet (2019) [Animaliebioprodukter](#)

²¹² Ward & Løes (2014) [The potential of fish and fish oil waste for bioenergy generation: Norway and beyond](#)

²¹³ Havforskningsinstituttet (2019), Rapport fra havforskningen, [kapittel 2](#)

²¹⁴ Havforskningsinstituttet (2019), [Miljøgifter i fisk og fiskevarer 2018](#)

²¹⁵ Huang & Scherr (2007), [Demethylation of Dimethylarsinic Acid and Arsenobetaine in Different Organic Soils](#)

En del fiskeensilasje brukes i dag som pelsdyrfôr, men i 2019 ble det vedtatt at pelsdyrnæringen skal legges ned innen 2025.²¹⁶ Det vil bety at råstoffet mer sannsynlig vil gå til biogassproduksjon. Økt etterspørsel etter fiskeensilasje og et gatefee (mottaksgebyr) som kan konkurrere med kjøpere i for eksempel Danmark eller Sverige kan bidra til å realisere potensialet for økt anvendelse til norsk biogassproduksjon.

Frem mot 2030 vil vi også kunne se økt konkurranse med andre markeder, for eksempel bruk av K2 til biofyringsolje.²¹⁷ Usikkerheter knyttet til avsetning av biorest er nærmere beskrevet i kap. 5.2.

Vurdering av dagens virkemidler

I dag eksisterer ingen virkemidler for bruk av fiskeensilasje K2 til biogassproduksjon. De mer generelle virkemidlene for bruk og produksjon av biogass er trolig ikke tilstrekkelige for at denne avfallsfraksjonen vil bli utnyttet som råstoff til biogassproduksjon.

4.4.6 Fiskeslam

Fiskeslam er slam samlet fra landbaserte settefisk- og matfiskanlegg. Den vanligste håndteringsmetoden for fiskeslam i dag er kalktilsetning og bruk av slammet som gjødsel i jordbruket, med eller uten avvanning i forkant. Carbon Limits' analyse er begrenset til landbaserte settefiskanlegg.

Det finnes i dag få eksempler på biogassproduksjon fra fiskeslam i Norge. To biogassanlegg har rapportert mottak av mindre mengder fiskeslam til behandling med andre avfallsfraksjoner i 2018. Mengdene utgjorde til sammen i underkant av 1000 tonn TS. I tillegg ble om lag 120 tonn TS levert til komposteringsanlegg.²¹⁸

Carbon Limits har estimert at det realistiske potensialet for ytterligere biogassproduksjon fra fiskeslam i Norge i 2030 vil være 81 GWh. Carbon Limits har da lagt til grunn at ingen ting av dette potensialet tas ut i dag.²¹⁹

I likhet med fiskeensilasje er slam fra landbaserte anlegg muligens best egnet som råstoff til sambehandling i biogassproduksjon siden det inneholder både fettsyrer og proteiner. I tillegg har det lavt energiinnhold og høyt vanninnhold. I tillegg kan det også inneholde mye nitrogen fra fôret til settefisk.²²⁰

Fiskeslam inneholder fremmedstoffer som tungmetaller og miljøgifter fra rester av fekalier og fôr. Blant annet har fiskeslam høye sinknivåer, men dette er ifølge Mattilsynet noe som kan variere stort fra anlegg til anlegg.²²¹ Havforskningsinstituttets overvåkning av slik fisk viser at

²¹⁶ Landbruks og matdepartementet (2018) [Avvikling av pelsdyrnæringen og spørsmål om kompensasjon til pelsdyroppdrettere](#)

²¹⁷ Guneriusen, Thomas (2018) [Kvalitet av ensilasje og ensilasjeprodukter fra restråstoff etter sløyning av torsk og laks](#), masteroppgave ved Universitetet i Tromsø (2018)

²¹⁸ Tallene er basert på egenrapportering fra anlegg som behandler biologisk avfall og har tillatelse fra forurensningsmyndigheten

²¹⁹ Carbon Limits har basert biogasspotensialet på en beregning av at i overkant av 20 000 tonn TS fiskeslam kan være tilgjengelig for biogassproduksjon i 2030.

²²⁰ Brod, E., Oppen, J., Kristoffersen, A.Ø. et al. Drying or anaerobic digestion of fish sludge: Nitrogen fertilisation effects and logistics. *Ambio* 46, 852-864 (2017). <https://doi.org/10.1007/s13280-017-0927-5>

²²¹ Kilde: Mattilsynet sin årsrapport fra tilsyn 2019 (ikke publisert)

stoffene ikke blir værende i oppdrettsfisken, men slippes ut.²²² Konsentrasjon av disse stoffene avhenger av fôret som benyttes i produksjonen og oppkonsentreringen i fiskeslammet. I tillegg kan slammet inneholde medisinerester dersom dette er brukt i anlegget. Biorest fra fiskeslam er kort beskrevet i kap. 5.3.4.

Usikkerheter og barrierer

Carbon Limits' analyse begrenser seg til fiskeslam fra landbaserte settefiskanlegg. Det er en økende interesse for landbasert oppdrett og produksjon av matfisk, noe som også vil gi mulige fremtidige økende mengder fiskeslam som kan brukes til biogassproduksjon. Dette vil avhenge av hvordan bransjen utvikler seg.

Dagens utnyttelse av fiskeslam til biogassproduksjon skjer primært i småskalaanlegg som leverer strøm og varme tilbake til settefiskeanlegget der fiskeslammet oppstår. Det er usikkert både om biogassbehandling blir den foretrukne teknologien for håndtering av fiskeslam, og det er usikkert hvor store deler av fiskeslammet som eventuelt vil leveres til større anlegg som oppgraderer biogassen til drivstoffkvalitet.

En annen usikkerhet er det beregnede energiutbyttet fra fiskeslammet. Biogassutbyttet er beregnet ved bruk av fiskeslam alene, men Carbon Limits peker på at det er mulig å øke utbyttet ved å behandle slammet sammen med andre råstoffer.

Det er også muligheter for oppsamling av fiskeslam fra matfiskanlegg i sjø, noe som kan gi stor økning i mengdene fiskeslam. Det pågår enkelte prosjekter som ser på mulige teknologiske løsninger for å få til en effektiv oppsamling av slam fra sjøanleggene.

Det er altså betydelige usikkerheter knyttet til utviklingen av mengden fiskeslam. Mengden slam vil også avhenge av både vekst i antall og gjennomsnittsvekt av settefisk (for eksempel 150 g, 500 g eller 1,000 g). Biogass Oslofjord bemerker en økende interesse for produksjon av fiskeslam fra landbasert matfisk, samtidig som det antas at vekten av smolt og post-smolt øker, noe som kan øke slamproduksjonen betraktelig.²²³

I dag er det på landsbasis registrert ca. 350 landbaserte akvakulturanlegg. Hvor mange av disse som renser utslippet og dermed har mulighet til å samle opp slam er usikkert. De landbaserte anleggene har i dag stor variasjon i teknologi, fra gamle gjennomstrømsanlegg uten rensing, gjennomstrømsanlegg med rensing, til dagens resirkuleringsanlegg med rensing. Ofte har anleggene en kombinasjon av disse løsningene. Nyere anlegg har generelt krav til rensing og oppsamling av slam. Det er i dag en økende interesse for å etablere store landbaserte matfisk- og settefiskanlegg med bruk av resirkuleringsteknologi for vannet. Dette vil på sikt gi økte mengder slam.

Bruk av biorest fra fiskeslam er et nytt område vi vil trenge mer kunnskap om. Biorest fra fiskeslam omtales kort i kap. 5.3.4.

Vurdering av dagens virkemidler

Landbaserte akvakulturanlegg foregår i lukkede kar med utslipp til en resipient (kyst, elv eller innsjø). For å unngå uheldige miljøvirkninger stiller forurensningsmyndigheten i stor grad krav

²²² Havforskningsinstituttet (2018), [Risikorapport norsk fiskeoppdrett](#)

²²³ Biogass Oslofjord (2019) [Klimatiltak: Slam fra smolt- og oppdrettsanlegg til biogass. Mer landbasert smolt kan øke biogassproduksjonen](#)

til rensing av utslipp fra landbaserte anlegg i tillatelser etter forurensningsloven. Dette fører til økte mengder med oppsamlet fiskeslam. De siste ti årene har det derfor vært økt fokus på utnyttelse og behandling av fiskeslam. Det er i dag ingen spesifikke krav i tillatelsene til behandling av slammet, utover at slammet fra akvakulturanlegget skal leveres til godkjent mottak.

Det er så langt ikke mulig å stille krav om oppsamling av slam fra åpne merder i sjø. Det pågår enkelte prosjekter som ser på mulige teknologiske løsninger for å få til en effektiv oppsamling av slam fra sjøanleggene. Dersom man finner en god teknologi og regelverket tilpasses, kan oppsamling av fiskeslam fra matfiskanlegg i sjø gi mulighet for en stor økning i mengdene fiskeslam.

4.4.7 Avløpsslam

Behandling av avløpsslam i biogassanlegg er en vanlig praksis i Norge i dag. Slambehandlingen foregår i tilknytning til renseanlegget der det oppstår, eller slammet leveres til behandling i større anlegg. Biogassprosessen er på flere måter gunstig for slambehandlingsanleggene; slammet stabiliseres og biomassen reduseres. I tillegg skaper prosessen energi, som igjen kan brukes i behandlingsprosessen eller, hvis biogassens oppgraderes, selges som drivstoff.

Mengden biogass som produseres på dagens slambehandlingsanlegg, er gjerne større enn anleggenes behov for varme og strøm. Som følge av dette blir mye av overskuddsgassen faklet. Andelen biogass som ble faklet i 2018 var 23 prosent av den totale biogassproduksjonen på slambehandlingsanleggene. Behovet for bærekraftig biodrivstoff er imidlertid stort, og en mer samfunnsnyttig anvendelse av biogassen vil i mange tilfeller være at den oppgraderes til drivstoffkvalitet for erstatning av fossil energi. Flere slambehandlingsanlegg som tidligere utnyttet biogassen til intern prosessenergi har erstattet biogassen brukt til prosessenergien med andre fornybare energibærere. De har så oppgradert biogassen til drivstoffkvalitet og solgt den til veitransportmarkedet. I riktig skala vil dette være lønnsomme investeringer gitt dagens priser for bruk av biogass som drivstoff, og det antas at det er grunnlag for flere slike prosjekter i Norge.

En stor andel slam i Norge behandles også ved kompostering. Carbon Limits har beregnet potensialet for biogassproduksjon fra avløpsslam i 2030 ut fra en forutsetning av at alt slammet som behandles i større komposteringsanlegg i dag, leveres til biogassanlegg i 2030.²²⁴ I tillegg har de også lagt til grunn at mengden avløpsslam vil øke med befolkningsveksten frem mot 2030.

Carbon Limits har på den bakgrunn estimert at det realistisk potensial for ytterligere biogassproduksjon fra avløpsslam i Norge i 2030 vil være 72 GWh. Det vil si at hele 80 prosent av biogasspotensialet fra avløpsslam allerede tas ut i dag.²²⁵

Usikkerheter og barrierer

Miljødirektoratets kunnskap tilsier at stadig flere avløpsanlegg etablerer egne biogassanlegg eller inngår avtaler om leveranse av avløpsslam til biogassanlegg, og at det er en trend mot stadig færre komposteringsanlegg. Hvorvidt *alt* avløpsslam leveres til biogassanlegg i 2030 er

²²⁴ Kun renseanlegg med en kapasitet på over 50 PE er inkludert i beregningen. Over 85% av befolkningen er tilknyttet disse store anleggene.

²²⁵ Carbon Limits har beregnet at i overkant av i overkant av 133 000 tonn TS avløpsslam kan være tilgjengelig for biogassproduksjon i 2030.

derimot usikkert. Det er teknologisk mulig, men en slik endring vil kreve en del store investeringer i anlegg og infrastruktur. Transport av slam over lange avstander kan være en kostnadsbarriere for renseanlegg lokalisert langt unna biogassanlegg.

Det er også usikkert om andelen av dagens og mulig ny produksjon vil gå til produksjon av oppgradert biogass eller blir brukt som intern prosessenergi og oppvarming. Dette vil i stor grad avhenge av markedsutsiktene for biogass brukt som drivstoff. Det kan også være en barriere at slambehandlingsanleggenes kjernevirksomhet ikke er å selge fornybar energi, men å rense avløpsslam. Oppgradering til drivstoffkvalitet innebærer markedsinnretning av deler av driften og drift av ytterligere ett eller flere prosessstrinn.

I sin beregning av brutto mengde avløpsslam produsert i 2030 har Carbon Limits tatt utgangspunkt i totale mengder avløpsslam (tonn TS) disponert i 2018.²²⁶ Tallene er ikke brutt ned på om avløpsslammet er kompostert eller om det er biorest fra biogassproduksjon, noe som kan gi et feilaktig utgangspunkt for beregningen. Dette skyldes at mengden tørrstoff i kompostert avløpsslam er den samme gjennom hele behandlingsprosessen, mens dette er annerledes for avløpsslam som brukes i biogassproduksjon. Her reduseres mengde tørrstoff med i snitt 40-50 prosent når det omdannes til gass. Carbon Limits legger til grunn at *mengder som oppstår* egentlig er *mengden ferdig behandlet* kompost og biorest. Med dette utgangspunktet blir dermed mengden tørrstoff i bioresten nær halvert, sammenlignet med de opprinnelige mengdene. Det vil si at den faktiske mengden tørrstoff til biogassproduksjon er større enn det Carbon Limits har lagt til grunn, noe som vil si at det totale energipotensialet er større enn beregnet.

Bruk av behandlet avløpsslam som gjødselvarer har flere krav enn andre avfallstyper og reguleres av EUs slamdirektiv og gjennom Gjødselvarereforskriften. Gjødselvarereforskriften er under revisjon og foreslåtte krav vil virke inn på mulighetsrommet for spredning av biorest fra avløpsslam.

Avløpsslam kan inneholde en rekke forurensninger og vil reflektere kjemikaliebruken i samfunnet generelt. Problematiske stoffer vil særlig være miljøgifter, medisinerester, tungmetaller og plast. For en nærmere omtale av fremtidig bruk av biorest fra avløpsslam, se kap. 5.3.3.

Vurdering av dagens virkemidler

Det finnes ikke særskilte krav til håndtering av avløpsslam i avløps- eller avfallsregelverket. Ettersom vi i Norge klassifiserer avløpsslam som en avfallsfraksjon fra rensing av avløpsvann, gjelder de generelle kravene til håndtering av næringsavfall. Det vil si at avfallet enten skal bli brakt til lovlig avfallsanlegg, eller gjennomgå gjenvinning, jf. forurensningsloven § 32. Når det gjelder avløpsslam er biogassanlegg og komposteringsanlegg de mest aktuelle, men regelverket har ikke eksplisitte begrensinger for behandling i forbrenningsanlegg.

En betydelig del av gassen som produseres i dag fakles av, og dagens virkemidler stimulerer ikke direkte til en økning i andelen biogass fra avløpsslam som oppgraderes til drivstoffkvalitet. Virkemidler for dette er innrettet mot markedet for bruk av biogass, se mer i kap. 3.4.

²²⁶ Dette ble avklart i møte med Miljødirektoratet da disponert mengde er de best tilgjengelige data.

Miljødirektoratet jobber aktivt for at også mengde produsert avløpsslam, altså de mengder som faktisk oppstår, skal rapporteres fra slambehandlingsanleggene.

4.4.8 Halm

Halm er den delen av avlingen som blir igjen når kornet er tresket fra. Halm består nesten bare av ren cellulose, og har liten næringsverdi. Halm kan derfor betraktes som et avfallsprodukt med lav økonomisk verdi, men innblandet i jorden har halm en positiv effekt på jordstruktur og karboninnhold. Deler av halmavlingene brukes i dag til fôr eller strø, og resten pløyes ned i åkeren eller brennes. I dag brukes ikke halm i biogassanlegg i Norge.

Carbon Limits har estimert at det realistisk potensial for biogassproduksjon fra halm i Norge i 2030 vil være 337 GWh.²²⁷

Usikkerheter og barrierer

Halm er et råstoff som antas å være rent, dvs. at det har lav grad av forurensing. Halm inneholder trolig ikke problematiske stoffer, men er allikevel et krevende råstoff for biogassproduksjon da det består nesten bare av ren cellulose. Bioresten fra halm vil være fattig på næring og omtales kort i kap. 5. En høy brennverdi fører til at halm er svært egnet til forbrenning (bioenergi), så fremt høsting og lagring gjøres på en slik måte at halmen sikres god forbrenningskvalitet.

Det er stor usikkerhet knyttet til bruk av halm i biogassproduksjon. Det vil være krevende å samle inn, det er store volum som må transporteres og mest sannsynlig vil halm måtte forbehandles og sambehandles med andre råstoff som har lavere tørrstoffinnhold. Det kan se ut til at biogasspotensialet til halm som råstoff kan økes betydelig med forbehandling, men det er ikke lagt til rette for slik behandling i noen anlegg i dag.²²⁸

I Danmark ser man også til mulighetene for bruk av halm og Syddansk Universitet har nylig gjort en rapport for Energistyrelsen med beregninger potensialene.²²⁹ Forskerne bak rapporten viser til at det finnes bønder og eiere av biogassanlegg som nå eksperimenterer med å la halmstråene bli stående igjen på marken og deretter etterså mellom stråene. Når man senere høster ettergrøde og halm, har halmen blitt delvis nedbrutt, og man får visstnok en fuktig blanding som egner seg bedre til biogass. Forskningen viser også til at flere bønder har kommet langt med en biologisk forbehandling av halm og andre råstoff, som for eksempel roer, i en slags samensilering.

Vurdering av dagens virkemidler

I dag eksisterer ingen virkemidler for bruk av halm til biogassproduksjon. De mer generelle virkemidlene for bruk og produksjon av biogass er trolig ikke tilstrekkelige for at halm vil bli utnyttet som råstoff til biogassproduksjon.

4.4.9 Kornavrens

Ved rensing av korn fjernes bønn, halmstubb, lettkorn, snerp, agner og jord, som med en samlebetegnelse blir kalt kornavrens. I dag brukes ikke kornavrens i biogassanlegg i Norge, men til fôrproduksjon, proteinproduksjon og forbrenning. Det var også et komposteringsanlegg som

²²⁷ Carbon Limits har beregnet at i overkant av 177 000 tonn halm (råvekt) kan være tilgjengelig for biogassproduksjon i 2030.

²²⁸ Forskning.no (2009), [Mer enn et halmstrå](#)

²²⁹ Teknisk Ukeblad (2020), [Stort potensial i biogass: Kan forsyne all industri eller luftfart i Danmark](#)

tok imot kornavrens til behandling i 2018.²³⁰ Carbon Limits har estimert at det realistisk potensial for biogassproduksjon fra kornavrens i Norge i 2030 vil være 30 GWh.²³¹

Usikkerheter og barrierer

Kornavrens kan brukes til fôrproduksjon, proteinproduksjon og forbrenning og verdikjeder for dette er på plass i dag. Carbon Limits viser til at det i enkelte områder er rapportert mangel på kornavrens til dyrefôr på grunn av mangel på grovfôr. Behovet for kornavrens til fôr vil variere fra år til år, og det vil dermed også tilgang på kornavrens til biogassproduksjon. En annen usikkerhetsfaktor er at forbrenning er et etablert alternativ for dette råstoffet.

Vurdering av dagens virkemidler

I dag eksisterer ingen virkemidler for bruk av kornavrens til biogassproduksjon. De mer generelle virkemidlene for bruk og produksjon av biogass er trolig ikke tilstrekkelige for at kornavrens vil bli utnyttet som råstoff til biogassproduksjon.

4.4.10 Grønnsaks- og fruktrester fra jordbruket

Sidestrømmer fra primærproduksjon omfatter grønnsaker og frukt som blir produsert, men som blir værende på bakken ved innhøsting, eller utsortert på gården. Ved økt grad av oppsamling fra bakken, og mindre utsortering, har Carbon Limits estimert at det realistiske potensial for biogassproduksjon fra grønnsaksrester i Norge i 2030 vil være 52 GWh.²³²

Ifølge egenrapporteringen til myndighetene kan det se ut til at svært lite jordbruksrester leveres til biogassanlegg. Biorest fra grønnsaks- og fruktrester omtales kort i kap. 5. En viss mengde poteter, grønnsaker og løk leveres i dag til behandling ved komposteringsanlegg.

Usikkerheter og barrierer

Carbon Limits bemerker at 100 prosent av grønnsaks- og fruktrestene kunne samles til biogassproduksjon hvis nok insentiver var på plass, men at dette ikke er sannsynlig når det gjelder restene som blir værende på bakken ved innhøsting. Om dette avfallet blir værende på bakken ved innhøsting eller utsortert på gården er avhengig av de ulike typene grønnsaker og frukt og lokal praksis.

Forslag til endringer i gjødselveforskriften kan for øvrig stimulere til at denne typen avfall leveres til biologisk behandling. Det er for eksempel foreslått krav til oppsamling og lagring av planterester. Forslaget er teknologinøytralt og retter seg ikke spesifikt til biogassanlegg, og altså er også kompostering et likestilt alternativ som behandlingsløsning. En del av sidestrømmene brukes som dyrefôr eller går til kompostering og det kan være sannsynlig at slik anvendelse ønskes fremfor biogassproduksjon.

²³⁰ Tallene er basert på egenrapportering for 2018 fra anlegg som behandler biologisk avfall og har tillatelse fra forurensningsmyndigheten

²³¹ Carbon Limits har beregnet at i overkant av 10 000 tonn kornavrens kan være tilgjengelig som råstoff til biogassproduksjon i 2030.

²³² Carbon Limits har beregnet at i overkant av 33 000 tonn grønnsaksrester kan være tilgjengelig som råstoff til biogassproduksjon i 2030.

Vurdering av dagens virkemidler

I dag eksisterer ingen virkemidler for bruk av grønnsaks- og fruktrester til biogassproduksjon. De mer generelle virkemidlene for bruk og produksjon av biogass er trolig ikke tilstrekkelige for at grønnsaks- og fruktrester vil bli utnyttet som råstoff til biogassproduksjon.

I forslag til ny gjødselvereforskrift forslås det at organisk materiale som oppstår i gårdsdriften ikke kan lagres lokalt mer enn 3 år. Dette kan stimulere til at mer fôrrester og grønnsaksavfall leveres til biogassanlegg. Se kap. 5.2 for mer om forslaget til ny forskrift.

4.4.11 Øvrige jordbruksrester

Carbon Limits har også vurdert andre jordbruksrester som kan være relevante for biogassproduksjon, herunder ensilasje av rundballer og potetblader.

Usikkerheter og barrierer

Ensilasje brukes primær som dyrefôr, men kan også utnyttes til biogassproduksjon når det ikke holder fôrqualität. Dette kan skje hvis arealene blir overflommet av slamholdig vann, når rundballene blir ødelagt, eller hvis ensilasjeproduksjonen overskrider etterspørselen som dyrefôr. Tilgangen antas å være uforutsigbar og biogasspotensialet er ikke beregnet.

Potetblader samles ikke inn per i dag, og det kan bli krevende å få på plass de riktige teknikkene og verdikjedene til innsamling for bruk til biogassproduksjon. Mengden potetblader produsert i Norge er ukjent, og biogasspotensialet er ikke beregnet.

Vurdering av dagens virkemidler

I dag eksisterer ingen virkemidler for bruk av slike jordbruksrester til biogassproduksjon. De mer generelle virkemidlene for bruk og produksjon av biogass er trolig ikke tilstrekkelige for at slike jordbruksrester vil bli utnyttet som råstoff til biogassproduksjon.

Det er foreslått tilsvarende krav i gjødselvereforskriften for fôrrester som for planterester (se kap. 4.5.10).

4.4.12 Brukt matolje

Det finnes lite informasjon om mengden brukt matolje/frityrolje (UCO), som oppstår i Norge. Praksisen for å håndtere frityrolje blant enkeltpersoner varierer; noen kaster den med vanlig avfall, og andre leverer den til en kommunal miljøstasjon. En del private selskaper samler brukt frityrolje fra serveringssteder og videreselger det til biodiesel- eller biogassprodusenter.

Carbon Limits estimert at det realistiske potensial for biogassproduksjon fra brukt matolje i Norge i 2030 vil være 23 GWh.

Usikkerheter og barrierer

Innsamling av brukt matolje vil i praksis være krevende, siden den produseres av mange ulike næringer og enkeltpersoner. Mengden matolje som kan være tilgjengelig for biogassproduksjon i 2030 er derfor beregnet med stor usikkerhet.

Produksjon av biodiesel eller HVO er et sannsynlig alternativ til biogassproduksjon. Frityrolje krever veldig lite prosessering og er et populært biodrivstoff. I 2018 var for eksempel brukt

frityrolje den tredje største kilden for råstoff til biodrivstoff brukt i Norge.²³³ Mesteparten av biodrivstoffet som brukes i Norge er importert, men i 2018 ble det for første gang også brukt frityrolje fra Norge.

Vurdering av dagens virkemidler

I dag eksisterer ingen virkemidler for bruk av brukt matolje til biogassproduksjon. De mer generelle virkemidlene for bruk og produksjon av biogass er trolig ikke tilstrekkelige for at denne avfallsfraksjonen vil bli utnyttet som råstoff til biogassproduksjon. Derimot er det sterke virkemidler, som omsetningskrav, på plass for å fase inn mer avansert, flytende biodrivstoff. Biogass er ikke omfattet av omsetningskravet.

4.4.13 Papir- og skogsproduktindustri

Prosessvannet fra papirmasse- og papirproduksjon krever rensing, noe som kan kombineres med biogassproduksjon for en bedre renseseffekt. Dette også er relevant for industrier som produserer avanserte skogbaserte produkter.

Papir- og skogsproduktindustri har stort behov for energi, og biogass fra prosessvann kan representere en viktig energikilde. I Norge har flere anlegg allerede implementert biogassproduksjon, og det anses som et tiltak både som energikilde og for vannrensing.

Carbon Limits har estimert mengden prosessvann som kan være tilgjengelig for biogassproduksjon i 2030 til ytterligere 69 GWh. De estimerer at det som tas ut av energi i dag er i underkant av 40 prosent av dette potensialet.

Usikkerheter og barrierer

Økt anvendelse av prosessvann fra papir- og skogsproduktindustrien vil fordre mer utbygging av biogass i tilknytning til industrielle anlegg. Det vil trenge flere eksempler på at industrielle aktører kombinerer prosessene - enten internt - eller på tvers av flere virksomheter.

Vurdering av dagens virkemidler

I dag eksisterer ingen virkemidler for bruk av prosessvann fra papir- og skogsproduktindustri til biogassproduksjon. De mer generelle virkemidlene for bruk og produksjon av biogass er trolig ikke tilstrekkelige for at papir- og skogsproduktindustrien vil utnytte prosessvann som innsatsfaktor til biogassproduksjon.

4.5 Bedriftsøkonomiske kostnader ved produksjon av biogass

I dette delkapittelet viser vi kort til de bedriftsøkonomiske produksjonskostnadene ved ulike råstoff brukt til biogassproduksjon. Gjennomgangen viser store variasjoner i produksjonskostnader etter hvilket råstoff som benyttes. For eksempel er prisen til sluttkunde i veitransportmarkedet i dag rundt 1 kr/kWh, mens å få utnyttet *hele* biogasspotensialet uten støtte til produksjonen, altså fra alle råstoffene som er trukket fram ovenfor, ville betinget en sluttbrukerpris på over 3 kr/kWh. Høye produksjonskostnader for deler av produksjonspotensialet relativt til hva betalingsvilligheten i markedet er, vil igjen påvirker beslutninger om investeringer i biogassproduksjon og hvilke råstoff som blir benyttet. Vi går

²³³ Se Miljødirektoratet (2019), [Salget av avansert biodrivstoff økte i fjor](#)

nærmere inn på kostnadene knyttet til produksjon ved bruk av husdyrgjødsel, da dette råstoffet også har et utslippsreduksjonspotensiale. Husdyrgjødsel til biogass har også vært et politisk satsningsområde med lav måloppnåelse til nå.²³⁴

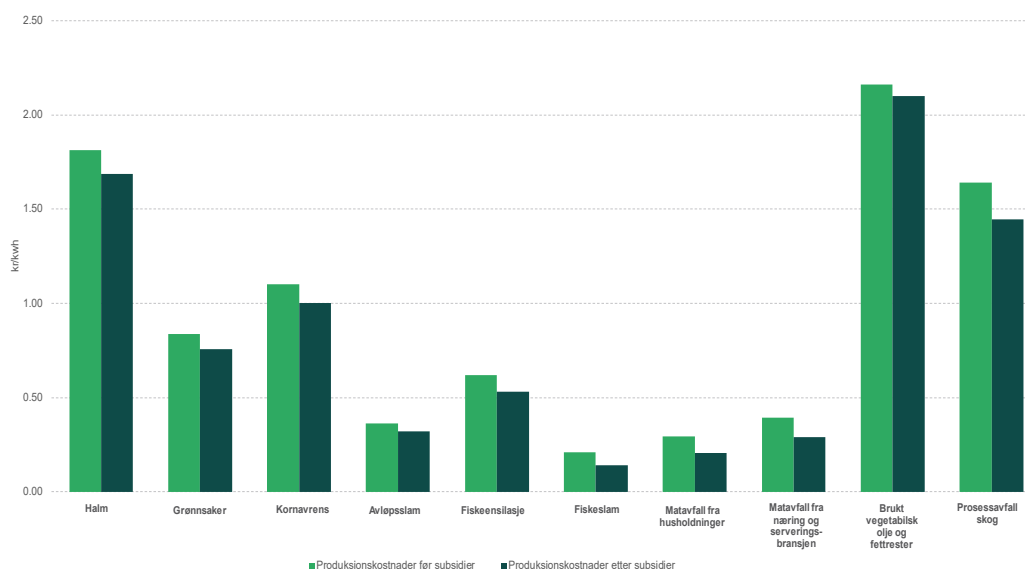
Kostnadene presentert nedenfor er utelukkende beregnet som merkostnadene som vil oppstå ved biogassproduksjon av de forskjellige råstoffene. Det bør bemerkes at det er usikkerhet ved kostnadene som presenteres. For flere detaljer vises det til Carbon Limits (2019).

De bedriftsøkonomiske kostnadene ved biogassproduksjon er estimert per råstoff. Dette er en stilisert tilnærming, ettersom biogassproduksjon ofte foregår ved sambehandling av flere råstoff. For kostnadsanslagene er det i hovedsak forutsatt én felles forretningsmodell²³⁵ for alle råstoff. Utgangspunktet er at det bygges et sambehandlingsanlegg, her definert som et anlegg som kan ta imot forskjellige typer råstoff. Deretter er kostnader beregnet for hvert enkelt råstoff, basert på forskjellige karakteristikk ved de ulike råstoffene. En utbyttefaktor ligger bak Carbon Limits' beregninger av energioutput per tonn råstoff, som igjen er basert på tilgjengelig litteratur.

Vi har antatt at alle biogassanleggene har en levetid på 25 år, og det er satt et bedriftsøkonomisk avkastningskrav på 8 prosent. For sambehandlingsanlegget, som kan ta imot de fleste råstofftypene, er investeringskostnaden forutsatt til å være 117 mill. kr. hvis det ikke er behov for forbehandling av råstoffet. Det er lagt til grunn en ytterligere investeringskostnad på 39 mill. kr. hvis forbehandling er nødvendig, noe som gjelder for halm, kornavrens, og matavfall. Videre er kapasiteten på anlegget antatt å være 50 000 tonn råstoff, og det tilhørende biogassutbyttet er på 34 GWh. Investeringskostnaden inkluderer også investeringer for å kunne oppgradere gassen til drivstoffkvalitet. Det er antatt at 80 prosent av anleggene som oppgrader råbiogassen, oppgraderer til LBG, mens de resterende 20 prosentene oppgraderer til CBG.

²³⁴ Det ble for eksempel fastsatt et mål i St.meld. nr. 39 (2008-2009) om at 30 prosent av husdyrgjødsel skulle gå til biogassproduksjon innen 2020.

²³⁵ Med forretningsmodell menes karakteristikk ved verdikjeden, slik som anleggsstørrelse, driftsmodell, output, biprodukter, innsatsfaktorer, m.m.



Figur 34 Bedriftsøkonomiske kostnader, inkludert gatefee/råstoffets pris. Kostnadene inkluderer transport av råstoff og biorest, produksjon av biogass (kapital og drift), oppgradering til drivstoffkvalitet, men ikke kostnader av distribusjon og salg av gassen

Produksjonskostnadene for biogass som drivstoff *uten subsidier* er estimert til å spenne fra 0,3-2,2 kr/kWh for de ulike råstoffene (sett bort fra husdyrgjødsel). Dette inkluderer for de fleste råstoffene kostnader ved å oppgradere gassen til drivstoff.²³⁶ Dersom biogass skal utnyttes som drivstoff i veitransport, tilkommer også distribusjonskostnader for levering til sluttkunde på rundt 0,3 kr/kWh. Til sammenligning er prisen til sluttkunde i veitransportmarkedet i dag rundt 1 kr/kWh.

Som det fremkommer av Figur 34 er de laveste produksjonskostnadene ved å produsere biogass basert på produksjon fra råstoffene fiskeslam, matavfall fra husholdninger, matavfall fra næring og servicebransjen og avløpsslam. For de tre førstnevnte skyldes dette blant annet at disse råstoffene har en gatefee, altså at biogassprodusenten får betalt for å håndtere råstoffet, hvilket reduserer de totale produksjonskostnadene som produsentene står overfor. Avløpsslam har også lave produksjonskostnader. Dette skyldes dels en forutsetning om skjerpede rensekrav for avløpsslam i fremtiden og dels at biogassproduksjon vil være den mest kostnadseffektive behandlingsmåten for avløpsslam. Det gjør at det derfor ikke vil være store *merkostnader* relativt til referansescenariotet, som er årsaken til de lave produksjonskostnadene ved avløpsslam.

De to mest kostnadskrevenne råstoffene (sett bort fra husdyrgjødsel), brukt vegetabilsk olje og fettrester og halm, har i motsetning til gatefee en pris altså at biogassprodusenten er nødt til å kjøpe råstoffet. Dette fører naturligvis til høye produksjonskostnader.

4.5.1 Husdyrgjødsel

Husdyrgjødsel har et stort potensial, både fordi det er store mengder av dette råstoffet som kan brukes til biogassproduksjon og at det er et råstoff med et utslippsreduksjonspotensiale, da biogassproduksjonen fører til redusert metanutslipp fra lagring av gjødselen. Derfor er det for husdyrgjødsel tatt utgangspunkt i seks forskjellige forretningsmodeller for å beregne

²³⁶ For prosessavfall skog er det ikke inkludert kostnader ved å oppgradere gassen da gassen her er antatt å erstatte interne elektrisitets- og varmebehov.

kostnader. I tillegg er det alt i dag flere ulike forretningsmodeller som er aktuelle. Disse har forskjellige karakteristikker og svært forskjellige produksjonskostnader.

Forretningsmodeller

De seks ulike forretningsmodellene er: eksisterende sambehandlingsanlegg (med og uten avvanning); eksisterende slambehandlingsanlegg (slik at disse også kan ta imot husdyrgjødsel), etablering av nye bygdeanlegg (med og uten avvanning); og etablering av nye gårdsanlegg.

Eksisterende sambehandlingsanlegg uten avvanning innebærer at husdyrgjødsel behandles på eksisterende biogassanlegg, som har ekstra kapasitet (både i rånetanken og i oppgraderingsanlegget). Det samme er tilfellet for utnyttelse av husdyrgjødsel i eksisterende sambehandlingsanlegg med avvanning, men her avvannes husdyrgjødsel på gården for deretter å kunne transporteres over lengre distanser. En forskjell i produksjonen vil da være at det må tilføres prosessvann når gjødsel skal behandles, for å få tørrstoffprosenten ned til ønsket nivå.

Eksisterende slambehandlingsanlegg innebærer at det bygges en egen produksjonslinje for husdyrgjødsel på eksisterende slambehandlingsanlegg, slik at råstoffene ikke blandes. Dette fordi bioresten fra husdyrgjødsel da kan brukes uten ytterligere restriksjoner som gjelder for biorest fra avløpsslam. Da må de fleste komponentene bygges separat, slik at den økonomiske fordelene i hovedsak vil være at man kun trenger ett oppgraderingsanlegg.

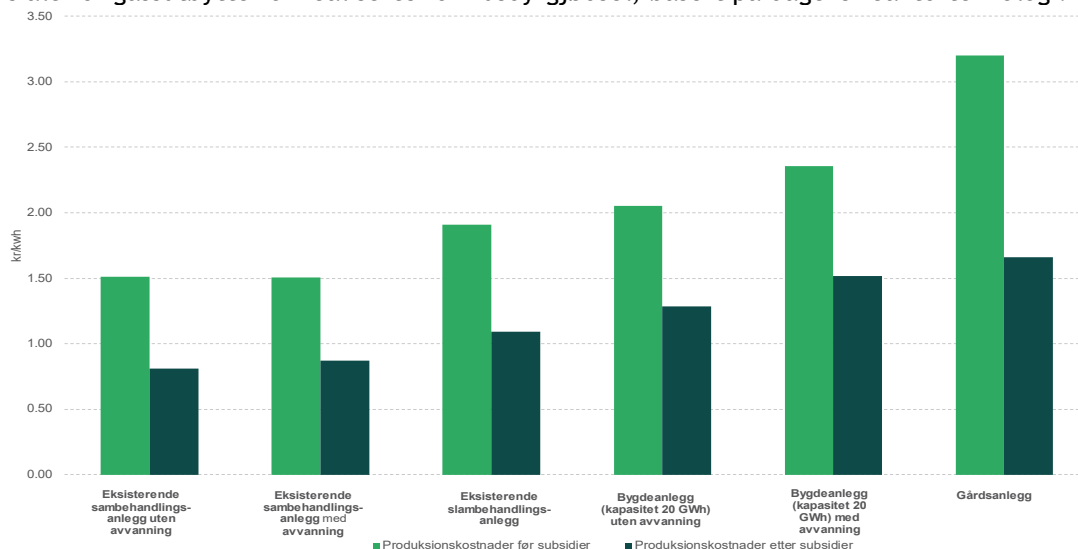
Nye bygdeanlegg uten avvanning består i å bygge et nytt biogassanlegg, med en årlig kapasitet på ca. 20 GWh. Et bygdeanlegg behandler i hovedsak husdyrgjødsel, men også en mindre fraksjon mer høyverdige råstoff. Et slikt anlegg er forutsatt å være relevant for kommuner/grupper av kommuner som har høy konsentrasjon av gårder med husdyr og store mengder husdyrgjødsel. For bygdeanlegg med avvanning vil dette være tilsvarende som for bygdeanlegg uten avvanning, med unntak av at gjødsel avvannes for å kunne fraktes over lengre avstander.

Når det gjelder gårdsanlegg er dette anlegg som behandler husdyrgjødsel på gården der den oppstår. Dette er forutsatt aktuelt for større gårder som har tilstrekkelig energibehov, og som ikke har tilstrekkelig nærhet til eksisterende sentraliserte anlegg eller et nytt bygdeanlegg. For gårdsanlegg er det ikke antatt at gassen blir oppgradert, men at den erstatter interne varme- og elektrisitetsbehov.

For alle forretningsmodeller, utenom gårdsanlegg, er det antatt at biogassen oppgraderes til drivstoffkvalitet.

Kostnader

For de eksisterende sam- og slambehandlingsanlegg, er det kun tatt utgangspunkt i anlegg som i dag produserer mer enn 10 GWh. Det er videre antatt at 70 prosent av det teoretiske potensiale for gassutbytte for realiseres for husdyrgjødsel, basert på dagens reaktorteknologi.



Figur 35 Bedriftsøkonomiske kostnader for husdyrgjødselanleggene. Kostnadene inkluderer transport av råstoff og biorest, produksjon av biogass (kapital og drift), oppgradering til drivstoffkvalitet (med unntak av gårdsanlegg). Kostnadene inkluderer ikke kostnader til distribusjon og salg.

Fra Figur 35 ser man at de minst kostnadskrevende husdyrgjødselanleggene er eksisterende sambehandlingsanlegg (med og uten avvanning), etterfulgt av eksisterende slambehandlingsanlegg. I den andre enden av skalaen skiller gårdsanleggene seg ut med relativt høye kostnader per kWh produsert. Relativt til de andre råstoffene presentert ovenfor ser man at selv de anleggene med lavest produksjonskostnader av de som produserer ved bruk av husdyrgjødsel, befinner seg i det øvre sjiktet hva gjelder produksjonskostnader.

Gårdsanlegg som produserer biogass fra husdyrgjødsel har de klart høyeste produksjonskostnadene av alle råstoffene som er analysert, samtidig som de andre forretningsmodellene basert på husdyrgjødsel også er blant de dyreste sammenlignet med andre råstoffene. Det er dog store variasjoner i produksjonskostnader på tvers av de ulike forretningsmodellene for husdyrgjødsel. En viktig grunn til de relativt lave produksjonskostnadene ved de eksisterende sambehandlingsanleggene er at de har lave investeringskostnader, da store deler av investeringene alt er gjennomført. Det samme gjelder delvis også for de eksisterende slambehandlingsanlegg. Det må også investeres i lager for alle anleggene, enten et biorestlager eller et råstofflager. For anleggene *med* avvanning må det investeres i en ekstra råstofftank til den våte fraksjonen av gjødsla etter avvanning, men disse anleggene har ikke behov for en egen bioresttank. For anleggene *uten* avvanning må det derimot investeres i bioresttank. Investeringskostnader forbundet med mottak og utråkning vil være lavest for anleggene som allerede eksisterer, da disse kun har merkostnader av å ta imot husdyrgjødsel og ikke ekstra investeringskostnader til utråkning. For konsepter som inkluderer avvanning vil det også være investeringer i avvanningsutstyr.

Alle husdyrgjødselanleggene har transportkostnader knyttet til frakt av husdyrgjødselen og bioresten, med unntak av gårdsanleggene som bruker egen husdyrgjødsel i egen produksjon. For konseptene med avvanning kan det fraktes ca. fire ganger så mye tørrstoff per tonn råstoff

som før avvanning, som tilisier at transportkostnaden per km blir redusert med ca. en fjerdedel per tonn. Det er dermed ikke antatt transportavstander over 20 km for anlegg uten avvanning. Dette skyldes en beregning Carbon Limits har gjort om at for transportavstander over 20 km, vil avvanning være rimeligere enn alternativet uten avvanning. For sambehandlingsanlegg med avvanning er transportavstanden forutsatt til å være mellom 20 og 30 km, mens det for bygdeanlegg med avvanning er antatt avstander på mellom 20 og 40 km.

Driftskostnadene for biogassproduksjon fra husdyrgjødsel er knyttet til utråtning, luktreduksjon og eventuell oppgradering av råbiogassen til komprimert eller flytende biogass. Kostnadene for oppgradering er basert på at 80 prosent av gassen oppgraderes til LBG, mens de resterende 20 prosent oppgraderes til CBG. Det er antatt oppgradering av råbiogassen på samtlige husdyrgjødselkonsepter, med unntak av gårdsanlegg, der biogassen antas å erstatte elektrisitets- og varmebehov på gården. Det er ingen krav til forbehandling eller hygienisering av husdyrgjødselen så lenge bioresten fra produksjonen brukes innenfor samme fylke (se mer om biorest i kap. 5). For konseptene med avvanning vil det også være kostnader ved å tilføre prosessvann for å få tørrstoffprosenten til ønsket nivå når det skal behandles på anlegget.

4.6 Tiltakskostnader ved produksjon – husdyrgjødsel

I Klimakur 2030 ble det beregnet tiltakskostnader for tiltaket *Husdyrgjødsel til biogass*. Tiltaksanalysen ble i den sammenheng gjort med utgangspunkt i produksjon av biogass som et klimatiltak, grunnet det utslippsreduserende potensialet ved husdyrgjødsel. Nedenfor gis en gjennomgang av dette tiltaket og medfølgende tiltakskostnader. For flere detaljer vises det til tilhørende tiltaksark.²³⁷

Det ble i Klimakur 2030 forutsatt en gradvis økning i utnyttelsesgraden av husdyrgjødsel fra dagens nivå på 1 prosent til 25 prosent i 2030. Dette er andelen av all tilgjengelig husdyrgjødsel fra husdyrrom og lager, og den totale produksjonen av biogass fra husdyrgjødsel som følge av dette ble estimert til 287 GWh.²³⁸ Første investeringsår er antatt å være i 2021, mens første driftsår er året etter gjennomført investering, altså i 2022. Det er i tiltaket inkludert anlegg som det investeres i til og med 2030, som betyr at de sist investerte anleggene settes i drift i 2031, med en forventet levetid på 25 år.

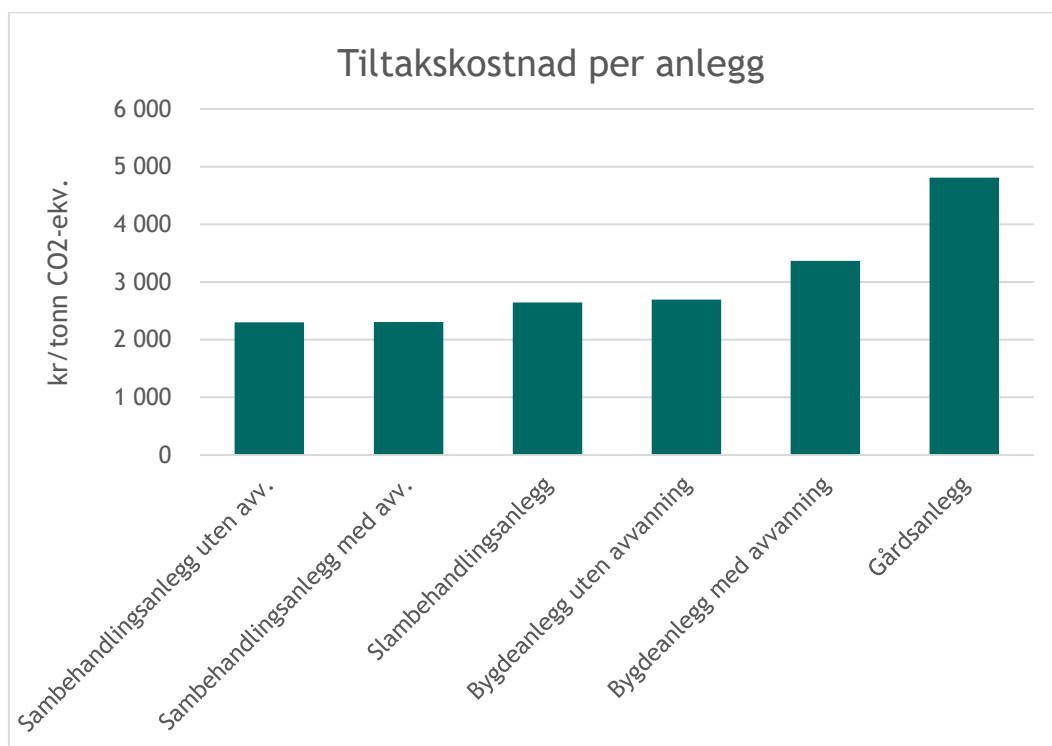
Biogassproduksjonen er fordelt mellom de forskjellige anleggene beskrevet under. I tiltaket er det antatt at omtrent 51 prosent av biogassen blir produsert av de allerede eksisterende sam- og slambehandlingsanleggene, hhv. 25 og 26 prosent. De nyetablerte bygdeanleggene er forutsatt å produsere 43 prosent av den totale mengden, mens gårdsanleggene står for de resterende seks prosentene. Av de totale mengdene som er forutsatt produsert i tiltaket, er 15 prosent av dette antatt at fakles, og denne andelen er antatt å være lik på tvers av anleggene.

Det ble beregnet at tiltaket ville redusere utslippene knyttet til husdyrgjødsel med ca. 300 000 tonn CO₂-ekvivalenter i perioden fra 2021-2030. Nullalternativet uten tiltaket forutsetter en videreføring av dagens biogassanlegg, men legger ikke opp til at nye anlegg blir etablert.

²³⁷ Miljødirektoratet m.fl. (2020) Klimakur 2030 - [J03 Husdyrgjødsel til biogass](#)

²³⁸ Carbon Limits (2019) antok en økning til ca. 65 % i 2030 som resulterte i en produksjon på 786 GWh.

Reduksjonen av klimagassutslipp er beregnet som differansen mellom utslippene fra lagring og spredning av husdyrgjødsel i referansebanen og klimagassutslippene fra husdyrgjødsel som går til biogassproduksjon. Reduserte utslipp som følge av *bruken* av biogassen, der denne erstatter fossile energibærere, er med andre ord holdt utenfor når det er beregnet utslippsreduksjoner.



Figur 36 Tiltakskostnader fordelt på de forskjellige typene anlegg som kan produsere biogass fra husdyrgjødsel.

Som det framkommer av Figur 36 er det store variasjoner i tiltakskostnader mellom de forskjellige anleggstypene. De laveste produksjonskostnadene gjelder for sambehandlingsanlegg med avvanning, der tiltakskostnaden er beregnet til ca. 2300 kroner/tonn CO₂-ekvivalent redusert. Det er viktig å huske at kostnadene knyttet til sam- og slambehandlingsanlegg er basert på den maksimale eksisterende oppgraderingskapasiteten til allerede eksisterende anlegg. Dette betyr at for å produsere mer biogass på lignende anlegg, må det bygges nye anlegg som vil ha vesentlig høyere investeringskostnader. I den andre enden av skalaen har gårdsanlegg en tiltakskostnad beregnet til ca. 4800 kroner/tonn CO₂-ekvivalent. For å beregne utslippsreduksjoner per anlegg er det tatt utgangspunkt i totale reduksjoner, som så er fordelt mellom anleggene på bakgrunn av andelen biogass de forskjellige anleggene produserer.

Aspekter som vil påvirke tiltakskostnaden for produksjon av biogass fra husdyrgjødsel og som ikke er inkludert her, er blant annet hvordan bioresten fra produksjonen vil bli håndtert. For vurderinger rundt kostnadsbildet ved biorest se kap. 5.4. Et annet element som påvirker tiltakskostnaden er mulighetene for å lagre CO₂ fra biogassproduksjonen (CCS) eller om denne kunne brukes (CCU). Dette er beskrevet nærmere i kap. 4.7.

Et annet aspekt som ikke fanges opp i de enkelte tiltakskostnadene, er eventuelle forskjeller i substitusjonseffekten for biogassen mellom de forskjellige anleggene. Tiltakskostnadene er beregnet isolert til selve *produksjonen*, så eventuelle forskjeller i hvordan biogassen brukes

fanges ikke opp. For anleggene som oppgraderer biogassen til drivstoffkvalitet vil denne i all hovedsak erstatte fossilt drivstoff. For gårdsanleggene derimot, erstatter biogassen hovedsakelig strøm. Det betyr at de totale potensielle utslippsreduksjonene ved å produsere biogass fra gårdsanlegg vil være lavere enn for de andre konseptene.

4.7 Utnyttelse av CO₂ fra biogassproduksjon

Ved produksjonen av biogass som drivstoff oppstår det en sidestrøm med relativt ren og høykonsentrert CO₂. Denne CO₂ antas å være teknisk ukompliserte å lagre dersom en infrastruktur for CCS (carbon capture and storage) blir etablert i Norge. Fordi alle biogassanlegg som lager drivstoff allerede har fangstanlegg for CO₂, som normalt er den største investeringsposten i et CCS-prosjekt, gjenstår kun rensing, flytendegjøring, mellomlagring og transport av CO₂en før lagring. Flere av dagens og mulig nye biogassanlegg utreder imidlertid mulighetene for salg av CO₂ med næringsmiddelkvalitet (CCU, carbon capture and utilization). Dette kan indikere relativt lave fangst- og mellomlagringskostnader. Fokuset på å fange CO₂ for salg heller enn for lagring handler i hovedsak om en vurdering av inntekspotensialet på kort sikt, og ikke en vurdering av klimagassbesparelser. CO₂ fra Greve biogass benyttes allerede i dag i som vekstfremmer i drivhus som produserer tomater.²³⁹

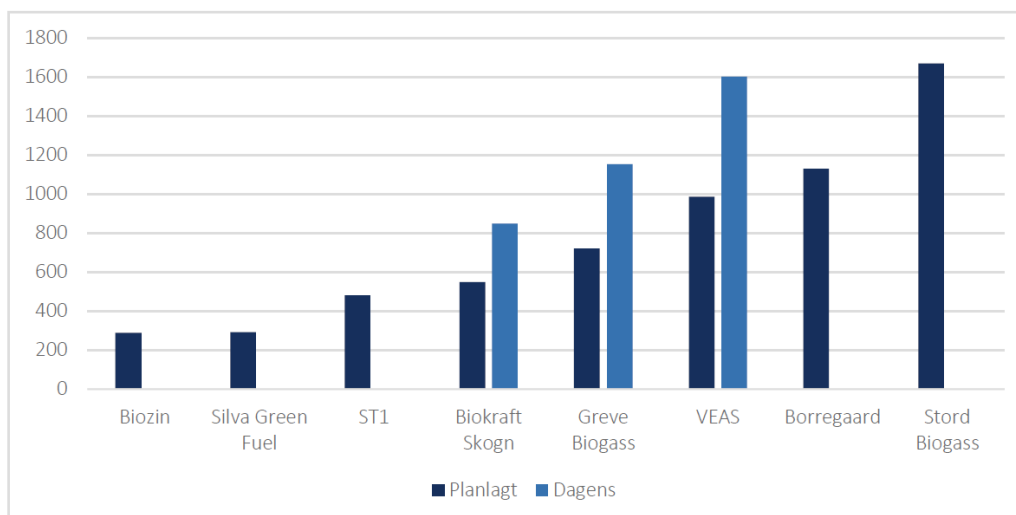
Ved produksjon av 2,5 TWh biogass per år, der alt oppgraderes til drivstoff, kan det fanges 190 000 tonn CO₂ i prosessen.²⁴⁰ Lagring av bio-CO₂ fanges i dag ikke opp av metodikken for nasjonale utslippsberegninger, men klimaeffekten er den samme som om tilsvarende mengde fossil CO₂ ble lagret.

På oppdrag fra Miljødirektoratet i forbindelse med Klimakur 2030 har Vista analyse og Sintef beregnet bedrifts- og samfunnsøkonomiske tiltakskostnader ved CCS fra biodrivstoffproduksjon, inkludert biogassproduksjon, se under.²⁴¹ Analysen viser at kostnadene er sensitive for skala. Større biogassanlegg vil ha vesentlig lavere kostnader forbundet med CCS enn mindre anlegg. Analysen viser også at storskala biogassproduksjon kan ha relativt lave tiltakskostnader ved CCS.

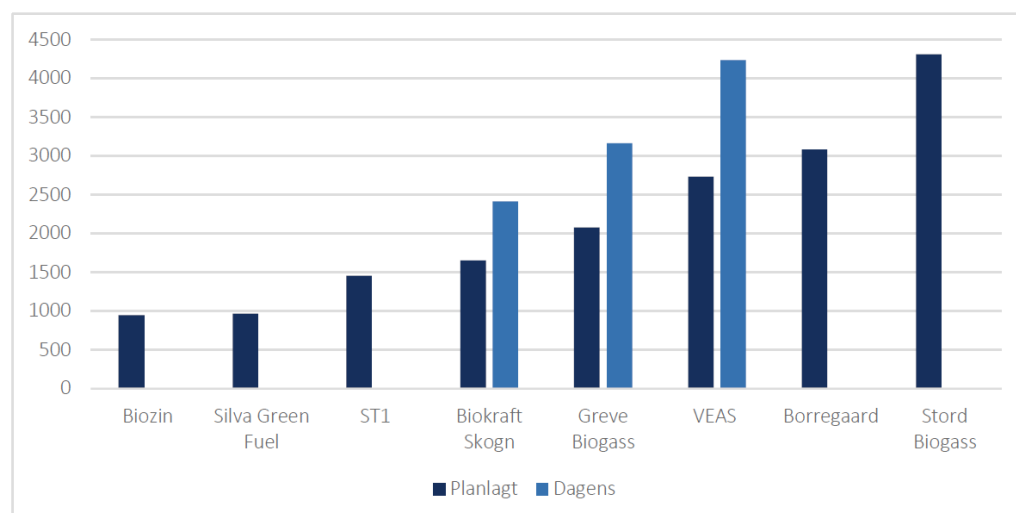
²³⁹ Se for eksempel Rambøll (2019), Rapport for Miljødirektoratet. *Analyse - Verdikjeder for produksjon av biogass*.

²⁴⁰ Carbon Limits (2019: 57). "Ressursgrunnlaget for produksjon av biogass i 2030." Oppdragsrapport for Miljødirektoratet.

²⁴¹ Vista og Sintef (2019, upublisert). "Kostnader ved karbonfangst og -lagring i Norge - tilleggsberegninger bio". Oppdragsrapport for Miljødirektoratet.



Figur 37 Samfunnsøkonomiske kostnader for n-te ved CCS fra biodrivstoffproduksjon



Figur 38 Bedriftsøkonomiske kostnader ved CCS fra biodrivstoffproduksjon

4.8 Handel med biogass

Biogass er bare unntaksvis et produkt som handles mellom land, men det er grunn til å anta økt handel mot 2030. Det er i begrenset grad handelsrettslige barrierer for import av biogass, men i stedet regulatoriske og kostnadmessige barrierer som forklarer den begrensede handelen. De regulatoriske barrierene dreier seg om at det ikke foreligger et helhetlig og harmonisert system for handel med biogass basert på massebalanseprinsipper, slik det er for flytende biodrivstoff.²⁴² Det er konkrete initiativer i Europa for å få på plass et slikt system, blant annet legger det neste fornybardirektivet (RED II) opp til at alle land skal ha et eget biogassregister. Det vil kunne forenkle handelen med biogass.²⁴³ I tillegg er de økonomiske støttesystemene for

²⁴² Se for eksempel Euractiv (2019) "[Calls grow for EU-wide certificates to boost market for 'green gas'](#)"

²⁴³ Se for eksempel [REGATRACE](#), som er et privat initiativ for utvikling opprinnelsesgarantier for biogass

biogass i mange europeiske land innrettet mot produksjon av strøm, i mindre grad mot erstatning av fossil gass i gassnett. Kostnadsbarrieren handler om at biogass, utenfor gassnett, er relativt kostbart å transportere. Utviklingen av LBG reduserer denne barrieren.

Med forsterkede utslippsreduksjonsmål for transportsektoren, skjer det nå i økende grad en vridning fra strømproduksjon av biogass til innmating på gassnett eller bruk som drivstoff i transportsektoren i flere land, som Storbritannia og Italia. En effekt av det er at Storbritannia importerer biogass fra kontinentet basert på massebalanseprinsipper. Det vil si handel av "massebalanse-sertifikater" med biogass som er matet inn på naturgassnettet der det ble produsert, og der tilsvarende som innmatet mengde kan selges som biogass (uavhengig om det fysisk sett da er biogass eller naturgass). Også til Sverige importerer det større volum biogass med massebalanse-sertifikater. I 2019 ble det importert bortimot 2 TWh biogass til Sverige fra andre land, primært fra Danmark. Biogassen er bærekraftssertifisert iht. EUs bærekraftskriterier.

Handelen mellom Danmark og Sverige viser at der det er teknisk, økonomisk og juridisk mulig, vil det være sterke insentiver for at biogass eksporteres til det markedet der støtten for bruk er størst. Svenske myndigheter har ikke lyktes med å begrense denne importen.²⁴⁴

Erfaringer fra Storbritannia tilsier at det finnes kan finnes juridisk handlingsrom for å begrense import av visse typer biogass dersom man ønsker det. Vi har ikke undersøkt denne muligheten nærmere.

4.9 Andre kilder til biogass enn anaerob utråtning

4.9.1 Strøm til gass (power-to-gas)

Electrofuels (også kjent som *power-to-liquids*, *power-to-gas* eller *e-fuels*) er en type syntetisk drivstoff som produseres ved bruk av elektrisitet og CO₂ for å produsere alkoholer eller hydrokarboner som for eksempel metan. CO₂ kan tilføres av fra industrielle punktkilder eller direkte luftfangst. Biogassanlegg er et eksempel på en slik punktkilde, hvor karbondioksid skilles ut ved oppgradering av råbiogass til drivstoffprodukt. Teknologien er i dag relativt umoden og produksjonskostnadene er usikre. CO₂ fra biogassproduksjon kan være et relativt rimelig råstoff for produksjon av syntetisk drivstoff. Produksjon av electrofuels er svært energikrevende, men noe av spillvarmen fra produksjonsprosessen kan gjenvinnes i biogassanlegget. I Norge og Europa er det per i dag liten regulering og få insentiver for bruk av syntetisk drivstoff. EU skal innen 2021 utarbeide regelverk for syntetiske drivstoff, herunder krav til utslippsreduksjon, beregningsmetodikk og råstoff for at drivstoffet skal kunne anses som fornybart og omfattes av støtteordninger.²⁴⁵ Globalt er produksjon av syntetisk drivstoff helt i startfasen, men det kan bli aktuelt å produsere syntetisk metan ved norske biogassanlegg når rammevilkårene for slik produksjon blir fastlagt.

²⁴⁴ Se [dom](#) i saken mellom E.ON og Energimyndigheten: "The case was taken to the European Court of Justice (ECJ) by the Swedish court (Förvaltningsrätten i Linköping): The E.ON - Energimyndigheten case C 549/2015.".

²⁴⁵ CIT Industriell Energi AB(2019). [Global production of bio-methane and synthetic fuels -overview](#).

4.9.2 Gassifisering

Produksjon av biogass direkte fra trevirke er foreløpig ikke demonstrert i kommersiell skala, men det finnes en rekke alternative teknologier for utnyttelse av denne ressursen. En av disse er gassifisering, som er en kontrollert reaksjon der biomasse omdannes til gasser, deriblant metan, som kan selges på lik linje med metan fra biogassproduksjon. GoBiGas (**G**othenburg **B**iogas **G**asification Plant) er til dags dato det største prosjektet i verden på gassifisering av biomasse til biometan, og teknologisk sett anses prosjektet å være vellykket. Anlegget ble imidlertid nedlagt på grunn av manglende lønnsomhet.²⁴⁶ Følgeforskningen viste at det vil være betydelige skalafordeler med større produksjonsanlegg. Med økende priser på biogass og større og mer forutsigbare markeder for bruk av biogass, kan teknologien igjen bli aktuell. Konkurransen om råstoff med andre produksjonsteknologier for biodrivstoff vil også begrense potensialet for biogass fra gassifisering.

²⁴⁶ Rambøll (2019). Rapport for Miljødirektoratet. *Analyse - Verdikjeder for produksjon av biogass.*

5 Produksjon og bruk av biorest

Bioresten er det flytende restproduktet man sitter igjen med etter at det biologiske avfallet er brutt ned i biogassreaktoren. Biorestens egenskaper preges av det eller de råstoffene som mates inn i biogassreaktoren. Bioresten som produseres på norske anlegg i dag er i hovedsak basert på avløpsslam, matavfall og husdyrgjødsel. I biogassprosessen blir det organiske materialet mer eller mindre halvert, men innholdet av næringsstoffer bevares tilnærmet i sin helhet.

Biorest omtales gjerne muntlig som "biogjødsel", og det refereres da til de typene biorest som har et høyt næringsinnhold og kan brukes som organisk gjødsel. Tilførselen av næring gjennom slik biorest kan erstatte mineralgjødsel. Dette avhenger av behovet for næringsstoffer på den ene siden og innholdet i bioresten på den andre. Innenfor korndyrking er gjerne bruk av biorest motivert av et ønske om jordforbedring.

Det kan være vanskelig å skille mellom funksjonene gjødsling og jordforbedring fordi begge deler tilføres fra biorest. I henhold til definisjonen gitt i gjødselvereforskriften er *gjødsel* et produkt som har til hovedoppgave å tilføre næringsstoffer til planter, mens begrepet *jordforbedring* brukes om produkter som bare eller vesentlig virker gagnlig på jordas/dyrkingsmediets kjemiske, fysiske og biologiske tilstand og derved indirekte på planteveksten.

Mengden plantetilgjengelig nitrogen i bioresten er en indikasjon på om bioresten vil være egnet som en organisk gjødsel. Husdyrgjødsel og matavfall har et relativt høyt nitrogeninnhold, men avløpsslam har et svært lavt innhold av nitrogen. Kornavrens og halm inneholder ikke nitrogen og har dermed ikke potensiale som gjødsel. Begge disse råstoffene anses for øvrig som relativt rene; de vil trolig inneholde lite eller ingen problematiske stoffer, og det samme vil gjelde for biorest fra disse råstoffene.

Biorest som er rik på organisk materiale og har en høy andel tørrstoff anses å ha en jordforbedrende effekt. Bruk av biorest vil altså forbedre jordstrukturen; organismer i jorden blir stimulert (for eksempel mikrobiell fauna og meitemarker) og jordstrukturen blir mer stabil. Forbedret jordstruktur kan igjen føre til redusert erosjon, bedre evne til å holde på vann, forbedret mikrobiologi og bedre forhold for rotutvikling. Jorden får større isoleringsevne og mindre temperaturfølsomhet, for eksempel redusert frost (tele) og uttørking.²⁴⁷

Biorestens egenskaper for karbonlagring i jord er også undersøkt, men det er ifølge NIBIO (2019) så langt liten dokumentasjon på dette.²⁴⁸ NIBIO peker på at flere kvantifiserbare løsninger for karbonbinding i jord vil bli tilgjengelig og anvendbare i årene fremover.

Ulike biogassanlegg er del av ulike verdikjeder og faktorer som valg av teknologi og anleggets formål spiller inn på hvilke råstoff som behandles og hva slags biorest som produseres. Noen

²⁴⁷ Jordforsk (2003). "Samfunnsøkonomisk nytte ved anvendelse av produkter fra biologisk nedbrytbart avfall i jord." Jordforsk rapport nr. 4/03

²⁴⁸ NIBIO på oppdrag av Styret for Forskningsmidler over jordbruksavtalen (2019) [Muligheter og utfordringer for økt karbonbinding i jordbruksjord](#).

råstoff kan gi et godt gassutbytte, uten å nødvendigvis gi en biorest med stor gjødslingsverdi. Nye typer råstoff som tas inn i biogassproduksjon gir også nye kombinasjoner av biorest.

Ut fra et ressurs hensyn vil bioresten komme til størst nytte når det kan erstatte jomfruelige materialer som mineralgjødsel og torv. Mulighetene for bruk av biorest til gjødselvarerprodukter (gjødsel, jordforbedring, jordprodukter, mv) vil derfor forutsette at vi behandler organisk materiale i biogassanlegg fremfor avfallsforbrenningsanlegg. Dermed blir gjenvinning av biologisk avfall med avsetning av bioresten en viktig forutsetning for å øke produksjonen av biogass.

Kostnadmessig er det en fordel å få avsetning for bioresten lokalt. Dette kan være en utfordring siden behovet ikke nødvendigvis finnes der ressursene oppstår. Regulatoriske forhold vil også påvirke hvor mye biorest som kan brukes og hvor.

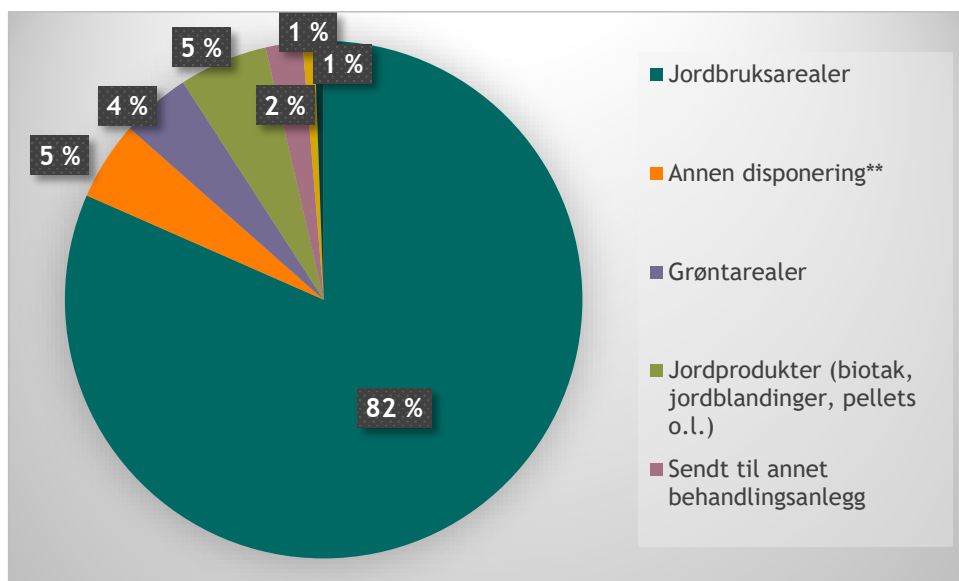
Dagens virkemidler er innrettet mot biogass og ikke utviklet med tanke på å stimulere til økt bruk av biorest. Økt produksjon av biogass gir økt produksjon av biorest, og det er viktig å inkludere betraktninger omkring biorest som del av verdikjedene og forretningsmodellene til ulike typer biogassanlegg frem mot 2030.

I dette kapitlet ser vi nærmere på de bioresttypene Carbon Limits har beregnet at det vil være mest av i 2030. Vi går aller først gjennom føringer og målsettinger for bruk av biorest. Til sist gir vi en gjennomgang av utslippseffekter knyttet til bruk av biorest og kostnadsvurderinger knyttet til bruk av biorest som del av verdikjeden for biogass.

5.1 Dagens produksjon og utnyttelse av biorest

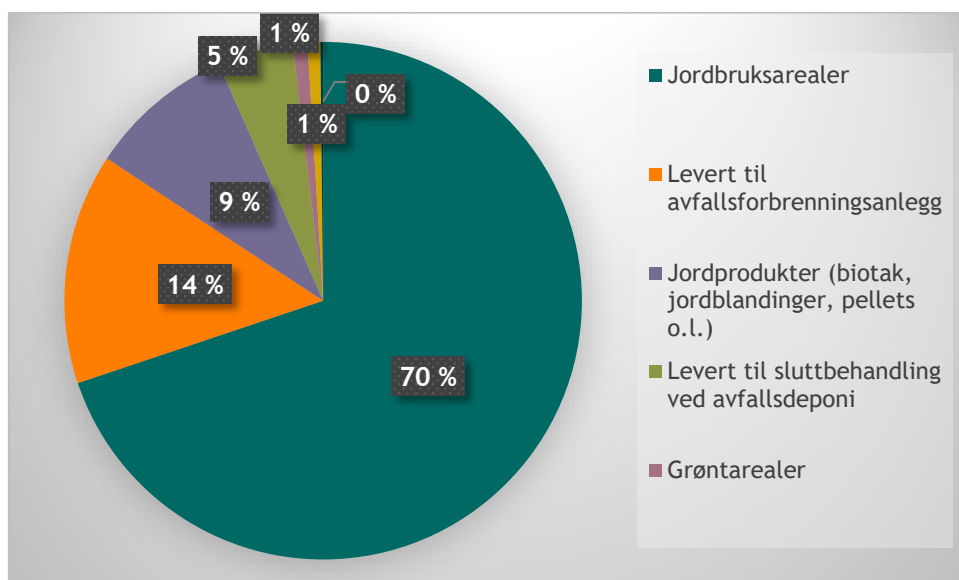
I Norge har det vært en stor økning i biogassproduksjonen de siste årene, noe som også har generert stadig større mengder biorest. I 2018 var det 27 biogassanlegg som behandlet avløpsslam og disse disponerte totalt om lag 53 000 tonn biorest.²⁴⁹ Fordelingen vises i Figur 39 under. I tillegg til den disponerte bioresten ble ca. 3000 tonn tørrstoff lagt på lager.

²⁴⁹ Tall hentet fra databasen Forurensing, basert på anleggenes egenrapportering for året 2018



Figur 39 Bruk av biorest produsert fra avløpsslam 2018

Det var også 14 biogassanlegg som behandlet annet biologisk avfall i 2018. I hovedsak var dette matavfall fra husholdnings- og/eller næringsavfall. Av alle disse anleggene var det kun ett som tok imot større mengder husdyrgjødsel til sambehandling med matavfall. Fire anlegg tok imot både biologisk avfall og avløpsslam.²⁵⁰ 2018 var første gang det ble rapportert fra et anlegg som behandlet større mengder fiskeensilasje. Det ble disponert totalt 24 000 tonn TS fra disse anleggene i 2018.²⁵¹ Fordelingen vises i Figur 40 I tillegg til den disponerte bioresten ble omkring 4200 tonn tørrstoff lagt på lager.



Figur 40 Bruk av biorest produsert fra annet biologisk avfall (ikke avløpsslam) i 2018

²⁵⁰ Informasjon hentet fra databasen Forurensing og kommunikasjon med Fylkesmenn som følger opp tillatelsene til disse anleggene. Av de tre anleggene er vi kjent med at det i hvert fall er tre som behandler råstoffene sammen.

²⁵¹ Av disse 10 er det to anlegg som også har mottatt animalske biprodukter.

Mengden biorest levert til avfallsforbrenningsanlegg kommer fra ett enkelt anlegg. Utover det ser vi at biorest i all hovedsak brukes til jordbruksarealer, jordprodukter og til grøntarealer. Dette er å anse som god utnyttelse av ressursene i det organiske materialet og næringsstoffene som er gunstige for jord og plantevekst. Bioresten inneholder også stoffer som er gunstige for plantene i små mengder, men som kan skade plantene hvis de tilføres i for store mengder og stoffer som ikke har noen vekstfremmende egenskaper og kan være skadelige for helse og miljø.

5.2 Krav til bruk av biorest i gjødsel-vareforskriften mm.

For å sikre at viktige ressurser i avfall kan bli resirkulert til jordbruk og grøntarealer på en måte som er trygg for helse- og miljø må alle avfallsbaserte gjødselvarer tilfredsstille kravene i gjødselvarereforskriften. I tillegg vil flere avfallsfraksjoner også være omfattet av animaliebiproduktforskriften. I dette delkapittelet følger en gjennomgang av de viktigste kravene.²⁵² Til sist ser vi også kort på pågående revidering av gjeldende regelverk.

5.2.1 Krav i gjødselvarereforskriften og animaliebiproduktforskriften

Krav til produksjon, kvalitet og bruk av biorest som gjødselvarer reguleres gjennom forskrift 4. juli 2003 nr. 951 om gjødselvarer mv. av organisk opphav (gjødselvarereforskriften).²⁵³ Det er i tillegg noen krav i forskrift 14. september 2016 nr. 1064 om animalske biprodukter som ikke er beregnet på konsum (animaliebiproduktforskriften).

Det stilles en rekke kvalitetskrav til produkter som skal brukes som gjødselvarer, uavhengig av opphavsmaterialet. Blant annet må produktene være stabilisert slik at de ikke forårsaker luktulempen eller andre miljøproblemer ved lagring og bruk.²⁵⁴ I tillegg må produktene være hygienisert.²⁵⁵ Behandling i biogassanlegg anses for å oppfylle kravet om hygienisering iht gjødselvarereforskriften. Etter animaliebiproduktforskriften stilles det imidlertid ytterligere krav til hygieniseringsenhet av animalske biprodukter som skal brukes i biogassanlegg. Husdyrgjødsel er unntatt krav til hygieniseringsenhet dersom det skal spres innenfor eget fylke.²⁵⁶

Etter gjødselvarereforskriften er det videre forbud mot innhold av enkelte typer frø, og begrensninger på innholdet av plast, glass eller metallbiter med partikkelstørrelse større enn 4 mm. Det siste er særlig relevant for biorest fra matavfall. Det kan også bemerkes at regelverket ikke har noen begrensninger på mikro- eller nanoplast.

Gjødselvarereforskriften stiller krav til maksimalt innhold av tungmetaller i organiske gjødselvarer ut fra konsentrasjonen av kadmium, bly, kvikksølv, nikkel, sink, kobber og krom i

²⁵² I tillegg kan det være reguleringer knyttet til bruk av biorest i økologisk landbruk, i Forskrift om økologisk produksjon og merking av økologiske landbruksprodukter, akvakulturprodukter, næringsmidler og fôr. Dette har vi ikke sett nærmere på i dette oppdraget.

²⁵³ Se [forskrift om gjødselvarer mv. av organisk opphav](#)

²⁵⁴ Se § 10 nr. 4.

²⁵⁵ Se § 10 nr. 3.

²⁵⁶ Jf. § 7 §12 og forordningen artikkel 13.

mg/kg tørrstoff.²⁵⁷ Basert på tungmetallinnholdet vil gjødselvarerne plassere seg i ulike kvalitetsklasser (0 - III). Gjødselvarens kvalitetsklasse vil avgjøre hvilke arealer den kan brukes på og i hvilken mengde. Regelverket har ikke grenseverdier for konsentrasjonen av for eksempel organiske miljøgifter som kan medføre skade på helse eller miljø ved bruk, men en generell aktsomhetsplikt.²⁵⁸

Gjødselvarerforskriften stiller ulike krav til husdyrgjødsel og andre gjødselvarer. For husdyrgjødsel som brukes i sin opprinnelige form på eget eller leid areal er det ikke stilt krav til kvalitet i form av for eksempel begrensninger i tungmetallinnhold. Det er imidlertid stilt krav om tilgjengelig spredeareal som skal sikre avsetning på gjødsla.²⁵⁹ Når husdyrgjødsel brukes til biogassproduksjon gjelder i stedet forskriftens krav til gjødselvarer på samme måte som for annet opphavsmateriale som for eksempel matavfall eller slam fra akvakulturvirkksomhet.²⁶⁰ Det innebærer krav til kvalitet, både med hensyn til innhold og tilvirkning. Bruken av biorest reguleres dessuten av andre bestemmelser enn ubehandlet husdyrgjødsel.²⁶¹

5.2.2 Utfordringer med dagens regelverk ved bruk av biorest

Dagens gjødselvarerforskrift er i liten grad tilpasset økt bruk av biorest, og har heller ikke regler som tar hensyn til at husdyrgjødsel kan være et viktig opphavsmateriale i biogassproduksjon.

Forskriften har krav for å sørge for at det ikke skal være mulig å fortynne forurenset opphavsmateriale for å oppnå god nok kvalitet. Den er imidlertid ikke tilpasset at opphavsmaterialer som i utgangspunktet oppfyller kvalitetskravene vil få en oppkonsentrering av miljøgifter etter behandling. Dette er særlig relevant for biorest fra husdyrgjødsel og kan innebære at man ikke får avsetning for samme mengder husdyrgjødsel i biorestform som om den hadde vært ubehandlet.

I tillegg har gjødselvarerforskriften ulike mengdebegrensninger for bruk av ubehandlet husdyrgjødsel og andre gjødselvarer, herunder biorest, på jordbruksareal. I praksis betyr dette at det kan være vanskelig for bonden å beregne hvor mye husdyrgjødsel i form av biorest som han har lov å spre når det som leveres er beregnet etter gjødseldyrenheter, men det som hentes tilbake skal beregnes etter tungmetallinnhold på tørrstoffbasis.

Gjødseldyrenhetene beregnes ut fra normverdier for næringsstoffinnhold i ulike typer husdyrgjødsel og skal sikre at det ikke spres mer enn 3,5 kg fosfor per daa ut ifra hensyn til avrenning til vann. De generelle spredebestemmelsene for organiske gjødselvarer tar kun utgangspunkt i tungmetaller og har ingen begrensninger når det gjelder næringsstoffer, og gir derfor ikke tilstrekkelig beskyttelse for vannmiljø. I tillegg skjer det en reduksjon av organisk materiale i biogassbehandlingen som gjør at både tungmetaller og næringsstoffer oppkonsentreres. Spredekrav som har basert seg på TS-innhold før biogassbehandling vil derfor ikke være representative for biorest. Det vil også være en utfordring å ta utgangspunkt i total tonnasje siden volumet vil reduseres i biogassprosessen.

²⁵⁷ Se § 10 nr. 1, jf. § 27.

²⁵⁸ Se § 10 nr. 2

²⁵⁹ Jf. § 2 annet ledd 2. pkt og § 24.

²⁶⁰ Jf. § 10 og vedlegg 4.

²⁶¹ Se § 27

Høyt innhold av næringsstoffer vil imidlertid være en utfordring i produkter som skal brukes som jordforbedring da det er begrenset hvor mye plantene trenger og kan ta opp. Overskuddet blir lagret i jord eller går tapt til luft og vann.

5.2.3 Revidering av gjeldende regelverk som vil innvirke på bruken av biorest

At regelverket ikke er tilpasset bruk av biorest har ført til ulike fortolkninger blant produsenter og brukere. Det fører til at regelverket ikke ivaretar miljøhensynet godt nok, samt at uklarerheter og lite forutsigbarhet i bransjen kan være et hinder for vekst i biogassproduksjonen.

Det ble i mars 2018 på oppdrag fra KLD og LMD levert et forslag til revidert gjødselvarerforskrift. Forslaget er utarbeidet av Landbruksdirektoratet, Mattilsynet og Miljødirektoratet i fellesskap. Forslaget er til behandling i departementene. En viktig føring for revisjonen var å tilrettelegge for at ressurser i husdyrgjødsel og andre organiske materialer kan utnyttes til plantevekst og bioenergi. Det var også en føring at kravene skulle stimulere til økt behandling i biogassanlegg.

Som et resultat av revisjonen er det foreslått flere grep som skal tilrettelegge for behandling av organisk materiale i biogassanlegg og videre bruk av bioresten. Det er blant annet foreslått krav til begrensninger i hvor mye gjødsel som kan spres basert på fosforinnholdet i gjødsel. Det er ulike forslag fra Landbruksdirektoratet og Miljødirektoratet. Det er derfor usikkert hvilke krav som vil stilles til mengde fosfor som kan spres, men det forventes uansett en betydelig innskjerping av hvor mye gjødsel som kan tilføres jordbruksarealene per dekar. Dette vil gi størst utslag i kommuner og fylker som i dag har stor husdyrtetthet fordi det der ikke er nok spredeareal.²⁶² Begrensningene som foreslås vil gjelde for alle typer gjødselvarer, og derfor også for biorest, uavhengig av opphavsmateriale.

Det er også foreslått at spredetidspunktet strammes inn. Det betyr at det ikke vil være mulig å molde ned gjødsel på høsten med mindre det skal etableres et plantedekke etterpå. Dette kravet vil få konsekvenser for biorest som må moldes ned, blant annet avløpsslam. Både transport ut til jorden og nedmoldning må i større grad skje på våren.

Det er foreslått endringer i gjødselvarerforskriftens tungmetallbestemmelser som skal tilrettelegge for omsetning av biorest basert på næringsrike råstoffer herunder husdyrgjødsel. Det er foreslått særlige fosforbaserte grenseverdier for gjødselvarer med et fosforinnhold på over 3,5 prosent. Forslaget vil muliggjøre at biorest som havner i klasse III allikevel kan brukes som gjødsel siden doseringen skjer etter fosforinnhold istedenfor tørrstoffinnhold.

Der er ikke foreslått tilsvarende grenseverdier for nitrogenrik biorest. En slik tilpasning bør vurderes dersom det viser seg at oppkonsentrering av tungmetaller også er et problem for den nitrogenrike fraksjonen etter separering.

Nytt EU-regelverk om merking av gjødselvarer; gjødselforordningen, vil få betydning for import og eksport av organiske gjødselvarer.²⁶³ CE-merket gjødsel vil kunne omsettes på det norske

²⁶² I forslaget til ny gjødselvarerforskrift stilles også krav til maksimalt innhold av fosfor i anleggsjord og i enkelte tilfeller også nitrogen, for å redusere risiko for vannforurensning. Dette kan gjøre det vanskeligere å disponere næringsrik biorest til jordprodusenter.

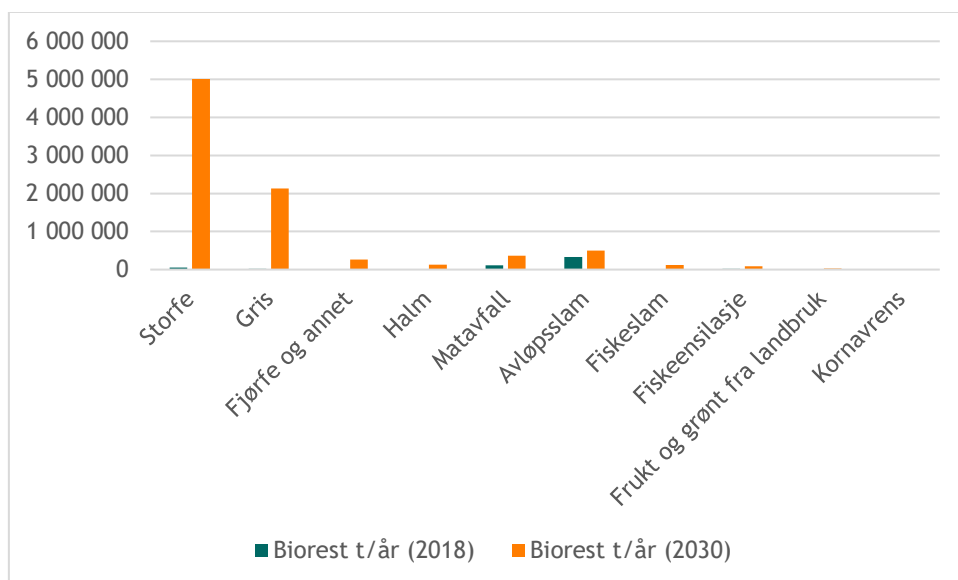
²⁶³ EØS-notat (2016). [Ny gjødselforordning](#). 16.09.16.

markedet og konkurrere med norske produkter samtidig som Norge vil få tilgang til det europeiske markedet.

5.3 Produksjon og bruk av biorest i 2030

Basert på en massebalanse-tilnærming ut fra de beregnede biogassmengdene i 2030, har Carbon Limits beregnet mengder biorest som vil være tilgjengelig fra de ulike råstoffene i 2030.²⁶⁴

Figur 41 viser denne beregningen.

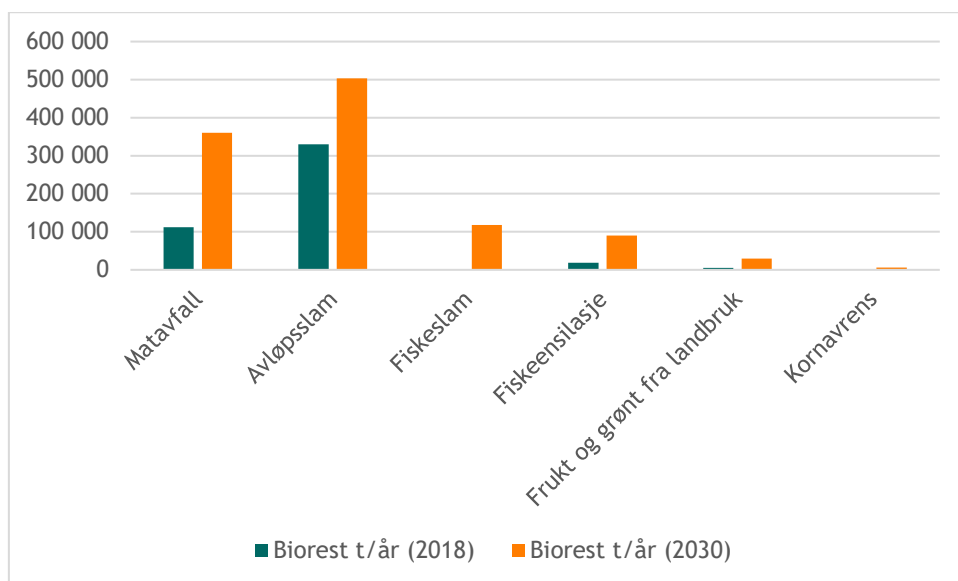


Figur 41 Beregnet mengde biorest fra biogassproduksjon fra ulike råstoffer 2018 og 2030

Figuren viser tydelig at de største mengdene er antatt å komme fra husdyrgjødsel, herunder storfe og svin.²⁶⁵ Miljødirektoratets egne beregninger av husdyrgjødsel (omtalt i kapittel 4.5 og 4.6) gir en betydelig mindre mengde råstoff tilgjengelig til biogassproduksjon. Dette vil gjenspeiles i mengden biorest. Det er verdt å bemerke at tørrstoffandelen i de ulike typene biorest varierer veldig fra råstoff til råstoff, men dette fanges ikke opp av figuren. For eksempel har husdyrgjødsel et svært høyt innhold av vann og figuren kan derfor gi et feilaktig bilde av mengdene. Figur 42 fremstiller de samme mengdene, ekskludert husdyrgjødsel, for å synliggjøre potensielle mengder fra de andre bioresttypene bedre.

²⁶⁴ For nærmere beskrivelse; se Carbon Limits (2019). "Ressursgrunnlaget for biogass"

²⁶⁵ Tørrstoffprosenten i bioresten varierer, avhengig av type råstoff



Figur 42 Beregnet mengde biorest fra biogassproduksjon fra ulike råstoffer i 2018 og 2030 - ekskludert husdyrgjødsel

Beregningene viser at tilgjengelig mengde biorest i 2030 vil være basert på avløpsslam, matavfall og i noen grad fra nye råstoff, som fiskeavfall. For nærmere detaljer vises til Carbon Limits' rapport.

Videre følger en gjennomgang av de typene biorest vi er best kjent med bruken av i dag, samt fordeler og potensielle utfordringer en vil se som følge av en økt biogassproduksjon. Dersom bioresten fortsatt skal brukes som gjødsel i landbruket vil en større mengde biorest skape behov for flere tilgjengelige spredearealer. Alternativt må nye utnyttelsesområder for bioresten identifiseres.

Det er også viktig å merke seg at vi i årene fremover antar at vi vil se økt grad av sambehandling av råstoffer i biogassanlegg, og kanskje særlig kombinasjoner med husdyrgjødsel. En råstoffspesifikk gjennomgang som denne er dermed en teoretisk øvelse.

5.3.1 Biorest fra husdyrgjødsel

Husdyrgjødsel brukes direkte som gjødselfare i landbruket i dag. Det forventes derfor at biorest fra biogassbehandling av husdyrgjødsel vil brukes på samme måte. Carbon Limits har beregnet at mengden biorest basert på husdyrgjødsel kan være 100 ganger så stor i 2030 som den er i dag. Dette gjelder biorest særlig fra storfe, men også fra gris, fjørfe og annen husdyrgjødsel. Økningen i biorest fra husdyrgjødsel antas å ikke ville kreve nye spredeareal i og med at gjødsla allerede anvendes direkte på arealene i dag.

Barrierer

For sentraliserte anlegg/sambehandlingsanlegg er transport av husdyrgjødsel inn i anlegget og biorest ut av anlegget den største kostnadsdriveren. Erfaringer Greve biogass har gjort viser at det ikke lenger er lønnsomt for et anlegg å kjøre ut biorest til foretakene dersom foretaket ligger lenger unna enn 25 km. Høye kostnader knyttet til avsetning for biorest er på den måten en barriere for økt produksjon av biogass.

Varslede endringer i gjødselvereforskriften kan også føre til at husdyrgjødsel må fordeles bedre over spredearealene. Fordi husdyrtettheten er størst på Vestlandet vil skjerpede krav føre til mindre mulighet for lokal spredning, og økt behov for transport av organiske gjødselvarer til Østlandet. Her kan særlig kornprodusenter være viktige mottakere av organisk gjødsel. Det antas at sentrale anlegg for biogassbehandling kan være et viktig ledd i en slik omfordeling.

Husdyrgjødsel er i utgangspunktet et råstoff som vil gi en biorest som er lett anvendelig og antas å ha samme næringsinnhold som før biogassprosessen. Men det er enkelte forhold som kan påvirke kvaliteten på bioresten.

Mange typer husdyrgjødsel inneholder tungmetaller, hovedsakelig kobber og sink. Delvis kan dette forklares med tilsetninger i fôret, og dette vil begrense bruksmulighetene for bioresten.²⁶⁶ I enkelte tilfeller kan for eksempel svine- og fjærkregjødsel ha et særlig høyt innhold av sink om dette brukes som tilsats til fôret.²⁶⁷ Denne gjødselen kan også ha høye verdier av naturlige hormoner og medisinerester. Dersom bioresten havner i tungmetallklasse III, noe som er særlig relevant for svinegjødsel, vil den ikke være tillatt å spre på jordbruksarealer. Risikoen for å sitte igjen et sluttprodukt med for høyt innhold av tungmetaller kan være en barriere for at biogassprodusenten vil ta inn store mengder husdyrgjødsel, herunder svinegjødsel, i et biogassanlegg.

Virkemidler

Bruk av biorest er regulert gjennom krav i gjødselvereforskriften, som er under revisjon. Her er det foreslått å innføre fosforbaserte grenseverdier for tungmetaller for å tilrettelegge for omsetning av næringsrik biorest, herunder biorest fra husdyrgjødsel. Dette er nærmere beskrevet i kap. 5.2.

For å redusere kostnadene til utkjøring av biorest kunne en støtteordning for å dekke anleggenes merkostnader ved å kjøre ut biorest være et virkemiddel. Utformingen av en eventuell støtteordning bør da tilpasses avstanden fra anlegget. En slik støtteordning er også drøftet kort i tilknytning til tilskuddsordningen for levering av husdyrgjødsel til biogassanlegg i kap. 4.4.3.

Som omtalt i kap. 4.2 finnes det flere programmer som kan bevilge støtte og bidra til økt bruk av biorest. Innovasjon Norge kan for eksempel gi støtte til økt lagerkapasitet for biorest som leveres i retur til gården. Ingen av ordningene er derimot direkte innrettet mot biorest, eller biorest fra husdyrgjødsel, og konkurransen med andre søknader og prosjekter kan være stor.

²⁶⁶ Det er forventet at innholdet av kobber og sink i husdyrgjødsel og fiskeslam på sikt vil reduseres på grunn av endringene i regelverket for fôr som vil gi en reduksjon av tilsetningen til flere dyreslag

²⁶⁷ Vista og Norsk landbruksrådgiving på oppdrag fra Landbruksdirektoratet (2019) [Samfunnsøkonomisk analyse av økt bruk av biorest som klimatiltak](#).

5.3.2 Biorest fra matavfall

Carbon Limits har beregnet at det er et stort potensial for mer matavfall fra både husholdning og næring til biogassanlegg, noe som vil generere to ganger så mye biorest i 2030 som i dag. Biorest som produseres ved anlegg som behandler matavfall i dag, disponeres nesten utelukkende til jordbruk, jordprodukter og grøntarealer. Innholdet av fosfor i biorest fra matavfall er relativt lav.²⁶⁸ Det betyr at biorest fra matavfall egner seg særlig godt på jord som allerede har høyt fosforinnhold og behovet for tilførsel av fosfor er lavt.

Biorest fra matavfall har også potensial til å erstatte mineralgjødning. En undersøkelse Østfoldforskning har gjort blant bønder som i dag leverer husdyrgjødsel til sambehandling med matavfall ved Greve Biogass, viste at 80 prosent av respondentene har redusert sitt behov for mineralgjødning ved å ta bioresten i retur.²⁶⁹ Det er stor usikkerhet i mengden mineralgjødning som ble redusert, men i snitt angir undersøkelsen 20 kg kunstgjødning pr tonn biorest mottatt. Snittet for bønder på gårdene som mottar biorest uten selv å levere husdyrgjødsel (for eksempel kornbønder), er på 18 kg/tonn. Effekten på klimagassutslippet fra denne type biorest er beregnet i kapittel 5.4.

Barrierer

Matavfall er i utgangspunktet et råstoff som antas å være lite problematisk og gir generelt få utfordringer med tanke på gjødselvareregelverket. Men biorest fra matavfall kan inneholde konserveringsmidler og antioksidanter, samt tungmetaller og plantevernmidlerester. Det største potensielle problemet med biorest fra matavfall er allikevel trolig et økende innhold av plast.

Det er nå en økt oppmerksomhet omkring plast i biorest. I matavfallet kan denne både stamme fra feilsorteringer, fra matemballasje og fra plastposer. Valg av teknologier og behandlingsmetoder vil i så måte være viktig for å hindre biorest med høyt innhold av plast.

Det er også visse begrensninger knyttet til bruk av biorest fra enkelte typer matavfall, for eksempel potetindustriavfall fra næringsmiddelindustrien. Bioresten kan ikke spres på potetarealer eller arealer hvor det er planer om potetdyrking de nærmeste 20 årene pga. høyt risiko for at avfall fra potetindustrien inneholder karanteneskadegjørere.²⁷⁰

Virkemidler

EU har foreslått å sette en ny grense for innhold av fremmedlegemer i gjødselvarer, herunder plast. Dette er tatt inn i forslaget til ny gjødselvarereforskrift. Dette er endringer som kan få konsekvenser for bruk av biorest fra matavfall og matavfall sambehandlet med andre råstoff. EUs forslag legger vekt på at urenheter, herunder plast, fjernes så tidlig som mulig i prosessen. Dette kan peke i retning av at det er behov for optimalisering av forbehandlingsteknologier ved biogassanlegg for matavfall.

Også strengere krav til spredemengder i gjødselvarereforskriften kan få konsekvenser for biorest fra matavfall i områder med mye husdyrgjødsel. Det vil påvirke avsetningsmulighetene for

²⁶⁸ Vista og Norsk landbruksrådgiving på oppdrag fra Landbruksdirektoratet (2019) [Samfunnsøkonomisk analyse av økt bruk av biorest som klimatilskudd](#).

²⁶⁹ Østfoldforskning på oppdrag fra Landbruksdirektoratet (2019) [Evaluering av pilotordning for tilskudd til husdyrgjødsel til biogassproduksjon](#)

²⁷⁰ Mer om dette i [gjødselvarereforskriften](#) og i [Mattilsynets veileder](#) til forskriften

biorest fra matavfall lokalt, samt påvirke hvor mye matavfall som vil sambehandles med husdyrgjødsel.

5.3.3 Biorest fra avløpsslam

Alt avløpsslam som skal brukes til jordbruk og grøntarealer må gjennomgå behandling som stabiliserer og hygieniserer slammet. I Norge brukes det i hovedsak to metoder for behandling av avløpsslam; kompostering (nedbrytning av biomassen med tilførsel av oksygen/aerob prosess) og biogassproduksjon (utråtning uten tilførsel av oksygen/anaerob prosess). Omtrent 82 prosent av alt avløpsslam som produseres i Norge blir brukt som jordforbedring i jordbruket og på grøntarealer. Avløpsslam har imidlertid en relativt lav gjødslingsverdi fordi fosforet ofte er hard bundet til fellingskemikalier som er tilsatt i behandlingen.

Beregningene Carbon Limits (2019) har gjort viser at produksjon av mengden biorest fra avløpsslam ikke vil øke utover det som vil følge av økt befolkningsvekst. Dette fordi de har antatt at mengden behandlet avløpsslam (tørrestoff) vil være den samme, uavhengig av behandlingsmetode; kompostering eller biogass. Men dersom dagens fordeling endrer seg, og en mindre andel avløpsslam går til biogassanlegg fremfor komposteringsanlegg i 2030, vil vi kunne se en reduksjon i den totale mengden tørrestoff. Dette fordi tørrestoffet i avløpsslammet reduseres med om lag 40-50 prosent ved omdanning til gass i biogassreaktoren.

Beregningene fra Carbon Limits (2019) viser at produksjon av mengden biorest fra avløpsslam ikke vil øke utover det som vil følge av økt befolkningsvekst. Dette fordi de har antatt at mengden behandlet avløpsslam (tørrestoff) vil være den samme, uavhengig av behandlingsmetode; kompostering eller biogass. Men dersom dagens fordeling endrer seg, og en mindre andel avløpsslam går til biogassanlegg fremfor komposteringsanlegg i 2030, vil vi kunne se en reduksjon i den totale mengden tørrestoff. Dette fordi tørrestoffet i avløpsslammet reduseres med om lag 40-50 prosent ved omdanning til gass i biogassreaktoren.

Barrierer

Det er flere restriksjoner knyttet til bruk av biorest som har sitt opphav i avløpsslam.²⁷¹ Biorest fra avløpsslam kan for eksempel ikke spres på areal der det skal dyrkes grønnsaker, poteter, bær eller frukt, men den kan brukes på arealer der det dyrkes for eksempel korn. Produkter med avløpsslam kan ikke spres i eng eller brukes i gartnerier. Det er også restriksjoner på bruk av avløpsslam i private hager og parker. Bruken av avløpsslam må også kunne spores, noe som er en økende administrativ byrde når verdikjedene blir mer komplekse.

Økt tilgang på biorest fra andre avfallsfraksjoner, kombinert med innføring av strengere krav til bruk av gjødselvarer kan føre til at avløpsslam i større grad må konkurrere med andre gjødselvarer om de samme spredearealene.

For avløpsslam, som i stor grad brukes som gjødselvarer på Østlandet i dag, kan økt produksjon av biorest fra andre ressurser med større gjødslingsverdi, gi økt konkurranse om disse arealene. Med et mer begrenset marked for bruk av avløpsslam til jordbruk, er det da sannsynlig at en større andel av avløpsslammet må disponeres ved hjelp av andre løsninger.

Et alternativ til bruk av biorest som gjødselvarer vil være å levere bioresten til annen behandling, for eksempel til avfallsforbrenningsanlegg eller pyrolyseanlegg.

²⁷¹ Forskrift om gjødselvarer mv. av organisk opphav, § 25. *Spesielle krav til bruk av produkter med avløpsslam*

Virkemidler

Selv om utnyttelsen av avløpsslam som jordforbedring er stor så viser arbeidet med å revidere gjødselvarerforskriften imidlertid at selve ressursutnyttelsen av næringsstoffer når avløpsslam blir brukt som jordforbedring er relativt lav. Aktuelle virkemidler for å sørge for bedre utnyttelse av behandlet slam kan derfor være å stimulere til bruk av nye behandlingsmetoder. Biologisk rensing av avløpsvann med mindre kjemikaliebruk vil kunne gi et slam som inneholder mer plantetilgjengelig fosfor. Nye behandlingsteknologier for selve slammet vil også kunne føre til en produktutvikling. For eksempel er det mulig å ekstrahere næringsstoffer fra slammet og lage tilpassede gjødslingsprodukter, bruke slammet som en komponent i gjødselprodukter eller lage biokull. Dette er nærmere omtalt under kapittel 5.3.5.

5.3.4 Biorest fra fiskeslam og annet fiskeavfall

Fiskeslam kan inneholde tungmetaller som fører til at bioresten ikke overholder kravene i gjødselvarerforskriften. Særlig sink kan forekomme i høye verdier i fiskeslam. Mattilsynets tilsyn i 2019 avdekket at sinkinnholdet i de fleste fiskefôr er høyere enn største tillatte innhold dersom sink tilsettes. Tilsyn med fiskeslam som gjødselvarer viser manglende regelverkskunnskap hos flere virksomheter, og det er også i enkelte tilfeller funnet sinkinnhold over det som er tillatt som gjødselvarer.

Ifølge NIBIO (2016) har tilsetning av kalk til stabilisering, med eller uten avvanning i forkant, og bruk av slammet som gjødsel i jordbruket vært den mest vanlige behandlingsmetoden for fiskeslam.²⁷² Etter dagens praktisering av gjødselvarerforskriften har det i mange tilfeller ikke vært stilt krav til hygienisering av fiskeslam før det spres på jordbruksareal. I forbindelse med revisjon av gjødselvarerforskriften ble det anslått at det er om lag ti settefiskanlegg og annet landbasert oppdrett som leverer fiskeslam til jordbruket.

Ved produksjon av større fisk på land, dvs. at laksen er smoltifisert og tilpasset et liv i sjøvann, må oppdretter også bruke sjøvann i produksjonen. Det vil bety at også slammet har et saltinnhold. I tillegg forventes utvikling av teknologi for oppsamling av fôrspill og feces i lukkede merder og dermed mer tilgjengelig fiskeslam. Det er usikkert hvorvidt saltkonsentrasjonene i fiskeslam vil være for store til at slammet kan brukes som gjødsel direkte. Dersom man oppnår relativ høy grad av avvanning (ikke termisk tørking), vil mesteparten av saltet følge vannfasen og ikke den faste bioresten. Det vil si at dersom slammet avvannes godt vil ikke saltet være et problem dersom bioresten skal brukes som gjødselvarer. Samtidig vil det være ønskelig med renseteknologi som fanger opp så mye som mulig av næringsstoffene i fiskeslammet. Dette kan komme i konflikt med ønske om lavt saltinnhold i gjødselproduktet.

Barrierer

Østfoldforskning har kommet frem til at det er et betydelig råstoffgrunnlag for fiskeensilasje i alle kystfylkene, og spesielt i Trøndelag og Hordaland.²⁷³ Samme fordeling antar de for fiskeslam. Det vil si at det vil være lange transportavstander fra der råstoffet oppstår til der det vil være tilgjengelige arealer for spredning av bioresten.

I dag er det også lav/uforutsigbar etterspørsel og betalingsvilje i landbruket for biorest fra fiskeslam og annet fiskeavfall og usikkerheter rundt gjødselgenskaper.

²⁷² NIBIO på oppdrag fra Smøla klekkeri og settefisk AS (2016) [Biogassproduksjon fra settefiskslam i sentraliserte og desentraliserte biogassanlegg](#)

²⁷³ Østfoldforskning (2019) [Kunnskapsgrunnlag for nasjonal strategi for husdyrgjødsel til biogassproduksjon; Del 1: Råstoffgrunnlag, gjødselbehov og synergier mellom sektorer](#)

Utfordringer knyttet til tungmetaller er noe som også vanskeliggjør sambehandling med andre råstoff.

Virkemidler

Kravet om hygienisering er tydeliggjort i forslag til revidert gjødselvarerforskrift, noe som kan føre til at flere aktører leverer fiskeslam til biogassbehandling. Forslag om fosforbaserte grenseverdier kan også føre til at næringsrik biorest med innblanding av fiskeslam kan spres på jordbruksareal.

5.3.5 Teknologiske muligheter frem mot 2030

Struvitt-felling

Det finnes teknologier for å felle ut fosfor i form av struvitt fra bioresten før eventuell sluttbehandling eller ekstrahere fosfor fra askeresten etter forbrenning. Det er imidlertid begrenset infrastruktur for dette i Norge og dette vil kreve store investeringer. Avløpsanlegget HIAS har planer om storskala struvitt-felling.

Tørking og pelletering av biorest

Et eksempel på pelletering av biorest er avfallsselskapet IVAR i Rogaland, som i samarbeid med HØST AS har utviklet produktet MINORGA® basert på tørket og pelletert biorest fra avløpsslam, tilsatt nitrogen (N), kalium (K) og fosfor (P) til den tørkede bioresten. Det er på denne måten mulig å lage tørr biorest med lik sammensetning av næringsstoffer som mineralgjødsel (NKP-gjødsel). I så fall vil 1 kg tørr biorest kunne erstatte 1 kg mineralgjødsel. I tillegg vil den organiske fraksjonen i bioresten være fordelaktig for jordstrukturen. MINORGA® selges i sekk på samme måte som mineralgjødsel og eksporteres i dag til Vietnam som et gjødsels- og jordforbedringsprodukt.

Videreforedling til eksportprodukter kan være noe vi kan se mer av som en konsekvens av et mer begrenset mulighetsrom for bruk av biorest i Norge.

Pyrolysing og produksjon av biokull

Flere norske miljøer viser nå interesse for behandling av biorest ved bruk av pyrolyse. Pyrolyse er en forbrenningsprosess helt uten eller med minimal lufttilførsel ved en temperatur på 450-900 °C. I pyrolyseprosessen tas ca. 60 prosent av energien ut, og ca. 40 prosent av karbonet blir til kull. Fra pyrolyseprosessen får man også bioolje og syngas.²⁷⁴ Prosessen krever en ensartet biomasse, og det er en rekke ulike typer som kan egne seg, for eksempel avløpsslam eller fiskeslam. Pyrolyse av avfall er også en lovende metode for karbonfangst dersom biokullet som produseres tas ut av kretsløpet ved for eksempel deponering.

Det er en viss produksjon av biokull i Norge i dag, men teknologien er ikke tatt i bruk i noen større utstrekning. Selskapet Standard Bio leverer i dag ca. 60 m³ biokull på det norske markedet.²⁷⁵ Produksjonen er ikke ordentlig i gang, men det foregår mange forsøk.

I pyrolysen vil det meste av forurensningsstoffene bli destruert, med unntak av uorganiske stoffer som tungmetaller. Samtidig vil næringsstoffer og organisk materiale til en viss grad bli bevart i biokullet. Biokull kan brukes til å forbedre jordsmonnet og lagring av karbon i jord og

²⁷⁴ Forholdet mellom andel av de ulike komponentene er for en stor del avhengig av temperaturen pyrolysen skjer på. Pyrolyse med moderate temperaturer (400-650 °C) vil gi ca. 20% gass, 50% bioolje og 30% biokull

²⁷⁵ Norwaste (under arbeid). "Kommersiell tilgjengelige torvfrie råvarer til dyrkingsmedier". Oppdragsrapport for Miljødirektoratet.

er identifisert som et klimatiltak med stort potensial. Det gjøres også forsøk med bruk av biokull i dyrkingsmedier.

Avfallsselskapet Lindum samarbeider med Scanship om et industrielt pilotanlegg for pyrolyse med planlagt oppstart i løpet av våren 2020.²⁷⁶ Planen er å behandle biorest fra Lindums slamanlegg og rivningstrevirke, men også teste andre fraksjoner, som hageavfall, for produksjon av biokull. Lindum ser for seg en rekke ulike bruksområder for biokullet, blant annet til jordforbedring og plantevern.

Biokull er vurdert som et egnet/godt egnet tilsatsmiddel i blandete dyrkingsmedier av Norwaste²⁷⁷, og forsøk med innblanding av biokull støttes også av gartner næringen som lovende og noe man bør se nærmere på.

Bruk av biorest i torvfrie dyrkingsmedier

Biorest er et næringsrikt substrat (rikt på blant annet nitrogen og fosfor) og kan nyttes i dyrkingsmedier som gjødslingskomponent i stedet for mineral-/kunstgjødsel. Som vekstmedium for drivhusplanter pågår det storskala testing av tomatproduksjon ved bruk av biorest i dyrkingsmediet.²⁷⁸ Bioresten er her kompostert ved hjelp av meitemark, såkalt vermikompostert²⁷⁹, og blandet inn i kompost av et mer næringsfattig materiale (kompost fra park- og hageavfall).

Det pågår også uttesting på bruk av biorest fra husdyrgjødsel som vekstmedium for jordbær og bringebær.²⁸⁰ Ved anlegget blir husdyrgjødsel separert og foredla. Den faste delen (bioresten) blir brukt til vekstmedium og den våte delen til gjødsling.

Det kan forventes at bruk av biorest til dyrkingsformål vil få økt aktualitet da fokus på å redusere bruk av torv i dyrkingsmedier har fått større oppmerksomhet de siste årene. Dette som følge av myras klima- og miljøverdier, og at torv utvinnes fra myr. Siden Norge i 2019 inngikk avtale med EU om felles oppfyllelse av utslippsmålet, og myr blir en del av EUs felles klimarammeverk i 2026, forventes det økt Europeisk fokus på reduksjon av klimagassutslippene fra ved arealinngrep i myr og bruk av torv fremover.

5.3.6 Utslippseffekter ved bruk av biorest

Det er gjort flere forsøk på å beregne utslippsreduksjoner av klimagasser som kan forventes ved at biorest erstatter bruk av mineralgjødsel i landbruket.

Resultater fra en spørreundersøkelse Østfoldforskning har gjort blant gårdbrukere som leverte husdyrgjødsel til Greve Biogass og/eller tok imot biorest fra anlegget viste at 80 prosent av respondentene som leverte husdyrgjødsel til biogassanlegget og mottok biorest i retur, mente at dette reduserte deres behov for mineralgjødsel.²⁸¹

²⁷⁶ Thune, Gorm. Presentasjon på kontaktforum for biogass 2019: [Pyrolyse i Lindum - hva og hvorfor](#)

²⁷⁷ Norwaste (under arbeid) "Kommersiell tilgjengelige torvfrie råvarer til dyrkingsmedier"

²⁷⁸ Vesar (uten dato). "Klimavennlige tomater". Nettsak. <https://www.vesar.no/aktuelt/klimavennlige-tomater/>

²⁷⁹ Lindum (2017). "Storsatsing på meitemark." Nettsak. <https://lindum.no/nyheter/lindum-nytt/storsatsing-pa-meitemark/#>

²⁸⁰ Fylkesmannen i Rogaland (2019). "Jærbonde tar øko-sats". Artikkel.

<https://www.fylkesmannen.no/nb/Rogaland/Landbruk-og-mat/Naringsutvikling/jarbonde-tar-oko-sats/>

²⁸¹ Østfoldforskning på oppdrag fra Landbruksdirektoratet (2019) [Evaluering av pilotordning for tilskudd til husdyrgjødsel til biogassproduksjon](#)

Det er stor usikkerhet i den faktiske mengden biorest som må til for å erstatte mineralgjødsel. Dette er forhold vi behøver mer kunnskap om. Utslippsreduksjonspotensialet ved å erstatte biorest med mineralgjødsel bør kunne kvantifiseres og dokumenteres bedre. Utslippstallene for bruk av biorest avhenger blant annet av hvordan bioresten blir lagret og brukt. Dersom man bruker beste tilgjengelige teknologi for spredning av bioresten, vil det ha en positiv effekt på utslipp av klimagasser.²⁸²

På grunn av usikkerheten er det, i denne rapporten, ikke beregnet utslippsreduksjoner knyttet til denne erstatningen. I denne rapporten er det ikke antatt heller at økt bruk av biorest vil føre til redusert mineralgjødselproduksjon i Norge.

Mens biorestens potensial for å kunne erstatte mineralgjødsel tar utgangspunkt i total plantetilgjengelig nitrogen er det etter dagens regelverk innhold av tungmetaller som avgjør hvor mye biorest som faktisk kan spres. Dersom endringene i gjødselwareforskriften blir vedtatt vil også totalinnholdet bli styrende for hvor mye biorest som kan brukes i jordbruket.

5.4 Kostnadsvurderinger

For å oppnå lønnsomhet i hele verdikjeden for biogass er det viktig at bioresten kan bli utnyttet som gjødsel eller jordforbedring på en mest mulig kostnadseffektiv måte. Det er gjennomført flere analyser av kostnadene knyttet til biorest²⁸³. Det er dog store usikkerheter ved kvantifiseringen av disse kostnadene, slik at det i det følgende vil fokuseres på det generelle kostnadsbildet heller enn kvantitative tilnærminger av dette.

At bioresten kan bli utnyttet som gjødselware; fortrinnsvis til gjødsel eller til jordforbedring, vil være svært viktig for å redusere kostnadene ved produksjonen av biogass. Kostnadene knyttet til bioresten vil i all hovedsak knyttes til biorest som gjødselware. Alternativer behandlingsmåter som forbrenning og deponering (kun tillatt for avløpsslam med for høye grenseverdier) brukes kun i liten grad i dag, og får her et mindre fokus.

Forbrenning av biorest mangler infrastruktur og krever avvanning, hvilket gjør det til en dyr behandlingsmetode.²⁸⁴ På den annen side kan det være at dette blir et mer reelt alternativ i fremtiden, hvis det blir vanskeligere å bruke bioresten i jordbruket, i forbindelse med ny gjødselwareforskrift.

Når det gjelder deponering av biorest, er dette kun et alternativ for biorest fra avløpsslam, ref. forbudet nevnt over. Mengden av denne type biorest vil heller ikke øke i noe særlig grad (Carbon Limits, 2019) og når vi vet deponering brukes lite i dag er det ikke grunn til å tro at dette vil endre seg nevneverdig.

²⁸² Thema Consulting på oppdrag fra Avfall Norge og Biogass Oslofjord (2016) [Verdiskaping fra produksjon av biogass på Østlandet](#)

²⁸³ Se for eksempel Vista ([Samfunnsøkonomisk analyse av økt bruk av biorest som klimatiltak](#)), Mepex ([Utsortering og materialgjenvinning av biologisk avfall og plastavfall](#)) eller Østfoldforskning ([Evaluerings av pilotordning for tilskudd til husdyrgjødsel til biogassproduksjon](#)).

²⁸⁴ Vista og Norsk landbruksrådgiving på oppdrag fra Landbruksdirektoratet (2019) [Samfunnsøkonomisk analyse av økt bruk av biorest som klimatiltak](#).

5.4.1 Flytende, avvannet og tørr biorest

Bioresten finnes i forskjellige fraksjoner og typer avhengig av hva som etterspørres av kundene (Thema, 2016). I vår analyse deler vi bioresten inn i *flytende*, *avvannet* og *tørr* biorest. Dette er en hensiktsmessig inndeling for å vurdere kostnadsbildet knyttet til biorest, da kostnadene vil variere avhengig av biorestens vekt og volum.

Bioresten benyttes både av husdyrbønder som selv leverer husdyrgjødsel til biogassproduksjonen, og av kornprodusenter.²⁸⁵ Der transportavstanden ikke er for stor leverer biogassprodusentene som regel ut bioresten, eller jordbrukere tar den med seg som returlast når de leverer husdyrgjødsel som råstoff til anlegget.²⁸⁶ I noen tilfeller foregår leveransene som en tjeneste via et mellomleddselskap, for eksempel på oppdrag fra biogassprodusenten.

Biorest produseres gjennom hele året, og må derfor lagres fram til den kan spres på jordene. Lagringen skjer enten i egne lageranlegg hos gårdbrukerne, eller den kan lagres sentralt i tilknytning til et biogassanlegg. Ifølge Vista (2019) ønsker biogassanleggene i stor grad å satse på lokale lagre hos jordbrukerne fremover.

5.4.2 Kostnader ved biorest

I grove trekk vil kostnadene ved bruken av biorest som gjødsel knytte seg til behandling og eventuell lagring av bioresten hos biogassprodusenten, transport til og lagring hos jordbrukeren, og til spredning av selve bioresten.²⁸⁷ Kostnadene vil variere avhengig av type biorest, i tillegg til at ulike typer bønder vil stå overfor kostnader av ulik størrelse. For å vise dette peker vi på enkelte kostnadsforskjeller mellom bønder med husdyrhold og bønder som produserer korn.

Flytende biorest

Den flytende bioresten er basisproduktet etter de biologiske prosessene i råtnetanken. Den har et generelt høyt næringsinnhold, et tørrstoffinnhold på ca. 3-8 prosent og en konsistens som ligner tynn husdyrgjødsel (bløtgjødsel). Flytende biorest distribueres i dag til gårdbrukere i lokalområdene nær biogassanleggene der den anvendes direkte som flytende gjødsel.

Flytende biorest behandles ikke hos biogassprodusenten, men leveres direkte til jordbrukere der den lagres før den senere blir spredt som gjødsel på jordene. For å lagre bioresten, må det investeres i biorestlager.

Transportkostnadene ved å kjøre ut bioresten vil være lavere hvis samtransport finner sted, altså at jordbrukeren som mottar bioresten også leverer husdyrgjødsel til biogassanlegget. Da kan biorest og husdyrgjødsel transporteres hver sin vei på samme tur.

Spredning av flytende biorest kan gjøres med slangespredere; samme utstyr som brukes for ordinær flytende husdyrgjødsel (fra gris og ku). Ifølge Thema (2016) har lokale entreprenører flere steder på Østlandet skaffet seg spredningsutstyr og tilbyr spredning av biorest til bønder

²⁸⁵ Østfoldforskning på oppdrag fra Landbruksdirektoratet (2019) [Evaluering av pilotordning for tilskudd til husdyrgjødsel til biogassproduksjon](#)

²⁸⁶ Vista og Norsk landbruksrådgiving på oppdrag fra Landbruksdirektoratet (2019) [Samfunnsøkonomisk analyse av økt bruk av biorest som klimatiltak](#).

²⁸⁷ Ibid.

i området.²⁸⁸ For kornprodusenter, som i motsetning til husdyrbønder ikke eier eget spredeutstyr, kan dette være et godt alternativ. I sum vil det derfor være rimelig å anta at spredekostnadene vil være lavere for husdyrbønder, enn for kornbønder.

Å benytte bioresten som gjødsel vil redusere behovet for mineralgjødsel, hvilket isolert bidrar til å redusere utgiftene man i utgangspunktet har til kjøp av mineralgjødsel. Hvor mye mineralgjødsel bioresten kan erstatte varierer, blant annet mellom husdyrbønder og kornbønder. Østfoldforskning (2019) finner at mengden mineralgjødsel som reduseres faktisk er større for husdyrbønder enn kornbønder, på tross av at husdyrbøndene i utgangspunktet har tilgang på husdyrgjødsel.²⁸⁹ Det pekes på at dette kan skyldes at husdyrbønder har høyere bruk av mineralgjødsel enn kornbønder.

Vista (2019) finner at det er en netto besparelse for husdyrbønder å levere husdyrgjødsel til biogassproduksjon, ettersom kostnadene ved transport, lagring, spredning og drift vil være lavere enn besparelsen de vil få av å redusere bruken av mineralgjødsel.²⁹⁰ For kornbønder vil der derimot være en netto kostnad som skyldes de høyere transport- og spredningskostnader, i tillegg til at de reduserte utgiftene de har til mineralgjødsel vil være lavere enn for husdyrbønder.

Avvannet biorest

Den flytende bioresten kan også prosesseres videre, gjennom en sentrifuge, skrupresse, filterpresse eller annen avvanningsteknologi for å øke tørrstoffandelen. Den våte fraksjonen, "gjødselevannet", har en høy andel nitrogen, mens den faste delen; avvannet biorest, har en tørrstoffandel på mellom 15-25 prosent.

En fordel med tørrere biorest er at den er mindre i volum og vekt, altså kan den lettere transporteres og den krever mindre lager. For eksempel vil ett tonn flytende biorest med TS-innhold på 2 prosent bli til 80 kg avvannet biorest (med TS-innhold på 25 prosent). Det vil si at volumet av den flytende bioresten tilsvarer bare 8 prosent av opprinnelig vekt og volum når den blir separert i en fast og en flytende fraksjon.²⁹¹

Mindre volum krever mindre lager og har dermed lavere lagerkostnader. Avvannet biorest vil også ha betraktelig lavere transportkostnader enn den flytende. Dette gjør den avvannede bioresten aktuell til å bli fraktet over lengre avstander. Ifølge Vista (2019) transporteres allerede i dag avvannet biorest fra husdyrrike områder med fosforoverskudd på Vestlandet til områder med fosforunderskudd på Østlandet både med tog og bil.²⁹²

Avvannet biorest gir også mer fleksibilitet for jordbrukerne, ved at den kan lagres og spres på høsten. På samme måte som for flytende biorest, kan også avvannet biorest bidra til å redusere bruken av mineralgjødsel, og dermed utgiftene jordbrukerne har til dette. Ifølge Vista (2019)

²⁸⁸ Thema Consulting på oppdrag fra Avfall Norge og Biogass Oslofjord (2016) [Verdiskaping fra produksjon av biogass på Østlandet](#)

²⁸⁹ Østfoldforskning på oppdrag fra Landbruksdirektoratet (2019) [Evaluering av pilotordning for tilskudd til husdyrgjødsel til biogassproduksjon](#)

²⁹⁰ Vista og Norsk landbruksrådgiving på oppdrag fra Landbruksdirektoratet (2019) [Samfunnsøkonomisk analyse av økt bruk av biorest som klimatilskudd](#)

²⁹¹ Ibid.

²⁹² Ibid.

er denne kostnadsreduksjonen lik den knyttet til flytende biorest. Sammenlignet med den flytende bioresten, må derimot avvannet biorest vannes ut før den kan spres som gjødsel. Dette vil igjen øke sprekostnadene.²⁹³

I motsetning til det som var tilfellet for flytende biorest, finner Vista (2019) at nettokostnaden nå er positiv for husdyrbønder, altså at det vil være en merkostnad for disse bøndene å bruke biorest relativt til mineralgjødsel.²⁹⁴ Kornbøndene vil også ha økte kostnader ved å bruke avvannet biorest, slik det også var for flytende biorest, men det vil i sum være enda mer kostnadskrevende å bruke avvannet biorest.

Å prosessere den flytende bioresten gjøres det i dag lite av i Norge. Kostnadene knyttet til denne prosessen er dermed usikre.

Tørr biorest

Ved å tilføre varme kan bioresten tørkes til 90-95 prosent tørrstoff, og omtales da som tørr biorest. Tørket biorest kan bearbeides til pellets, og man kan lage tørr biorest med samme sammensetning av næringsstoffer som mineralgjødsel.²⁹⁵ En fordel med tørket biorest er at den tar liten plass og kan transporteres over lengre strekninger.

Tørket og pelletert biorest tar liten plass og kan dermed transporteres langt, og også eksporteres. I tillegg er den lettere å spre sammenlignet med våt biorest, og kostnadene knyttet til maskiner som sprer pelletert gjødsel er billigere enn for våt biorest.²⁹⁶ På den annen side er fordampning av vann en svært energikrevende prosess som gjør denne behandlingsformen til den klart dyreste av de tre typene biorest.

5.4.3 Oppsummering av kostnadsbildet

Per i dag er bioresten en netto utgiftspost for biogassprodusentene. Avhengig av typen biorest knytter det seg kostnader ved eventuell behandling av bioresten, lagerkostnader av bioresten ved anlegget, transport av bioresten til jordbrukerne, og i flere tilfeller støtter også biogassanleggene jordbrukernes kostnader ved lager til bioresten. Det er heller ingen av støtteordningene knyttet til biogassproduksjon som retter seg spesifikt mot bioresten.

Østfoldforskning (2019) viste riktignok at bøndene som leverte husdyrgjødsel til Greve biogassanlegg og mottok biorest tilbake faktisk oppnådde lønnsomhet, gitt dagens tilskuddsnivå for husdyrgjødsel levert til biogassanlegg, i tillegg til støtten til biorestlager de fikk fra Greve Biogass.²⁹⁷

5.4.4 Kostnader ved alternative anvendelser

Når det kommer til alternative anvendelser av bioresten ble det ovenfor argumentert for at deponering generelt ikke vil være aktuelt. Forbrenning kan bli mer aktuelt framover, men ettersom det i praksis ikke brukes i dag er det vanskelig å si noe om kostnadene ved denne typen behandling.

²⁹³ Vista og Norsk landbruksrådgiving på oppdrag fra Landbruksdirektoratet (2019) [Samfunnsøkonomisk analyse av økt bruk av biorest som klimatilskudd](#).

²⁹⁴ Ibid.

²⁹⁵ Ibid.

²⁹⁶ Rambøll på oppdrag for Biogass Oslofjord (2016) [Markedsrapport Biogass i Oslofjordregionen](#).

²⁹⁷ Østfoldforskning på oppdrag fra Landbruksdirektoratet (2019) [Evaluering av pilotordning for tilskudd til husdyrgjødsel til biogassproduksjon](#)

Miljødirektoratet

Telefon: 03400/73 58 05 00 | **Faks:** 73 58 05 01

E-post: pNett: wPost: Postboks 5672 Torgarden, 7485 Trondheim

Besøksadresse Trondheim: Brattørkaia 15, 7010 Trondheim

Besøksadresse Oslo: Grensesvingen 7, 0661 Oslo

Miljødirektoratet jobber for et rent og rikt miljø. Våre hovedoppgaver er å redusere klimagassutslipp, forvalte norsk natur og hindre forurensning.

Vi er et statlig forvaltningsorgan underlagt Klima- og miljødepartementet og har mer enn 700 ansatte ved våre to kontorer i Trondheim og Oslo, og ved Statens naturoppsyn (SNO) sine mer enn 60 lokalkontor.

Vi gjennomfører og gir råd om utvikling av klima- og miljøpolitikken. Vi er faglig uavhengig. Det innebærer at vi opptrer selvstendig i enkeltsaker vi avgjør, når vi formidler kunnskap eller gir råd. Samtidig er vi underlagt politisk styring.

Våre viktigste funksjoner er at vi skaffer og formidler miljøinformasjon, utøver og iverksetter forvaltningsmyndighet, styrer og veileder regionalt og kommunalt nivå, gir faglige råd og deltar i internasjonalt miljøarbeid.