



Utvikling av biogass i Norge

Kostnader ved biogassproduksjon i
Norge, Sverige og Danmark



Rapport nr: 6/2011	Dato: 07.11.11	Revidert:	Rev. dato:
Distribusjon: Fri		ISSN:	ISBN: 82-8035-091-8
Tittel: Utvikling av biogass i Norge – kostnader ved biogassproduksjon i Norge, Sverige og Danmark			
Oppdragsgiver: Avfall Norge		Kontaktperson: Henrik Lystad (Avfall Norge)	
Forfatter(e): Kjell Terje Nedland		Medforfatter(e):	
Oppdragstaker: Asplan Viak AS		Prosjektleder: Kjell Terje Nedland	
Emneord: Biogass, Våtorganisk avfall, produksjonskostnader, bioest		Subject word: Biogas, digestate, organic waste, production costs	
Sammendrag: <p>Det er store forskjeller i rammebetingelser og strategier for biogass i de tre landene.</p> <p>I Norge er det 28 biogassanlegg i dag (deponigassanlegg, industrianlegg og gårds-anlegg ikke medtatt), og kun seks av disse tar imot matavfall. Disse anleggene produserte totalt 192 GWh i 2009. De fleste biogassanleggene er slamanlegg som enten ikke utnytter biogassen til annet enn egen oppvarming i anlegget, eller som produserer strøm og varme. De fleste anleggene ble bygget lenge før det ble gitt investeringsstøtte til biogassanlegg. De nyeste anleggene har fått mellom 5 og 30 % investeringsstøtte fra Enova og Transnova.</p> <p>Svenskene produserer ca. 1,4 TWh biogass per år fra ca. 230 biogassanlegg. Biogassanleggene har fått investeringsstøtte til anlegg og infrastruktur (normalt ca. 20-30 % av kostnadene) gjennom LIP- og KLIMP-programmene (totalt ca. SEK 900 mill.). I Danmark produserte 167 biogassanlegg i 2008 ca. 1,2 TWh biogass, av EU-landene produserte Danmark femte mest biogass per innbygger. Det er 60 gårdsanlegg for husdyrgjødsel og 22 biogassfellesanlegg, som tilsvarer de svenske samrøtningsanleggene. Det er først og fremst disse som mottar matavfall (inntil 25 % av tilført tørrstoff), selv om også noen slamanlegg gjør dette. Disse anleggene er i stor grad gamle, men mange av dem har nå planer om utvidelse. De har fått mellom ca. 20 og ca. 40 % investeringstilskudd (bortsett fra ett anlegg som kun fikk 11 % tilskudd).</p> <p>De norske, danske og svenske biogassanleggene opererer i et felles marked for mottak av biogasssubstrat. Biogasssubstrat øker gassproduksjonen, og dette gir økte inntekter for salg av gass i Sverige (oppgradert gass) og Danmark (salg av fjernvarme og strøm). Anleggene er stort sett finansiert av grunnlasten, og man kan derfor ta imot biogasssubstrat fra Norge for NOK 2-300 inklusive transportkostnader, og nye norske biogassanlegg vil ikke kunne konkurrere mot disse prisene. Det bygges derfor kun nye norske biogassanlegg der man har langvarige avtaler om leveranse av avfall, og det er få eller ingen som våger å satse på biogassanlegg for mottak av kildesortert husholdningsavfall uten sikrede mengder.</p> <p>Matavfallet i husholdningsavfallet blir enten ikke utsortert og brent sammen med restavfallet, eller utsortert og sendt ut på anbud (om kommunen ikke har eget anlegg). Da vinner gjerne firmaer som har egen forbehandling i Norge, og som sender biogasssubstratet videre til Sverige eller Danmark. De grønne sertifikatene som nå skal innføres, vil i liten grad kunne avhjelpe disse forskjellene mellom de nordiske landene.</p>			
Godkjent av: Henrik Lystad	Dato: 07.11.11	Sign:	

FORORD

Avfall Norge har satt i gang prosjektet "Utvikling av biogass II", som blant annet har som mål å arbeide videre for å bedre rammebetingelser for biogass i Norge.

Dette skal gjøres ved å fremskaffe en del målrettet dokumentasjonsgrunnlag for produksjon av biogass i Norge til bruk inn mot rammesettere og til generell informasjonsarbeid. Med som bidragsytere i prosjektet er Oslo EGE, Lindum, Glør og Trondheim kommune. Prosjektets styringsgruppe ledes av Birgit B. Rindal, Oslo EGE

Norske myndigheter ønsker økt produksjon av biogass i Norge. Avfall Norge ser i dette prosjektet blant annet på en del forhold som omhandler betingelser for økt satsning på biogass.

En viktig faktor for å kunne realisere økt satsning på biogass er konkurranseevnen for anlegg i Norge som skal konkurrere om ulike typer substrat på markedet. Avfall Norge har tidligere kartlagt at eksporten av våtorganisk avfall til biogassproduksjon i Sverige og Danmark i 2010 var i størrelsesorden 70 000 tonn, tilsvarende en energimengde på ca 130 GWh.

Hensikten med denne rapporten har vært å belyse eventuelle forskjeller i økonomiske rammebetingelser for biogassanleggene i Norge, Sverige og Danmark.

Oslo 7. november

Henrik Lystad

INNHOLDSFORTEGNELSE

1	Innledning	5
2	Sammendrag.....	6
3	Rammebetingelser for biogass	9
3.1	Norge	9
3.2	Danmark	13
3.3	Sverige.....	16
4	Kostnader for norske biogassanlegg	21
4.1	Forprosjekter for biogassanlegg	21
4.2	Kostnader for anlegg i drift	31
5	Kostnader for danske biogassanlegg.....	45
5.1	Generelt om dansk biogassproduksjon.....	45
5.2	Biogassfellesanleggene	46
5.3	Danske biogassanlegg for kildesortert matavfall.....	51
6	Kostnader for svenske biogassanlegg.....	56
6.1	Allment om biogassproduksjon i Sverige	56
6.2	Substrat.....	57
6.3	Råtnerest	57
6.4	Anvending	58
6.5	Anlegg.....	59
6.6	Produksjon per län	60
6.7	Detaljerte tall fra noen anlegg.....	60
6.8	Kostnadsbilde for substrat	66
6.9	Kostnadsbilde for biogas	67
6.10	Kostnadsbilde for biorest.....	68
6.11	Kostnadsbilde for kjøretøygass	68
6.12	Bruk av biogass.....	70

1 INNLEDNING

Avfall Norge har satt i gang prosjektet "Utvikling av biogass II", som bl.a. har som mål å arbeide videre for å bedre rammebetingelsene for biogass i Norge.

Dette skal gjøres ved å fremskaffe en del målrettet dokumentasjonsgrunnlag for produksjon av biogass i Norge til bruk inn mot rammesettere og til generelt informasjonsarbeid.

Avfall Norge har i den forbindelse bedt Asplan Viak om kartlegge kostnader ved produksjon og anvendelse av biogass fra våtorganisk avfall i Norge, Sverige og Danmark. Slik innsamling av kostnadstall byr på store utfordringer, da anleggseierne i stor grad ikke ønsker å oppgi kostnader og priser, ettersom de konkurrerer med andre anlegg om mottak av avfall og som regel har hemmelige avtaler for leveranse av strøm og gass.

Vi har forsøkt å få så mye kostnadstall som mulig fra norske anleggseiere, men vi endte opp med relativt få opplysninger. Vi har derfor hentet en del data fra forprosjektrapporter og mulighetsstudier som er åpent tilgjengelige.

Fra danske anlegg er det opplysninger tilgjengelige på internett, mens vi har skaffet opplysninger om svenske anlegg via vårt datterselskap KanEnergi Sverige, som nylig har vært med å lage en rapport om svenske biogassanlegg.

Ettersom det er så stor forskjell på prosess, forbehandling, etterbehandling og bruk av biorest, er det svært vanskelig å kunne sammenligne anleggene på fornuftig vis. Vi ender dessverre opp med tall som er svært sprikende og som ikke sier oss så veldig mye om forskjeller i kostnader mellom de enkelte landene.

Vi har imidlertid også sammenlignet rammebetingelsene i Norge, Sverige og Danmark, og her er det helt klart store forskjeller mellom landene.

2 SAMMENDRAG

Avfall Norge har satt i gang prosjektet "Utvikling av biogass II", som bl.a. har som mål å arbeide videre for å bedre rammebetingelsene for biogass i Norge. Asplan Viak har i den forbindelse vunnet konkurransen om å innhente opplysninger om rammebetingelser og kostnader for biogassanlegg i Norge, Sverige og Danmark.

Det er store forskjeller i rammebetingelser og strategier for biogass i de tre landene. Svenskene produserer ca. 1,4 TWh biogass per år fra ca. 230 biogassanlegg. Biogassanleggene har fått investeringsstøtte til anlegg og infrastruktur (normalt ca. 20-30 % av kostnadene) gjennom LIP- og KLIMP-programmene (totalt ca. SEK 900 mill.). Det er i Sverige flest biogassanlegg basert på avløps slam (136), 57 deponianlegg, foruten 12 gårdsanlegg, 4 industrianlegg og 21 såkalte samrøtningsanlegg, som henter gassen fra husdyrgjødsel og matavfall. Minst fem av de største samrøtningsanleggene tar imot matavfall fra husholdninger og storkjøkken, slakteriavfall og avløps slam, i tillegg til husdyrgjødsel. Mange anlegg kjører som i Danmark ut uavvannet biorest til bøndene som leverer gjødsel til anleggene.

Omtrent halvparten av biogassen produsert i Sverige i 2009 ble brukt til varme (mest til eget bruk), og 36 % ble oppgradert enten til kjøretøygass eller til gassnett i Sørvest-Sverige. Sverige er regnet som ledende når det gjelder bruk av biogass i transportsektoren, og rammebetingelsene er rettet inn mot at gassen skal oppgraderes. Svært lite gass blir brukt til strømproduksjon på grunn av dårlige rammebetingelser for leveranse av strøm til lokalt strømmnett (omtrent som i Norge, bortsett fra at svenskene har grønne sertifikater). Metangass brukt til kjøretøydriфт solgtes på bensinstasjoner for 0,8-0,9 SEK/kWh (ca. 8-9 SEK/Nm³) i 2009 i et godt utbygd distribusjonssystem for kjøretøygass.

I Danmark produserte 167 biogassanlegg i 2008 ca. 1,2 TWh biogass, hvilket tilsvarer under 1 % av det totale energiforbruket i landet, men av EU-landene produserte Danmark femte mest biogass per innbygger. Det er også i Danmark mange biogassanlegg for avløps slam (61) og deponigass (25). Det er 60 gårdsanlegg for husdyrgjødsel og 22 biogassfellesanlegg, som tilsvarer de svenske samrøtningsanleggene. Det er først og fremst disse som mottar matavfall (inntil 25 % av tilført tørrstoff), selv om også noen slamanlegg gjør dette. Disse anleggene er i stor grad gamle, men mange av dem har nå planer om utvidelse. De har fått mellom ca. 20 og ca. 40 % investeringstilskudd (bortsett fra ett anlegg som kun fikk 11 % tilskudd).

I Danmark brukes gassen til varme som blir tilført et godt utbygd fjernvarmenett, og til strømproduksjon. Det gis støtte til strøm og varme produsert av biogass, slik at man får ca. 1,5 til 2,5 DKK/Nm³ gass ved salg av varme til fjernvarmenettet, og er garantert minst DKK 0,77/kWh for produsert strøm. Med kommende rammebetingelser vil man kunne få mellom DKK 1,05 og DKK 1,10 per produsert kWh varme og strøm.

I Norge er det kun 28 biogassanlegg i dag (deponigassanlegg, industrianlegg og gårdsanlegg ikke medtatt), og kun seks av disse tar imot matavfall. Disse anleggene produserte totalt 192 GWh i 2009. De fleste biogassanleggene er slamanlegg som enten ikke utnytter biogassen til annet enn egen oppvarming i anlegget, eller som produserer strøm og varme. De fleste anleggene ble bygget lenge før det ble gitt investeringsstøtte til biogassanlegg. De nyeste anleggene har fått mellom 5 og 30 % investeringsstøtte fra Enova og Transnova.

Anleggene får dårlig betalt for leveranse av fjernvarme og strøm til lokalt nett (ca. NOK 0,36/kWh for strøm, og de fleste stedene er det også dårlig utbygd fjernvarmenett). Tre anleggseiere har derfor investert i oppgraderingsanlegg for biogass, slik at gassen kan selges til gassnett eller til drivstoff til kjøretøyer. Oppgradering av biogassen kan gi en inntekt på ca. NOK 6,60/Nm³ metangass (ca. NOK 4,30/Nm³ rågass, NOK 0,66/kWh), men kostnadene for å oppgradere gassen ligger på ca. NOK 1,50/Nm³ rågass, og det er omtrent like store kostnader forbundet med distribusjon av gassen, så det blir normalt ikke så mye igjen til anleggseierne. Man må normalt forhandle med distributører av gass om pris for leveranse av gassen, og hittil har ikke anleggseierne fått mye inntekter for oppgradert biogass.

De norske, danske og svenske biogassanleggene opererer i et felles marked for mottak av biogasssubstrat. Biogasssubstrat øker gassproduksjonen, og dette gir økte inntekter for salg av gass i Sverige (oppgradert gass) og Danmark (salg av fjernvarme og strøm). Anleggene er stort sett finansiert av grunnlasten, og man kan derfor ta imot biogasssubstrat fra Norge for NOK 2-300 inklusive transportkostnader, og nye norske biogassanlegg vil ikke kunne konkurrere mot disse prisene. Det bygges derfor kun nye norske biogassanlegg der man har langvarige avtaler om leveranse av avfall, og det er få eller ingen som våger å satse på biogassanlegg for mottak av kildesortert husholdningsavfall uten sikrede mengder.

Matavfallet i husholdningsavfallet blir enten ikke utsortert og brent sammen med restavfallet, eller utsortert og sendt ut på anbud (om kommunen ikke har eget anlegg). Da vinner gjerne firmaer som har egen forbehandling i Norge, og som sender biogasssubstratet videre til Sverige eller Danmark. De grønne sertifikatene som nå skal innføres, vil i liten grad kunne avhjelpe disse forskjellene mellom de nordiske landene.

Forskjeller i kostnader og inntekter for biogassanlegg i Norge, Sverige og Danmark er vist i tabell 1 og 2. Dessverre har vi fått lite data fra norske anlegg, så tallene er svært usikre!

Tabell 1. Kostnader for forskjellige innsatsfaktorer i Norge, Sverige og Danmark.

Innsatsfaktor	Norge	Sverige	Danmark	Enhet
Utgifter:				
Investeringskostnader (figur 1, 2, 8, 9 og 14)	2 500-8 500	1 200-1 550 ¹	500-2 100	2011-NOK/tonn kapasitet
	12,8-64,2	8,5-23,6	4,9-46,6	2011-kNOK/m ³ råtnetank
Drifts- og vedlikeholdskostnader	340 – 640 ²	Mangler tall	17-182 ³	NOK/tonn behandlet
Biorest (transport og spredning)	240-500 ^{2 4}	Bøndene tar imot gratis	Bøndene tar imot gratis	NOK/tonn biorest
Gassgenerator	0,24-0,49 ²	Lite aktuelt	Mangler tall	NOK/kWh
Gassoppgradering	0,22 ⁵	0,06-0,28	Mangler tall	NOK/kWh
Gasstdistribusjon	Mangler tall, avhenger av mange faktorer			

¹ Per tonn tilført anlegget i 2010.

² Kun tall fra to anlegg.

³ Per tonn kapasitet i anlegget.

⁴ Det høyeste tallet gjelder et slamanlegg med lange transportavstander og er lite representativt.

⁵ Kun tall fra ett norsk anlegg.

Tabell 2. Inntekter for forskjellige innsatsfaktorer i Norge, Sverige og Danmark.

Innsatsfaktor	Norge	Sverige	Danmark	Enhet
Inntekter:				
Kildesortert husholdningsavfall	700-1 050 ¹	420-640	585-878	NOK/tonn behandlet
Biogasssubstrat	Mangler tall	0-200		NOK/tonn behandlet
Slakteriavfall	500-700 ²	-25-+85		NOK/tonn behandlet
Fiskeensilasje	850 ²	Mangler tall	Mangler tall	NOK/tonn behandlet
Fjernvarme	0,20-1,00 ²	Lite aktuelt	Mangler tall	NOK/kWh
Strøm	0,30-0,60	Lite aktuelt	0,82-1,26	NOK/kWh
Metangass (solgt som drivstoff ekskl. mva.)	Ca. 0,66	0,85-0,95	Uaktuelt	NOK/kWh

¹ Kun tall fra to anlegg.

² Tall fra forprosjekter

Det er vanskelig å sammenligne slike tall, da det er så store forskjeller i hvordan anleggene er bygd opp og drives. I Sverige og Danmark har man i stor grad husdyrgjødsel som grunnlast i anleggene som mottar matavfall, og disse anleggene er mye større enn de norske anleggene. Bøndene som leverer husdyrgjødsel til anlegget, henter bioresten gratis, uavvannet og sprer den på jordene sine. Biogassanleggene sparer da kostnader for avvanning, transport og spredning av bioresten.

Det er ikke så veldig store forskjeller i investeringskostnader for norske, danske og svenske anlegg, hvis vi ser det i forhold til råtnetankvolumer. Dette er mer sammenlignbart enn å se kostnadene i forhold til kapasitet, da tilførte avfallsmengder kan ha svært ulikt tørrstoffinnhold, og det er mengde tørrstoff som er mest avgjørende for anleggsstørrelsen, når disse opereres med omtrent samme tørrstoffinnhold i tankene (ca. 5-7 %). Det er kun to store norske anlegg som kommer mye dårligere ut enn de danske og svenske anleggene, og disse to anleggene har mye ekstrautstyr. Det er derfor ikke først og fremst anleggskostnadene som gjør at det er kostnadsmessige forskjeller mellom norske, danske og svenske anlegg.

Markedet for mottak av biogasssubstrat og slakteriavfall er blitt hardere i Sverige og Danmark de siste årene, og man kan derfor ikke forvente så høye priser i Norge heller etter hvert, ettersom dette avfallet da også vil gå til Sverige og Danmark.

Totalt sett har myndighetene i Norge ikke gjort stort for å stimulere til bygging av nye biogassanlegg, og dette gir seg utslag i at det så godt som bare er kommunale og interkommunale anlegg som ser dagens lys. Disse anleggene kan kompensere for manglende støtteordninger og inntekter fra salg av biogass ved å la abonnentene betale kostnadene gjennom abonnementsgebyrer. Det er svært få private anleggseiere som våger å satse på bygging av nye biogassanlegg i Norge i dag. Selv med støtte fra Enova blir ikke anleggene bygget pga. for dårlige utsikter til god økonomi (for eksempel Agroenergi på Ørlandet). Etter at man tok bort avgiften på avfallsforbrenning er det tvert imot anleggseiere som vurderer å gå tilbake til å brenne matavfallet, istedenfor å betale mer for kildesortering og kompostering og/eller utråkning. Det kommer også mindre mengder biogasssubstrat fra næringsmiddelbedrifter til norske anlegg nå enn tidligere, og det kan skyldes at det koster mindre for bedriftene å levere avfallet til svenske eller danske anlegg.

3 RAMMEBETINGELSER FOR BIOGASS

Det er i de nordiske landene etablert en rekke virkemidler som, direkte eller indirekte, fremmer produksjon og bruk av biogass fra våtorganisk avfall og husdyrgjødsel. Nedenfor gis en kort oppsummering av rammebetingelser for Norge, Danmark og Sverige.

3.1 Norge

3.1.1 Regelverk

Forbud mot deponering av nedbrytbart avfall og avgift på sluttbehandling av avfall

På avfallssiden bidrar dagens virkemidler i første omgang til å sikre at våtorganisk avfall er tilgjengelig for produksjon av biogass gjennom forbudet mot deponering av biologisk nedbrytbart avfall (som har avløst det tidligere forbudet mot deponering av våtorganisk avfall).

Sluttbehandlingsavgiften på avfall har i noen grad bidratt til å bedre lønnsomheten ved biogassproduksjon sammenliknet med forbrenning. Denne avgiften ble imidlertid fjernet 1. oktober 2010. Hensikten med frafall av avgiften var å samordne rammebetingelsene for avfallsforbrenning med de svenske, men det kan også vise seg å være til hinder for økt kildesortering og behandling i biogassanlegg.

Restriksjoner på spredning av husdyrgjødsel og gjødselplanlegging

Forskrift om gjødselvarer mv. av organisk opphav (gjødselvereforskriften) forbyr i dag spredning av husdyrgjødsel i gitte perioder av året og på frossen mark. Disse restriksjonene kan være med på å øke motivasjonen for å levere gjødsel til biogassproduksjon som et alternativ til lagring, da bioresten kan lagres ute på jordene. Krav om gjødselplan i forskrift om gjødselplanlegging kan dessuten være med på å bevisstgjøre gårdbrukere med overskudd av husdyrgjødsel om at ressursen bør leveres til biogassproduksjon.

Gjødselvereforskriften krever imidlertid at all biorest som skal brukes, skal være hygienisert. Det er gjort unntak for husdyrgjødsel for bruk på eget eller leid areal, men hvis flere bønder går sammen om et biogassanlegg, må husdyrgjødselen også hygieniseres. I Danmark tolkes reglene dithen at bønder som går sammen om et biogassanlegg, sprer bioresten på eget areal. Med opptil 25 % annet avfall enn husdyrgjødsel, gjelder fremdeles reglene for bruk og oppbevaring av husdyrgjødsel for danske fellesanlegg. Annet avfall må likevel hygieniseres også på danske fellesanlegg.

Mattilsynet er også strenge på at bioresten skal kjøres ut med rene kjøretøy. Det betyr i praksis at man ikke kan kjøre ut bioresten på samme måte som i Sverige og Danmark, der man leverer husdyrgjødsel til biogassanlegget med samme kjøretøy som man henter flytende biorest fra anlegget med. I Norge krever Mattilsynet at man rengjør kjøretøyet mellom bruk til levering av husdyrgjødsel og utkjøring av biorest.

Fornybardirektivet og annen EU-lovgivning

Sommeren 2009 vedtok EU Fornybardirektivet. En sentral del av direktivet er at det skal settes nasjonale mål for andelen fornybar energi i 2020 målt i forhold til landenes samlede energibruk. EU skal øke sin fornybarandel fra 8,5 prosent i 2005 til 20 prosent innen 2020.

For å nå dette målet har landene fått hvert sitt nasjonale mål som til sammen utgjør målet om 20 prosent. Etter samtaler med EU-kommisjonen har Norge sommeren 2011 foreslått et mål om en fornybarandel i Norge på 67,5 prosent i 2020. Det vil være en økning på om lag 9,5 prosentpoeng fra 2005.

Økt produksjon av biogass kan være et viktig bidrag til å nå dette målet.

Andre vedtak

Stortinget vedtok i 2009 at 30 % av husdyrgjødsel i Norge skal behandles i et biogassanlegg innen 2020.

3.1.2 Virkemidler for økt produksjon og bruk av biogass

Enova

Enova forvalter Energifondet, som er finansiert med 1 øre/kWh på nett-tariffen for strøm. Enova forvalter ca 3,5 milliarder kr pr år. I 2009 ble det opprettet et program for biogass. Det kan gis investeringsstøtte på inntil 30 % til større biogassanlegg (kun til selve biogassanlegget, ikke til for- og etterbehandling). Den nye ordningen skal i utgangspunktet gjøre det lettere å få økonomisk støtte, men det er relativt strenge tildelingskriterier. Bl.a. skal minimum energileveranse være på 1 GWh/år, og det stilles krav til minimum og maksimal lønnsomhet. I tillegg konkurrerer prosjektene mht. høyest energileveranse per støttekrone. Programmet gjelder for perioden 2009-2011.

Det er til sammen 8 biogassanlegg som har fått støtte fra Enova fra 2009 til sommeren 2011. Disse prosjektene er vist i tabell 3.

Tabell 3. Biogassanlegg som har fått støtte fra Enova.

Navn på søker	Lokalisering	Støtte fra Enova (mill. kr)	Energikvantum (GWh/år)	Fremdrift
Agroenergi	Ørlandet	9,0	15,7	Byggestart forsinket
Lindum	Drammen	8,0	16,0	Under bygging
FREVAR	Fredrikstad	14,9	24,7	Under bygging
Oslo EGE	Nes	35,0	51,5	Under bygging
Hugaas Biogass	Soknedal, Sør-Trøndelag	3,0	2,2	Under bygging
Biokraft AS	Skogn	37,4	75,0	Under planlegging
Ura Pilanlegg	Tomrefjorden	1,9	2,1	Under planlegging
Borregaard	Sarpsborg	30,0	44,2	Under planlegging
Sum		139,2	231,4	

Fire av de åtte prosjektene er under bygging. Prosjektet til Agroenergi på Ørlandet skal ta hånd om husdyrgjødsel, samt avfall fra fiskeindustrien og noe næringsmiddelindustri. Det ledes av en gruppe bønder, med støtte fra det lokale energiselskapet. Dette prosjektet har stoppet opp, og det er usikkert om det blir gjennomført.

Anlegget eid av Hugaas Biogass AS i Soknedal i Sør-Trøndelag er et rent industrianlegg som skal behandle slakteriavfall og gjødsel fra kyllingproduksjon.

Anlegget til Biokraft på Fiborgtangen i Skogn skal i utgangspunktet ta imot restprodukt fra fiskeoljeproduksjon fra død fisk, men også biomasse fra renseanlegget til Norske Skog. Biogassen skal i utgangspunktet brukes til bussdrift i Trondheim.

Ura Pilanlegg er et anlegg for behandling av avløpslam fra Ålesund kommune, men også planene for dette anlegget har stoppet opp.

Borregaard i Sarpsborg planlegger et biogassanlegg for slam fra et renseanlegg for treforedlingsindustri.

Innovasjon Norge

Innovasjon Norge har et bioenergiprogram som skal stimulere bønder og skogeiere til å produsere, bruke og levere bioenergi. Innovasjon Norge kan gi investeringsstøtte på inntil 35 prosent til mindre gårdsanlegg for produksjon av biogass gjennom dette programmet. Etter at ordningen ble opprettet i 2005 er det gitt støtte til fem anlegg.

Transnova

Transnova er en prøveordning opprettet i 2009 med en varighet på 3 år. Transnova har et budsjett på NOK 50 mill. årlig som skal gå til tiltak for å redusere klimautslipp og annen miljøforurensning fra transportsektoren. Transnova som administreres av Vegdirektoratet, fokuserer i første omgang mest på å erstatte fossilt drivstoff med drivstoff som gir lavere eller ingen utslipp av klimagasser.

Transnova kan støtte biogassprosjekter som befinner seg i markedsintroduksjonsfasen, og støtte fra Transnova skal da være utløsende for at prosjektet blir gjennomført. Følgende biogassprosjekter har fått støtte fra Transnova:

Tabell 4. Biogassprosjekter som har fått støtte fra Transnova.

Ansvarlig	Prosjekt	Støtte (mill. NOK)	År
12-kommunesamarbeidet i Vestfold	Biogass i Vestfold	1,2	2010
AGA as	Utbygging av infrastruktur for biogass som drivstoff i transportsektoren	10,7	2009-11
Bioskiva AS, Opphaug	Produksjon av biogass gjennom fermentering av husdyrgjødsel	0,15	2010
Fredrikstad biogass	Etablering av ny fyllestasjon for klimanøytral biogass for transportsektoren i nedre Glomma-regionen	2,0	2010-13
HOG Energi	Forstudie på biogassbusser i Bergen	0,10	2010
HOG Energi	Biogass som drivstoff i Hordaland	0,25	2011
Lyse Neo AS	Kombinerte ladestasjoner og fyllestasjoner for biogass i Rogaland	2,5	2010
Lyse Neo AS	Studie av kostnads- og miljøvurderinger for busskonsepter i Rogaland	0,642	2010-11
Lyse Neo AS	Kombinert hurtiglader for elbil og fyllestasjon for biogass	0,9	2011-12
Norsk bioenergiforening	Biodrivstoff på klimaveien	0,3	2009-10
Troms fylkeskommune	Biogassanlegg i Tromsø? Utredning for reduksjon av CO ₂ -utslipp fra bybusser	0,25	2011
Totalt		18,992	

Sertifikatmarked

Etter mange års forhandlinger ble avtalen mellom Sverige og Norge underskrevet i juni 2011. Sertifikatmarkedet skal gjelde fra 1.1.2012.

Grønne sertifikater er en måte å finansiere utbygging av fornybar energi. Sertifikatene utstedes til selskaper som bygger ut ny fornybar energiproduksjon. Alle som selger strøm pålegges å kjøpe en bestemt mengde slike sertifikater fra produsentene. Det betyr at selskaper som bygger ut fornybar energiproduksjon, får en ekstra inntekt i tillegg til markedspris på elektrisiteten de selger. Ordningen finansieres av et påslag på elprisen som forbrukerne betaler. I utgangspunktet er ordningen teknologinøytral, dvs. de billigste prosjektene (vannkraft) vil bli bygd ut først.

3.1.3 Avgiftsfritak for biogass

Avgifter på drivstoff er ett av de mest betydningsfulle eksisterende virkemidlene som påvirker overgang til andre energibærere: Ved bruk i transportsektoren konkurrerer biogass hovedsakelig med bensin og diesel som drivstoff. Per i dag gis det fritak for vegbruksavgift og CO₂-avgift for biogass, og finansministeren lovet i fjor avgiftsfritak ut denne stortingsperioden. Dette ble bekreftet og forlenget i statsbudsjettet for 2012 til å gjelde til ut 2015. Etter dette kan avgiften eventuelt innføres igjen.

Fra 1. januar 2011 er avgift på bensin og avgift på mineralolje til fremdrift av motorvogn

(autodiesel) innarbeidet i ett felles stortingsvedtak om **veibruksavgift på drivstoff**. Endringen er kun av terminologisk art.

De viktigste avgiftene per 2011 vises nedenfor:

Vegbruksavgift:

- Svovelfri bensin: NOK 4,62
- Svovelfri diesel: NOK 3,62
- Biodiesel: NOK 1,81

- CO₂ -avgift på mineralske produkter
 - Bensin: NOK 0,88
 - Mineralolje: NOK 0,59
 - Naturgass: NOK 0,44
 - LPG: NOK 0,66

Det gis fritak for avgift for andel biogass i naturgass og LPG.

Til bruk i stasjonære anvendelser er avgiftsatsene på mineralolje:

- Grunnavgift
 - Fyringsolje: NOK 0,98

3.2 Danmark

3.2.1 Avfallspolitikk, lover og regler

Det ble innført forbud mot deponering av forbrenningsegnet avfall i Danmark i 1997. Det ble da bygd ut god kapasitet for avfallsforbrenning, der utbyggerne var kommunalt eide selskaper. I Danmark er det fortsatt kommunal enerett på innsamling av husholdningsavfall og næringsavfall som likner husholdningsavfall. At kommunene selv eier forbrenningsanlegg som har god kapasitet, sammen med noen mislykkede etableringer av biogassanlegg for matavfall og lave priser på forbrenning, har ført til lite kildesortering av avfall fra husholdninger og dermed lite biogassproduksjon fra husholdningsavfall (Werter DAKOFA pers med). Det er i dag kun to biogassanlegg som er innrettet mot det kommunale markedet (Audebo og Grindsted).

Regelverket for bruk av organiske gjødselvarer av avfallsopphav (Bekendtgørelse om anvendelse af affald til jordbrugsformål) setter krav til avfall som skal behandles biologisk og spres på jord. Grenseverdier for tungmetaller og organiske miljøgifter gjelder for avfall inn på biogassanlegg, og husdyrgjødsel er fritatt for disse kravene. Hvis det er mindre enn 25 % avfall (i tørrstoff) inn på biogassanlegget, vil reglene for bruk og oppbevaring av husdyrgjødsel gjelde for bioresten. Ved bruk av gjødselvarer som inneholder matavfall, stilles det i utgangspunktet mer omfattende krav til kommunal saksbehandling enn det gjør i Norge. De generelle reglene for bruk av husdyrgjødsel stiller strenge krav til næringsstoffregnskap og planlegging.

Kravene som biproduktfordningen stiller til behandling av matavfall fra husholdninger og storkjøkken, er implementert også i Danmark, så kravene som stilles til hygienisering, er i

utgangspunktet de samme som i Norge. Danmark har (ennå) ikke definert nasjonale metoder for matavfall som omfattes av biproduktforordningen – her gjelder fremdeles 70 °C, 12 mm, 60 minutter. For avfall som ikke er omfattet av biproduktforordningen har man derimot definert alternative behandlingsmetoder. Disse er med i Slambekendtgørelsens bilag 3, som muliggjør termofil anaerob behandling uten annen varmebehandling, og mesofil behandling i kombinasjon med andre for- eller etterbehandlinger enn 70 °C i 60 minutter.

3.2.2 Rammebetingelser og økonomi

Husdyrgjødsel har et lavt biogasspotensiale. Gylleanleggene baserer seg derfor på å hente inn annet avfall eller biomasse for å stabilisere prosessen og produsere nok energi til å tjene penger. De tar ulikt betalt for dette avfallet / denne biomassen. Mangelen på spredeareal for husdyrgjødsel og fiber fra gylleseparasjonsanlegg gjør at biogassanleggene kan ta seg betalt for å ta imot gylle eller fiber som ikke skal returneres til den som leverte det.

Danmark har et energisystem basert på kraftvarmeanlegg til el- og fjernvarmeproduksjon og har et godt utbygd naturgassnett. Slik sett ligger det godt til rette for stasjonær utnyttelse av biogass i Danmark.

Danmark har satsset mye på å øke andelen fornybar energi, særlig gjelder dette vindenergi. Videre har det vært satsset på å øke produksjonen av bioenergi, blant annet biogass. Gjennom avgifter på elektrisk kraft og fossil energi har det vært et mål å gjøre bioenergi mer konkurransedyktig. Elektrisitet og varme produsert på basis av biogass er unntatt avgift, mens det er avgift på biometan (oppgradert gass til gassledningsnett eller kjøretøydrift). Omfanget av etableringer av biogassanlegg har gått i bølger, avhengig av virkemidler og rammebetingelser.

Støtteordningene for biogassanlegg har vært gode, og mangel på spredeareal for husdyrgjødsel har vært en drivkraft i utviklingen av biogassproduksjonen.

For produksjon av elektrisk kraft basert på biogass har det siden 1992 vært garantert en innmatingstariff som er gitt per produsert kWh. Ordningen finansieres av forbrukerne. Det ble i 2005 innført en garantert minstepris på DKK 0,60 per kWh i 10 år og deretter DKK 0,40 per kWh i nye 10 år. Veksten i antall biogassanlegg stagnerte i perioden 2006–2008, men deretter var det en viss optimisme, og det er etablert noen nye anlegg etter dette. I 2008 ble prisene hevet til DKK 0,745 per kWh for elektrisitet produsert på biogass og DKK 0,405 per kWh for den andelen biogass som brukes sammen med andre energikilder. Disse prisene reguleres med 60 % av generell prisutvikling, slik at prisen i 2009 var DKK 0,762, og DKK 0,772 i 2010. Med tilsvarende regulering for delvis biogassfyrte anlegg ble prisene DKK 0,414 per kWh i 2009, og DKK 0,419 i 2010. Biogass som oppgraderes til å gå inn på naturgassnettet, får ingen støtte og pålegges dessuten samme avgift som naturgassen.

Det kan gis støtte til etablering av biogassfellesanlegg (anlegg der flere bønder samarbeider) og tilslutning til slike anlegg. For biogassfellesanlegg er det ei ordning med 20 % tilskudd (maksimalt DKK 30 millioner per anlegg) og kommunegaranterte lån på inntil 60 %. De resterende 20 % skal søker selv finansiere. Det er en egen ramme for økologiske biogassanlegg som inntil fem økologiske gårder kan eie og drive i fellesskap, Det er et vilkår for investeringsstøtte at husdyrgjødsel utgjør minst 75 % av substratet i anlegget (50 % i økologiske anlegg).

Det kan gis støtte til investeringer på den enkelte gård, til for eksempel fortanker, forbehandlingsanlegg og anlegg som er nødvendige for leveranse av husdyrgjødsel og biomasse. For slik støtte er det et vilkår at søkeren har avtale om levering av husdyrgjødsel til fellesanlegg eller har gårdsanlegg for biogassproduksjon. Ved behandling av søknadene legges det vekt på blant annet kostnadseffektivitet, sysselsettingseffekt og effekt på miljø og klima. Videre er det krav at anlegget har fått miljøgodkjenning. Kommunernes Landsforening (2010) har gått ut og oppfordret kommune til å være tilbakeholdne med å stille garanti for fellesanlegg, da de mener at det er mange forhold ved denne ordningen som ikke er avklart.

Den danske regjeringen har i februar 2011 lagt fram Energistrategi 2050 der det varsles flere endringer i virkemidlene for biogassproduksjon. I strategien varsles det innføring av et tilskudd til biogassproduksjon på DKK 27 per gigajoule (GJ) (9,7 øre/kWh) fra 2012. Dette tilskuddet skal utbetales uten hensyn til hvordan biogassen anvendes. Både biogass som brukes i kraftvarmeverk og som mates inn på gassnettet, skal støttes med DKK 75 per GJ (27 øre/kWh) inkludert tilskuddet til biogassproduksjon. For biogass som brukes til prosess og transport skal det gis DKK 12 per GJ (4,3 øre/kWh), slik at en med produksjonstilskuddet kommer opp i DKK 39 per GJ (14 øre/kWh).

I tillegg skal det gis et tilskudd på DKK 22,5 per GJ (8,1 øre/kWh) til biogassproduksjon på basis av husdyrgjødsel, et tilskudd som er ment å dekke kostnadene ved separering av gjødsel. Det går fram av strategien at dette tilskuddet skal avtrappes i takt med naturgassprisen. Videre skal investeringstilskuddet økes fra 20 til 30 %. Det er også varslet støtte til utbygging av infrastrukturen for biogass for å avhjelpe negative konsekvenser av at kraftvarmeanleggene ikke lenger vil bli pålagt å bruke biogass. Ifølge fødevarerminister Henrik Høegh vil et biogassanlegg basert på minst 75 % gylle og som produserer både elektrisitet og varme, med denne støtten oppnå priser på mellom DKK 1,05 og DKK 1,10 per kWh.

3.2.3 Regneeksempel for økonomiske rammebetingelser - stasjonær bruk av biogass

Eksemplene her er hentet fra en presentasjon Jens Roger Helbo Hansen holdt ved en konferanse i energinet.dk sin regi 8. september 2010.

Verdien av elproduksjonstilskudd og avgiftsfritak er beregnet for bruk av biogass tilsvarende 1GJ (278 kWh) i et kraft/varmeanlegg som bruker både biogass og naturgass, for et gassforbruk på 1 GJ, elproduksjon 0,375 GJ (104 kWh), varmeproduksjon 0,500 GJ (139 kWh), tap 0,125 GJ (35 kWh). Verdien av investeringsstøtte til produksjon av gassen er ikke tatt med her.

Tabell 5. Verdi av elproduksjonstilskudd og avgiftsfritak av 1 GJ (278 kWh) produsert biogass brukt til elproduksjon.

Tilskudd:	Innenfor kvote:	Utenfor kvote:
Elproduksjonstilskudd	104 kWh à 42 øre = DKK 43,80	104 kWh à 42 øre = DKK 43,80
CO2 avgiftsstøtte	0,4 GJ à DKK 8,90 = DKK 3,60	1 GJ à DKK 8,90 = DKK 8,90
Energiavgiftsstøtte	0,4 GJ à DKK 57,30 = DKK 22,90	0,4 GJ à DKK 57,30 = DKK 22,90
I alt før kvoter	DKK 70,20	DKK 75,50
Kvotestøtte	1 GJ à DKK 8,90 = DKK 8,90	
I alt støtte per GJ	DKK 79,10	DKK 75,50
I alt støtte per kWh	DKK 0,285	DKK 0,272

Tilsvarende er beregnet for andre anvendelser av biogassen, der den erstatter naturgass – her også for 1GJ.

Tabell 6. Verdi av avgiftsfritak av 1 GJ (278 kWh) produsert biogass, brukt til erstatning av naturgass.

Tilskudd	Prosessindustri:	Gartneri :	Romvarme:
CO ₂ avgiftsstøtte	1 GJ à DKK 4,50 = DKK 4,50	1 GJ à DKK 0 = DKK 0	1 GJ à DKK 57,30 = DKK 57,30
Energiavgiftsstøtte	1 GJ à DKK 8,90 = DKK 8,90	1 GJ à DKK 8,90 = DKK 8,90	1 GJ à DKK 8,90 = DKK 8,90
I alt støtte per GJ	DKK 13,40	DKK 8,90	DKK 66,20
I alt støtte per kWh	DKK 0,048	DKK 0,032	DKK 0,238

3.2.4 Transportsektoren

Per i dag er det lite eller ingen bruk av biogass i transportsektoren i Danmark. Energistrategi 2050 legger opp til å øke tilskuddet til bruk av biogass i prosessindustri og transport til DKK 22,50/GJ (DKK 0,08/kWh), i tillegg til de generelle tilskuddene til produksjon av biogassen.

3.3 Sverige

3.3.1 Generelt

Internasjonalt regnes Sverige som ledende når det gjelder anvendelse av biogass i transportsektoren. Allerede i 1997 ble det satt i drift anlegg som produserte biogass som ble brukt i busser og i kommunale kjøretøy. I dag finnes det ca. hundre fyllestasjoner for gass og over halvparten av benyttet gass er oppgradert biogass.

Til sammen ble det i 2007 brukt ca. 28 mill. Nm³ biogass i transportsektoren. Ifølge svensk Gassforening fantes det ved utgangen av 2008 ca. 16 900 gasskjøretøy i Sverige.

Resten av dette kapittelet er skrevet av Chris Hellström på Asplan Viaks datterselskap KanEnergi Sverige.

3.3.2 Støtteanordninger

Statligt stöd för biogasanläggning och tillhörande infrastruktur.

Lokala investeringsprogram (LIP) och klimatinvesteringsprogram (KLIMP)

Under åren 1998-2002 avsatte Sveriges riksdag 6,2 miljarder kronor i bidrag till LIP med syfte att öka den ekologiska hållbarheten. Under perioden 1998 till 2002 startade 211 investeringsprogram i 161 kommuner. Programmen har spänt över hela miljöområdet – från energieffektivisering och energiomställning till projekt för att skapa goda boendemiljöer, rena utsläpp till luft och vatten, samt öka den biologiska mångfalden. Arbetet med LIP har pågått i tio år och 2007 genomfördes de sista programmen. Under 2008 fastställdes de slutliga bidragen. Nästan 4,4 miljarder av bidragsmedlen har kommit till användning.

Programmen innebar att kommunerna sökte för ett antal åtgärder/projekt inom olika områden och genomförde de enskilda projekten inom en 4-årsperiod.

Under tiden för LIP beviljades följande medel för projekt inom biogasområdet:

Tabell 7. LIP-bevilgninger til biogassprosjekter.

	antal åtgärder	Investering (SEK)	Bidrag (SEK)	% bidrag
Biogasanläggning/ rötning	33	847 823 165	214 269 835	25
System för biogas som fordonsbränsle	57	740 520 874	122 936 456	17
Varav: åtgärder för infrastruktur	16	232 430 085	61 919 603	27
Varav åtgärder om fordon	41	508 090 789	61 016 853	12
Summa	90	1 588 344 039	337 206 291	21

KLIMP var ett statligt stöd för olika projekt som syftade till minskning av klimatpåverkande utsläpp, 2003-2008. De sista programmen löper fortfarande och kommer att slutrapporteras först under år 2012. Inga nya stöd från KLIMP är sökbara!

Hittills slutrapporterade program innehöll följande projektgrupper och investeringar:

Tabell 8. KLIMP-slutrapporterte program.

Åtgärdsgrupp	Antal	Investering (SEK)	Bidrag (SEK)	% bidrag
Infrastruktur för biogas	27	338 985 747	76 551 977	23
Rötning - samrötning av olika fraktioner	4	200 625 824	48 772 191	24
Rötning av avfall	1	4 200 000	392 976	9
Rötning av jordbruksrester	3	53 774 000	9 743 483	18
Rötning av slam	4	38 324 724	11 540 000	30
Rötning från livsmedelsavfall	2	79 500 000	23 850 000	30
Övrigt	1	3 460 000	54 000	2
Summa	42	718 870 295	170 904 627	24

De hittills inte slutrapporterade programmen innehåller följande biogasprojekt (investeringen är den beräknade investeringen och dito bidrag):

Tabell 9. Biogassprosjekter i ikke avsluttede program.

	Antal	Beräknat investering (SEK)	Beräknat bidrag (SEK)	% bidrag
Infrastruktur för biogas	12	231 920 000	61 212 000	26
Rötning - samrötning av olika fraktioner	3	278 026 000	46 530 000	17
Rötning av avfall	4	85 932 100	19 058 630	22
Rötning av jordbruksrester	8	542 025 000	114 025 400	21
Rötning från livsmedelsavfall	2	4 250 000	1 275 000	30
Summa	29	1 142 153 100	242 101 030	21

Støtte til biogass i Sveriges landsbygdprogram (EU-finansiert)

Landsbygdprogrammet omfattar perioden 2007-2013 och har som övergripande mål att stödja en ekonomiskt, ekologiskt och socialt hållbar utveckling av landsbygden i Sverige. Programmet finansieras både från EU-budgeten och nationellt och omfattar totalt cirka 35 miljarder kronor, eller cirka 5 miljarder kronor per år.

Regeringen har öronmärkt 200 miljoner kronor som stöd för att få igång gödselbaserad biogasproduktion. Varje år under 2009-2013 får 40 miljoner kronor delas ut som investeringsstöd till biogasanläggningar.

Stöd kan fås för:

- alla investeringar för att kunna producera, lagra och förädla biogas
- t.ex. utrustning för förbehandling av substrat, röt-kammare, gaslager, rötrestlager samt
- kraftvärme- eller uppgraderingsanläggning och anslutningsledning till ett befintligt gasnät eller en uppgraderingsanläggning.
- Konsultkostnader och andra kostnader som är direkt knutna till investeringen fås också stöd för.

Prioriterade ansökningar

Anläggningar som dimensioneras för stora mängder stallgödsel eller för samrötning av stallgödsel och andra substrat har högst prioritet. Minst hälften av substratet bör vara stallgödsel, men andra kombinationer av substrat kan också godkännas. Helst bör anläggningen omfatta gastät lagring av rötresten med uppsamling av gasen, men andra lösningar kan också godtas. Det viktiga är att minimera utsläppen av metan.

Stödbelopp

Upp till 30 % av kostnaderna, för verksamheter i norra Sverige kan vissa fall beviljas upp till 50 %. I de flesta fall kan ett och samma företag få högst 1,8 miljoner kronor under en treårsperiod.

Stödet hanteras av Svenska Jordbruksverket och målgruppen för stödet är främst lantbrukare.

En synpunkt som finns om detta stöd finns i rapporten "Mer biogas":

"Ett problem med detta förslag är den alltför begränsade tidsperioden, vilket gör att större projekt som ofta har långa ledtider utesluts. Ett tak på 25 miljoner innebär också att stora biogasproduktionsanläggningar, över 100 GWh, inte får stöd i tillräcklig omfattning. Det är positivt att stödet gäller hela produktionskedjan, från logistik till användning, men förslaget behöver utvecklas eller kombineras med andra investeringsstöd för att nå ökad realisering av biogasproduktion."

Energimyndighetenes støtte til biogass

Regeringen avsatte under 2009 SEK 150 miljoner i stöd i syfte att stödja en effektiv och utökad produktion, distribution och användning av biogas och andra förnyelsebara gaser. Syftet med stödet är att främja energiteknik som är gynnsam ur ett klimatperspektiv men som ännu inte är kommersiellt konkurrenskraftig. Energimyndigheten fick i uppdrag av regeringen att fördela dessa medel. Den första utlysningen kom under hösten 2009 och omfattade ca SEK100 miljoner. Varje projekt får högst SEK 25 miljoner och medlen får utgöra högst 45 procent av merkostnaderna i projektet. Sammanlagt inkom 76 ansökningar och den sökta summan uppgick till SEK 778 miljoner. Elva projekt blev beviljade.

Tabell 10. Projekt som tilldelats investeringsstöd i första omgången.

Titel	Sökande	Bidragsförslag (SEK)
Minskade metanemissioner och ökad biogasutvinning på Gryaabs avloppsreningsverk	Göteborg Energi AB	1 500 000
Distribution av flytande biogas - tankbil	Fordonsgas Sverige AB	2 430 000
Kryogen uppgradering av deponigas	NSR AB	16 000 000
Biogas från torrrotning av organiskt avfall från hushåll och verksamheter	Västblekinge Miljö AB	19 000 000
Förbehandling av avfall för biogasframställning	Borås Energi och Miljö AB	5 319 000
Resurseffektiv rötresthantering vid metanslipsisfri biogasanläggning	Scandinavian Biogas Fuels AB	9 450 000
BiMe Trucks - energieffektiva tunga lastbilar för flytande biogas (67 bilar)	BRG Business Region Göteborg AB	19 000 000
BiMe Bus - Energieffektiva biogasbussar för regionaltrafik	BRG Business Region Göteborg AB	4 950 000
Vadsbo Biogasanläggning	Triventus Consulting AB	6 093 000
Biogas i Eskilstuna - samverkan mellan stad och land	Eskilstuna Energi & Miljö AB	4 950 000
Förvätskning av biogas	AGA GAS AB	17 300 000
Summa		105 992 000

I en andra utlysning 2011 fick sex projekt dela på sammanlagt 41 miljoner kronor. Därmed har totalt 142 miljoner kronor fördelats som investeringsstöd till sammanlagt 18 projekt under 2010 och 2011

I Biogasutlysningen 2010 var projekten som fick stöd främst inriktade mot uppgradering till flytande biogas, men även här fanns projekt inriktade mot förbehandling, ny produktionsteknik och minskning av metanemissionerna.

Till biogasutlysningen 2011 inkom 29 ansökningar och den sökta summan uppgick till 210 miljoner kronor.

Listan nedan visar de projekt som nu tilldelats stöd, men fler projekt som inkommit med ansökan i biogasutlysningen 2011 kan komma att bli beviljade medel.

Tabell 11. Projekt som tilldelats investeringsstöd i andra omgången.

Titel	Sökande	Beviljat belopp (SEK)
Biogas produktion via anaerobbehandling av avloppsvatten vid SE Fors bruk	StoraEnso Fors AB	25 000 000
Förbehandling av vallensilage med extrusion	Karlskoga Biogas AB	1 513 000
Biologisk förhydrolys vid samrötning av hushållens matavfall och livsmedelsavfall från verksamheter	NSR AB	948 000
Demonstrationsanläggning för förbehandling av restprodukter som halm, växtrester och hästgödsel	Lunds Energikoncernen AB	7 335 000
Fortsatt satsning på flytande biogas i Eskilstuna	Eskilstuna Energi & Miljö AB	1 125 000
Produktion och distribution av biogas på Gotland	Brogas AB	5 107 500
Summa		41 028 500

Øvrig biogasstøtte til forskning

Utöver de 150 miljonerna stödjer Energimyndigheten olika projekt för forskning inom biogas. Ett forskningsområde är att effektivisera processen för att framställa biogas. I år fördelas cirka sex miljoner kronor för detta. Tema Vatten i Linköping har tilldelats cirka sju miljoner kronor över fyra år för att forska inom detta område.

Støtte for biogass fra matavfall

Jordbruksverket utlyser september 2011 sex checkar på SEK 125 000 vardera för att stimulera till mer biogasproduktion av matavfall. Ni kan söka inom områdena:

Förbehandling: Exempel på insatser kan vara tester och mätningar av olika förbehandlingstekniker, sammanställning av de förbehandlingstekniker som finns idag eller workshops där resultat från olika förbehandlingstekniker redovisas och diskuteras.

Biogödsel från matavfall: Exempel på insatser kan vara provtagningsystem för biogödsel, anvisningar för biogödsel, hitta tänkbara mellanhänder för biogödsel, rådgivning till lantbrukare för att öka kunskapen om biogödsel och dess odlingseffekter.

Handlingsplaner: Regionala träffar med kommuner och biogaskontor som syftar till att uppdatera kommunernas avfallsplaner. Syftet är att hitta samverkanslösningar och sprida goda exempel.

Föra ut forskningsresultat till användarna: Hitta sätt att föra ut forskning kring biogas och matavfall på ett lättillgänglig sätt, så att den når ut till användarna.

Vem kan söka?

Nationella eller regionala aktörer såsom branschorganisationer, forskningsinstitut, eller nätverk av företag kan söka checkarna.

4 KOSTNADER FOR NORSKE BIOGASSANLEGG

4.1 Forprosjekter for biogassanlegg

4.1.1 OPS-samarbeid om biogassanlegg i Vestfold

I Vestfold har 12 kommuner gått sammen om å utlyse en konkurranse om et offentlig-privat-samarbeid om et biogassanlegg i Vestfold. Kommunene ønsker ikke å være delaktige i å eie og drive biogassanlegget. Biogassanlegget er forventet å motta følgende mengder råstoff fra Vestfold og Grenlandsregionen (Skien/Porsgrunn):

Tabell 12. Forventede innkommende avfallsmengder til biogassanlegget i Vestfold.

Avfallstype	Tonn/år			% TS	Tonn TS/år
	Vestfold	Grenland	Totalt		
Husholdningsavfall	9 100	6 900	16 000	35	5 600
Kommunalt slam (fra TAU)	16 000	0	16 000	30	4 800
Næringsavfall	20 000	500	20 500	35	7 175
Forbehandlet næringsavfall	22 000	0	22 000	22	4 840
Husdyrgjødsel	60 000	0	60 000	6	3 600
Totalt	127 100	7 400	134 500		26 015

I forbindelse med dette prosjektet er det laget et regneark der det er satt opp en del anslåtte enhetspriser, inntekter og kostnader relatert til biogassanlegget. Disse inntektene og kostnadene er vist i tabell 13. Kostnadene gjelder for et anlegg for 217 000 tonn avfall med 12 % TS, der bioresten kjøres i flytende form tilbake til bøndene som leverer husdyrgjødsel, og der bøndene ikke betaler verken for behandling av husdyrgjødselen eller mottak av bioresten. Dermed sparer man kostnader til avvanning og avsetning av bioresten, og bøndene får gratis gjødsel. Imidlertid må man gi et lagringstilskudd til bøndene for at disse skal kunne ta imot slam også utenom spredningstidspunktene. Biogassen er tenkt oppgradert til drivstoffkvalitet for å brukes til busser, avfallsbiler og andre gassdrevne biler, men infrastruktur for dette er foreløpig ikke på plass i Vestfold.

Tabell 13. Forventede inntekter og kostnader ved biogassanlegg i Vestfold.

Innsatsfaktor	Enhetspris	Enhet
Inntekter fra:		
Kildesortert husholdningsavfall	800	NOK/tonn
Kommunalt slam	500	NOK/tonn
Næringsavfall	250 – 400	NOK/tonn
Forbehandlet næringsavfall	25 – 100	NOK/tonn
Husdyrgjødsel	0	NOK/tonn
Biogass	0,70	NOK/kWh
Utgifter til:		
Strøm	0,70	NOK/kWh
Strømforbruk	3 902	GWh/år
Transport	1,50 – 1,60	NOK/tonnkm
Oppgradering av biogass	0,23	NOK/Nm ³
Rejektvannbehandling	8	NOK/m ³
Vedlikehold	3	%
Operatører	4 – 6	stk
Operatørlønn	350 000	NOK/år
Sosiale kostnader	50	% av lønn
Administrasjon	1 – 1,8	stk
Administrasjonslønn	750 000	NOK/år
Lagringstilskudd til bønder	0,5 – 2,0	mill. NOK/år
Leie av tomt	480 000	NOK/år
Investeringer:		
Anleggskostnader	334	mill. NOK
Forbehandlingsanleggets andel	5	%
Enovatilskudd	30	% uten forbehandling
Kapitalbehov forbehandling	12	mill. NOK
Kapitalbehov biogassanlegg	222	mill. NOK

4.1.2 Biogassanlegg på Stord

I 2009 fikk Sunnhordland Kraftlag (SKL), Hordaland olje og gass (HOG) og Sunnhordland Interkommunale Miljøverk (SIM) laget en mulighetsstudie for et biogassanlegg på Stord i tilknytning til SKLs etablerte gassnett der. Følgende avfallsmengder og biogassmengder er beregnet i forprosjektet:

Tabell 14. Beregnede avfallsmengder og tilsvarende gassmengder fra et anlegg på Stord.

Type avfall	Mengde (t/år)	TS %	Nm ³ biogass /tonn våtvekt	Forventet biogassprod. (mill. Nm ³ /år)
Kildesortert husholdningsavfall (SIM)	7 500	30	200	1,500
Septikslam (SIM)	2 500	15	50	0,125
Fiskeriavfall, Hordafôr	1 000	40	250	0,250
Slakteriavfall, Fatland Ølen	7 000	20	180	1,260
Grisegjødsel, Sverre Sæterbø, Fitjar	2 000	8	30	0,060
Totalt	20 000	23		3,195

Det er forutsatt at man anvender termofil utråtning (ca. 55 °C). Med 65 % metaninnhold i gassen og 9,67 kWh/Nm³ metangass får man ca. 20,1 GWh (mill. kWh) fra disse avfallsmengdene. Det mest realistiske alternativet for bruk av denne gassen er å oppgradere den til naturgasskvalitet og tilføre den til SKLs gassnett, da det mangler infrastruktur for å kunne bruke gassen til kjøretøydrivstoff, som anses som den mest lønnsomme måten å bruke biogassen på.

Investeringskostnader for anlegget er beregnet til:

Tabell 15. Beregnede investeringskostnader for et biogassanlegg på Stord.

Anleggsdel	Investeringsbehov (mill. NOK)
Forprosjekt	0,5
Forbehandlingsanlegg	15,0
Biogassanlegg	60,5
Oppgraderingsanlegg for biogass	15,0
Gassledninger	2,0
VA-anlegg	2,0
Tomt	5,0
Til sammen	100,0

Kostnadene for biogassanlegget anslås å være usikre, da de er beregnet utfra en kostnad på SEK 5 000 /tonn avfall, oppgitt av Østfoldforskning 2008, men redusert med NOK 750/tonn avfall ettersom forbehandlingen er beregnet separat her. Det er heller ikke i dette prosjektet nevnt noe om avvanning av bioresten.

Driftskostnadene for anlegget er beregnet i tabell 16.

Tabell 16. Beregnede driftskostnader for biogassanlegg på Stord.

Utgift til	Mill. NOK/år
Strøm (60 øre/kWh x 1,2 GWh/år)	0,7
Egenprodusert gass (2,0 GWh/år)	0,0
Vedlikehold (2 % av investering)	2,0
Personale (4 stk)	2,2
Administrasjon	0,2
Behandling av biorest (50 % av innkommende mengde, NOK 100/t)	1,0
Transport av biorest (250 lass à 40 t, NOK 1 800/tur)	0,5
Til sammen	6,6

Driftskostnader til oppgradering av biogassen er ikke beregnet spesifikt. Inntekter er beregnet til:

Tabell 17. Beregnede inntekter for biogassanlegg på Stord.

Inntekt fra	Mill. NOK/år
Salg av gass (35 øre/kWh, 18 GWh/år)	6,3
Husholdningsavfall (NOK 300/t)	1,8
Septikslam (NOK 400/t)	1,5
Næringsavfall (NOK 500/t)	4,1
Grisegjødsel (NOK 0/t)	0,0
Til sammen	13,7

Med maksimal støtte (30 %) fra Enova (biogassanlegg) og Transnova (oppgradering) oppnår man et resultat i balanse for anlegget. Imidlertid har man ikke klart å finne nok interessenter til å være med å finansiere en bygging av anlegget, da man mener tallene over er vel optimistiske, og da det er for stor risiko forbundet med å bygge et slikt anlegg ettersom det i dagens avfallsmarked er umulig å få langsiktige avtaler om avfallsleveranser.

4.1.3 Mekanisk-biologisk anlegg for FolloRen

FolloRen har i flere år hatt planer om å bygge et mekanisk-biologisk anlegg for behandling av husholdningsavfall hvor miljøgifter er frasortert. Anlegget vil bestå av to deler: Mekanisk behandling i et homogeniserings- og sorteringsanlegg og biologisk behandling i et biogassanlegg med tørr prosess. Prosessen tar utgangspunkt i Ludvika-anlegget i Sverige, som har vært i drift siden 1979. Danmat AB har laget en forprosjektrapport for dette prosjektet, og det er beregnet kostnader for tre alternative størrelser:

- Kun avfall fra FolloRen
- Dobbel dimensjonering (Follo Ren pluss tilsvarende aktør)
- Trippel dimensjonering (Follo Ren pluss to tilsvarende aktører)

De oppgitte kostnadstallene her gjelder for et anlegg som mottar avfall kun fra FolloRen. På grunn av pågående forhandlinger med andre aktører ønsker man ikke å oppgi kostnadstall for et større anlegg. Avfallsmengder som forventes å skulle behandles i dette alternativet:

Husholdningsavfall	20 365	tonn/år				
Derav til biogassanlegg	5 091	tonn/år	2 036	tonn TS/år	1 568	tonn org.st/år
Næringsavfall	1 697	tonn/år	356	tonn TS/år	274	tonn org.st/år
Reservekapasitet	2 263	tonn/år	747	tonn TS/år	575	tonn org.st/år
Hestegjødsel	920	tonn/år	257	tonn TS/år	142	tonn org.st/år
Hageavfall	10 000	tonn/år	3 000	tonn TS/år	2 730	tonn org.st/år
Totalt	35 245	tonn/år				
Totalt til biogassanl.	19 971	tonn/år	6 396	tonn TS/år	5 110	tonn org.st/år

Biogassanlegget skal bygges i Vestby med tørr, termofil prosess, dvs. at det skal mates inn ca. 80 tonn avfall (40 tonn matavfall pluss 40 tonn hageavfall) per døgn med 35-40 % TS, og temperaturen i prosessen skal være ca. 55 °C. Forbehandlingsanlegget er forventet å være i drift på vanlig dagtid i 260 dager i året. Gassen skal drive en gassgenerator som gir strøm og varme, men den skal også kunne leveres i gassledning til kunder i en avstand av 2 km. Gassledningen er ikke kostnadsberegnet ennå. Bioresten avvannes og ettermodnes i bokser og tenkes brukt i landbruket. Biogassen skal i første omgang utnyttes til el for innmating på eksisterende strømmnett samt varmeproduksjon til fjernvarmesentral beliggende på samme tomt. Fjernvarmen benyttes til å varme opp industrifelt Øst i Vestby kommune, samt tilliggende områder.

To prøvelass med restavfall fra husholdningsrenovasjon i FolloRen ble kjørt til Ludvika i 2007 og 2008 for å prøvesorteres der. Kun ca. 25 % av avfallet havnet i biogassfraksjonen av dette avfallet, mot ca. 45 % av avfallet fra Ludvika. Forskjellen skyldes mest sannsynlig at man i Ludvika gjennom mange år har lært opp innbyggerne til ikke å legge klær, sko, matter, EE-avfall og farlig avfall i restavfallet, men det er også gjennomgående mer plast i avfallet i Norge enn i Sverige.

Gangen gjennom anlegget:

Innkommende avfall veies og tømmes i en av to bunkere. Derfra lastes materialet med en kran til et transportbånd og videre til en poseåpner der avfallet ikke blir malt opp. Det blir så fylt i en homogeniseringstrummel der avfallet får riktig tørrstoffinnhold og blir godt blandet og homogenisert i 9 – 13 timer i trommelen, som tar maks. 30 tonn avfall. Trommelen blir tømt i løpet av to timer, og avfallet passerer en magnet og en trommelsikt med hulldiameter 80 mm, hvor materiale større enn 80 mm blir skilt fra. Dette er stort sett plast som blir skilt ut ved flere lamper som skiller på refleksjon av ultrarødt lys (NIR-teknologi), og forskjellige plastmaterialer blir ved hjelp av trykkluft blåst i containere for PE/PP og PET, hardplast, PE-folie og restplast, mens resten går til forbrenning.

Materiale mindre enn 80 mm går videre til en ny trommelsikt på 40 mm, hvor noe plast, papp og papir skilles ut til forbrenning. Materiale mindre enn 40 mm går videre til en flip flop sikt hvor tyngre partikler blir tatt ut, og materiale over 10 mm også går til forbrenning. Materiale mindre enn 10 mm går til biogassanlegget.

Ca. 40 tonn avfall per døgn fra sorteringsanlegget blandes med ca. 40 tonn forbehandlet hageavfall med maks. 50 mm størrelse på et 20 meter langt vandreende gulv som mater avfallet videre til en skruerpumpe, hvor det eventuelt tilsettes vann til riktig tørrstoffinnhold (ca. 30-35 %). Avfallet skrues gjennom en 1 600 m³ horisontal råtnetank i løpet av 15 til 28 døgn (avhengig av prosesslevedør). Bioresten avvannes i en separator, hvor rejektivann (5 790 tonn/år med ca. 10 % TS) tas ut og brukes om igjen i prosessen (en mindre del) eller kjøres ut til bønder i nærheten. Den tørre bioresten lagres i 4 bokser på totalt 2 600 m³. Det er forventet 12 100 tonn biorest med ca. 38 % TS, som mates ut fra boksene annenhver måned.

Det er forventet 2,045 mill. Nm³ biogass per år fra anlegget. Gassen er først og fremst tenkt brukt i en gassmotor, som er dimensjonert for ca. 1 550 kW. Det er forventet et metaninnhold på 55 %, og en biogassenergi på 11,3 GWh/år, hvorav 1,2 GWh brukes til strøm og 1 GWh til varme internt, mens 6,3 GWh selges som fjernvarme, og 2,8 GWh selges som strøm til strømmettet.

Investeringskostnadene for anlegget er vist i tabell 18.

Tabell 18. Investeringskostnader for MBT-anlegg for FolloRen i Vestby.

Anleggsdel	Investeringsbehov (mill. NOK)
Homogenisering og sortering	32,8
Utstyr for plastsortering	6,2
VVS	4,4
Biogassanlegg	40,0
Bygg og anlegg	34,9
Ekstra maskin og pumper	0,5
Gassmotor med varmegjenvinning	4,4
El- og styring	14,7
Prosjektering	4,2
Til sammen	141,9

Det er forventet følgende priser på innsatsfaktorer i forprosjektet:

Tabell 19. Forventede inntekter og utgifter på anlegget.

Innsatsfaktor	Enhetspris	Enhet
Inntekter fra:		
Husholdningsavfall, næringsavfall	700	NOK/tonn
Strøm	0,50	NOK/kWh
Fjernvarme	0,20	NOK/kWh
Plast til gjenvinning (prisene svinger mye)	500	NOK/tonn
Utgifter til:		
Strøm	0,50	NOK/kWh
Strømforbruk (50 kWh/tonn behandlet avfall)	1,19	GWh/år
Bemanning,	400	NOK/time
Timeforbruk (2 mann, 1 800 timer/år per mann)	3 600	timer/år
Reservedeler (fra erfaringer fra Ludvika)	0,5	mill. NOK/år
Varmebehov til prosess (20 % av restvarme elproduksjon)	0,98	GWh/år
Rejekt til forbrenning (60 % av innkommende restavfall)	739	NOK/tonn
Service og deler til gassmotor	228 000	NOK/år

Man forventer ikke å få noen inntekter fra bioresten, men regner med at sluttbrukeren betaler transport- og spredningskostnadene. Med disse forutsetningene har FolloRen bestemt seg for å bygge et slikt anlegg, og det er også andre aktører som vurderer å inngå avtale om å levere restavfall til anlegget. FolloRen har tatt beslutningen ved å vurdere kostnadene med et MBT-anlegg opp mot de totale kostnadene ved flere forskjellige systemer for kildesortering. Økonomien ved MBT er lik systemet man har i dag ved å sende restavfallet til forbrenning uten å kildesortere mat og plast. Sammenlignet med kildesortering av mat og plast er økonomien bedre i et MBT, samtidig som MBT-løsningen gir den beste miljøgevinsten av de vurderte systemene.

4.1.4 Biogassanlegg for slam på Lindum, Drammen

Lindum AS er i ferd med å bygge biogassanlegg for avløpslam, fett og matavfallssubstrat. Anlegget vil koste NOK 100 mill., og er dimensjonert for 25.000 tonn avvannet slam med 28 % tørrstoffinnhold. Det er bevilget NOK 8 mill. i støtte fra Enova. Anlegget er et Purac-anlegg med Cambiteknologi (mesofil utråtning etter termisk hydrolyse) som vil bli satt i drift i 2012. Tørrstoffinnhold i rånetankene blir ca. 8 %. Det er også bygget et egenutviklet forbehandlingsanlegg for våtorganisk avfall til NOK 18 mill. Dette anlegget har en kapasitet på 10 tonn avfall/time. Her forventer man å få en rejektmengde på 37 % av innkommende avfall. Det vil også være et mottaksanlegg for fett med to buffertanker, hver på 40 m³.

Etter biogassanlegget vil slammet bli avvannet i to sentrifuger, og slammet vil bli brukt til gjødsel i landbruket.

Anlegget forventes å ta imot 18-20.000 tonn avvannet avløpslam, 1.500 tonn fett og 2.000 tonn matavfallssubstrat fra forbehandlingsanlegget (pumpbart matavfall uten metall, plast eller andre gjenstander). Man forventer å få en biogassmengde på ca. 2,5 mill. Nm³/år, og

man vil forsøke å produsere så mye fjernvarme og strøm som mulig i en gassgenerator med total kapasitet på 1 350 kW til NOK 3 mill.

Lindum har satt opp budsjett for første driftsår:

Kostnader:

Drifts- og vedlikeholdskostnader:	6,0	mill. NOK/år
Personalkostnader:	1,5	mill. NOK/år
Administrasjonskostnader:	0,2	mill. NOK/år
Transport-, behandlings- og spredningskostn.	Ikke beregnet	

Inntekter:

Reduksjon i varmekonsum internt:	0,3	mill. NOK/år
Salg av strøm:	2,7	mill. NOK/år

4.1.5 Biogassanlegg for matavfall på Heggstadmoen, Trondheim

Trondheim kommune har vurdert å bygge et biogassanlegg for kildesortert husholdningsavfall på Heggstadmoen. Så langt har det ikke blitt vedtatt å satse på et slikt anlegg, men vi har fått tilgang på noen mulighetsstudier for et anlegg for behandling av 39 490 tonn matavfall fra kommunen. Et slikt anlegg ble i 2009 kostnadsberegnet til NOK 220 mill. (NOK 90 mill. for bygg og NOK 130 mill. for anlegg, inklusive et gassoppgraderingsanlegg for kjøretøygass samt et steriliseringsanlegg (133°C i 20 min.))

I vurderingen fra NORSAS er oppgitt følgende kostnader og inntekter:

Tabell 20. Kostnader, inntekter og faktorer brukt i NORSAS vurderinger fra 2009 av biogassanlegg i Trondheim.

Innsatsfaktor	Enhetspris	Enhet
Inntekter fra:		
Husholdningsavfall og næringsavfall	690	NOK/tonn
Slakteriavfall	520	NOK/tonn
Husdyrgjødsel	500	NOK/tonn
Blod	1 100	NOK/tonn
Død fisk	850	NOK/tonn
Salg av gass til kjøretøydriфт	4,50	NOK/Nm ³ biogass
Utgifter til:		
Administrasjon, 1 årsverk	1,0	mill. NOK/år
Operatører, 3 årsverk	1,8	mill. NOK/år
Oppgraderingskostnader for gass	1,50	NOK/Nm ³ biogass
Rejekt til forbrenning (10 % av avfallet)	690	NOK/tonn
Behandling, transport og spredning av biorest	0	NOK/tonn
Behandling av rejektivann fra avvanning av biorest	0	NOK/m ³
Brukte faktorer i vurderingene:		
Intern bruk av energi	15	% av produsert
Gassproduksjon	160	Nm ³ biogass/tonn avfall
Drivstoffenergi	6,25	kWh/Nm ³ biogass
Drift- og vedlikeholdskostnader bygg	2	% per år av investering
Drift- og vedlikeholdskostnader anlegg	4	% per år av investering

4.1.6 Rådalen biogassanlegg i Bergen

Bergen kommune skal bygge et biogassanlegg for slam fra de fire nye avløpsrensaneanleggene som skal bygges samt eksisterende Knappen renseanlegg. COWI har laget en forprosjektrapport i 2008 for 5 forskjellige anleggsplasseringer, hvor man konkluderer med at et anlegg i Rådalen er det eneste gangbare alternativet. Vi har derfor hentet kostnadene fra dette alternativet. Det er i 2010 av Bergen Bystyre vedtatt at det skal bygges et biogassanlegg i Rådalen.

På biogassanlegget skal det kunne mottas følgende avfallsmengder i henhold til forprosjektet:

Avløpsslam	7 704 tonn TS/år	40 173 tonn slam med 25 – 30 % TS
Septikslam	107 tonn TS/år	358 tonn slam med 30 % TS
Storkjøkkenavfall	625 tonn TS/år	2 500 tonn avfall med 25 % TS
Frityrolje og fett	149 tonn TS/år	210 tonn flytende avfall
Totalt	8 585 tonn TS/år	43 241 tonn avfall

Det kan også bli aktuelt å ta imot 12 000 tonn kildesortert matavfall fra Bergens husholdninger, men dette er sett bort fra i forprosjektet.

Slammet skal transporteres avvannet fra de fem rensesanleggene til biogassanlegget, og utspedes der med rejektivann og rentvann, slik at det kan behandles flytende (6 % TS) i to råtnetanker med totalt volum 7 600 m³. Råtnetankene skal i henhold til forprosjektet drives termofilt (55 °C) med to timers oppholdstid ved 55 °C i tre hygieniseringstanker foran eller etter råtnetankene, men det er mest sannsynlig at kommunen lyser ut en konkurranse basert på funksjonsbeskrivelse.

I forprosjektet er det forutsatt at biogassen (3,77 mill. Nm³/år ved fullt anlegg, som vil kunne gi 18 GWh/år metangassenergi) utnyttes til elproduksjon og fjernvarme, men det er nå mer aktuelt å bruke det som drivstoff til bussene i kommunen. Bioresten (ca. 24 000 tonn med 30 % TS) er foreslått videreforedlet for å kunne brukes i et marked.

Følgende kostnadstall kan hentes fra rapporten:

Transportkostnader: 1 200 NOK/time for biler med 25 tonn slam per lass, 40 – 50 km/time hastighet på slambiler: 0,96 – 1,20 NOK/tonnkm.

Avvanningskostnader: fra 450 til 570 NOK/tonn TS avhengig av rensenanlegg.

Kostnader for avsetning av biorest er hentet fra aktører i markedet som behandler, videreforedler og omsetter slam og biorest. Disse har oppgitt følgende priser i 2008:

Ikke hygienisert biorest	650 – 850	NOK/tonn
Hygienisert biorest	300 – 700	NOK/tonn
Tørket biorest	150 – 300	NOK/tonn

Kostnadene for hygienisert biorest avhenger av om bioresten må behandles ytterligere for å kunne bruke den i et jordprodukt. Kostnadene i 2011 er ut fra andre prosjekter ikke svært forskjellige fra disse kostnadene.

Investeringskostnadene for biogassanlegget ble i forprosjektet beregnet til NOK 100 mill. I tillegg er det beregnet NOK 3,8 mill. i kostnader til planlegging, tilrettelegging infrastruktur, mannskapsrom, ulempestiltak, VA-anlegg og slamfortykkere. Det ser ikke ut til å være med kostnader for avvanning av bioresten.

Driftskostnader er beregnet slik:

Bemanning	2,0	mill NOK/år
Vann til utspeding	0,6	mill NOK/år
Pumping og behandling rejektivann	0,1	mill NOK/år
Avsetning og lager for biorest	0,1	mill NOK/år
Drift og vedlikehold	3,5	mill NOK/år
Totalt	6,3	mill NOK/år

4.2 Kostnader for anlegg i drift

Det er svært få biogassanlegg i Norge i dag som i stor grad er basert på matavfall. Vi kjenner til følgende biogassanlegg i drift i landet vårt utenom mindre gårdsanlegg:

Tabell 21. Oversikt over norske biogassanlegg i drift (rene industrianlegg og gårdsanlegg er ikke medtatt).

Biogassanlegg	Antall råtne-tanker	Totalt volum (m ³)	Eier	Tar imot
FREVAR	2	4 400	Fredrikstad kommune	Avløpsslam, biogasssubstrat
Alvim RA	1	1 200	Sarpsborg kommune	Avløpsslam
Bodal RA	1	400	Rakkestad	Avløpsslam
Mysen RA	1	520	Eidsberg kommune	Avløpsslam
Fuglevik RA	2	1 400	MOVAR (Moss)	Avløpsslam
Søndre Follo RA	2	1 500	Ås og Vestby kommuner	Avløpsslam
Nordre Follo RA	2	1 500	Oppegård, Ski og Ås kommuner	Avløpsslam
VEAS RA	4	24 000	VEAS (Oslo, Bærum og Asker kommuner)	Avløpsslam
Bekkelaget RA	2	8 000	Oslo kommune	Avløpsslam
Gardermoen RA	2	1 500	Ullensaker og Nannestad kommune	Avløpsslam
HIAS RA	2	2 600	HIAS (Hamarregionen)	Avløpsslam
Mjøsanlegget	2	2 000	HIAS, GLT og GLØR (Lille-hammerregionen)	Matavfall
Hornmoen	2	5 000	SØIR (Sør-Østerdal Interkommunale Renov.)	Matavfall, må stoppe innen juli 2012
Rambekk RA	2	1 500	Gjøvik kommune	Avløpsslam
Trollmyra	2	2 000	Hadeland og Ringerike Avfallsselskap	Matavfall, fått avslag på søknad om utvidelse
Monserud RA	2	1 000	Ringerike kommune	Avløpsslam
Sellikdalen RA	2	1 000	Kongsberg kommune	Avløpsslam (tidligere også matavfall)
Sandefjord RA	2	1 870	Sandefjord kommune	Avløpsslam
Lillevik RA	1	2 200	Larvik kommune	Avløpsslam
Knarrdalstrand RA	2	3 000	Porsgrunn og Skien kommuner	Avløpsslam
Treungen	2	2 000	Indre Agder og Telemark Avfallselskap (IATA)	Matavfall, stoppet april 2011
Saulekilen RA	2	1 200	Arendal kommune	Avløpsslam
Odderøya RA	2	1 750	Kristiansand kommune	Avløpsslam
Sentralrenseanlegg Nord-Jæren	2	7 000	IVAR (Interkommunalt selskap i Stavangerområdet)	Avløpsslam, matavfall, fiskeavfall
Voss RA	1	850	Voss kommune	Avløpsslam
Høvringen RA	2	7 000	Trondheim kommune	Avløpsslam
Ladehammeren RA	2	3 500	Trondheim kommune	Avløpsslam
Verdal	2	4 000	Ecopro (kommuner i Trøndelag og Nordland)	Avløpsslam og matavfall

Disse anleggene produserte totalt 192 GWh energi i 2009. I tillegg til disse anleggene er det planlagt eller under bygging følgende anlegg:

Tabell 22. Norske biogassanlegg under bygging eller planlegging.

Anlegg	Dimensjon- erende avfallsmengde (tonn/år)	Eier:	Investerings- kostnad (mill. NOK)	Bruk av biogass til:
Deli Skog, Vestby	20 000	FolloRen	146	Elproduksjon
Esvall, Nes	50 000	Oslo EGE	350	Kjøretøygass
Lindum, Drammen	25 000	Lindum AS	100	Elproduksjon
Taranrød, Tønsberg	135 000	12 kommuner i Vestfold, OPS	334	Kjøretøygass?
Grødalaland	TS: 25 000	IVAR	193	Gassnett
Soknedal, Sør- Trøndelag	6 500	Hugaas Biogass	10	Elproduksjon og fjernvarme

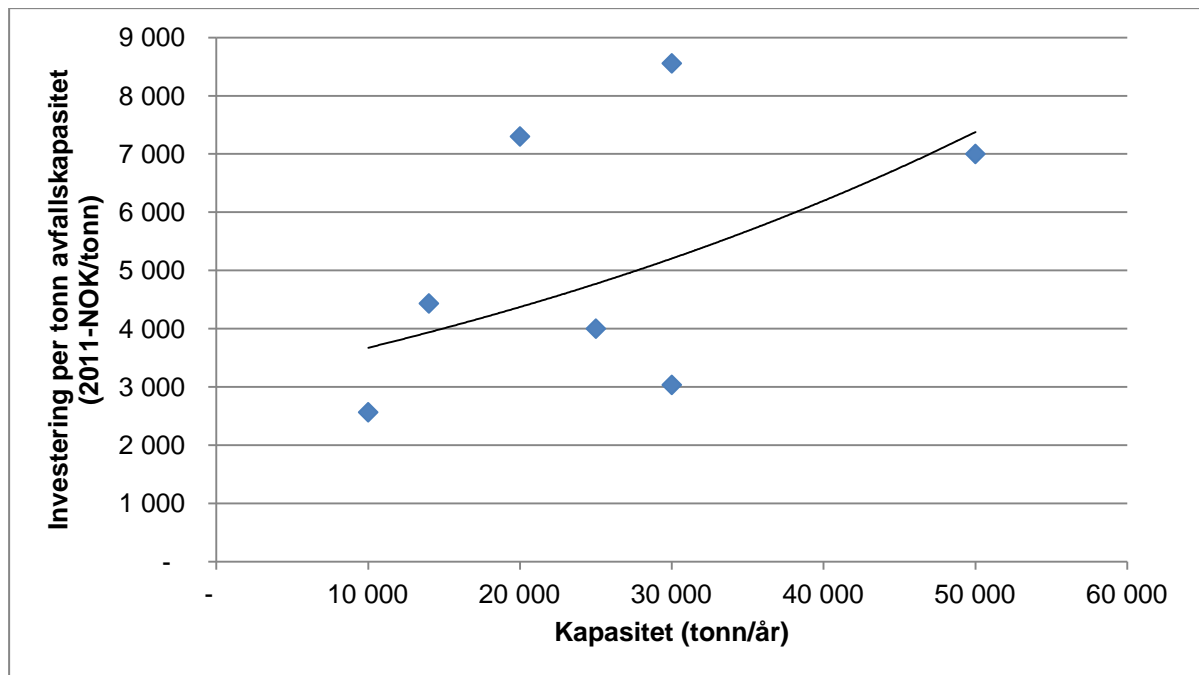
Kostnadene er ikke sammenlignbare, da de gjelder totale anleggskostnader og innbefatter forskjellige former for forbehandling og etterbehandling. I FolloRen-anlegget er det for eksempel med et anlegg for sentralsortering av husholdningsavfall i kostnadene, mens Grødalaland-anlegget innbefatter kostnader for forbehandling, biogassanlegg, avanning og gassoppgradering. Oslo Eges anlegg har også med kostnader for forbehandling, biogassanlegg, inndamping til gjødselkonsentrat og gassoppgradering.

I tillegg vet vi om planer om anlegg i Odda (Lindum Bioplan AS), i Trondheim kommune, på Fiborgtangen i Skogn (Biokraft AS), på Ørlandet (Agroenergi) og på Stokmarknes (Avfallselskapene i Nord-Norge), men ingen av disse prosjektene er besluttet igangsatt ennå. Det er også planlagt anlegg for fiskeavfall og husdyrgjødsel på Finnøy og Jæren, samt for husdyrgjødsel og husholdningsavfall på Frosta, samt et anlegg for slam fra et renseanlegg for treforedling i Sarpsborg (Borregaard).

Av de 27 anleggene i tabell 18 er det kun sju anlegg som mottar matavfall, ett av disse er ikke lenger i drift og ett må stenges innen juli 2012. Vi har forsøkt å få opplysninger om kostnader fra disse anleggene, og vi har fått svar fra tre anlegg (hvorav ett av anleggene er et stort avløpsrensseanlegg som mottar litt storkjøkkenavfall i tillegg til slam, og som derfor ikke er direkte sammenlignbart med de andre), samt fra to anlegg som er under bygging, hvorav det ene er et industrianlegg. De andre anleggene har enten ikke tid eller ønsker ikke å oppgi tall for kostnader og inntekter, da dette til dels er sensitive opplysninger. De anleggene vi har fått kostnader fra, ønsker til dels at vi anonymiserer disse. Ingen anlegg har kostnader fordelt på forbehandling, biogassanlegg og etterbehandling. Vi har derfor ikke kunnet innhente så mye konkrete tall som Avfall Norge ønsker seg.

4.2.1 Investeringskostnader for norske anlegg

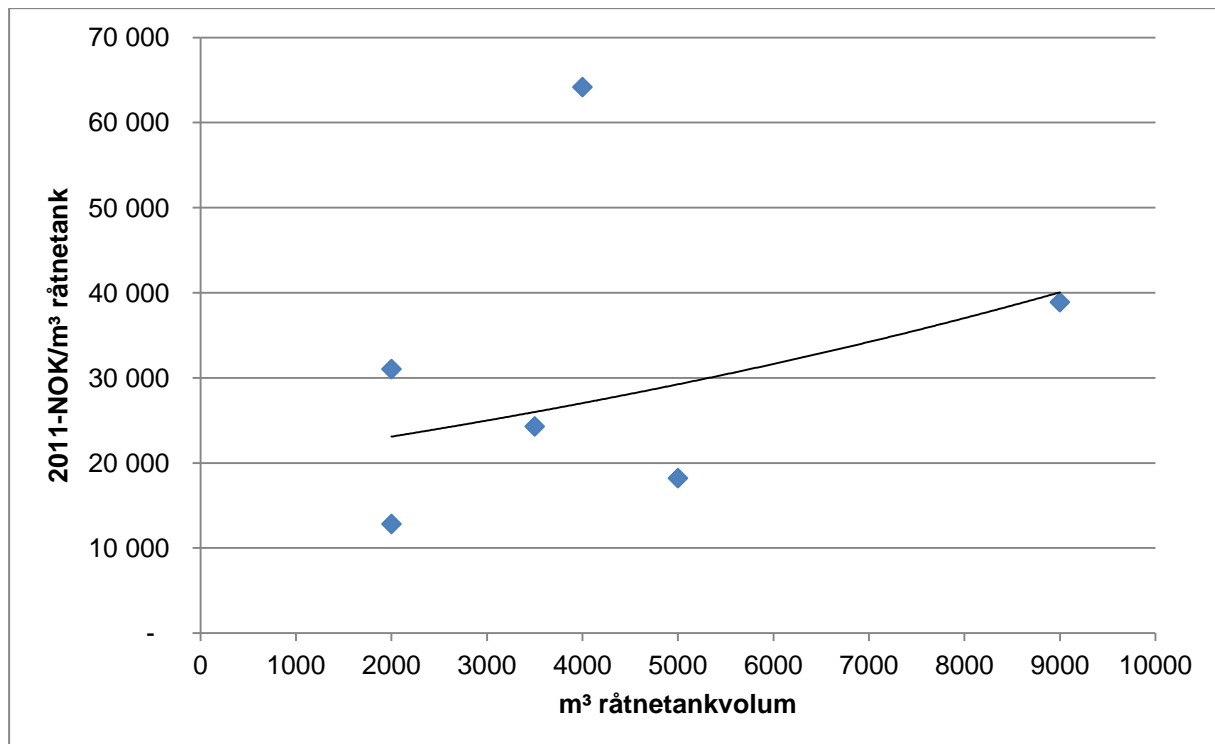
De rapporterte anleggene er inntil ti år gamle, og selv om investeringskostnadene for disse anleggene kanskje er mindre relevante nå, har vi fremskrevet dem til 2011-nivå ved hjelp av SSBs byggekostnadsindeks for boligblokk. Totale investeringskostnader for norske biogassanlegg som i vesentlig grad mottar matavfall fra husholdninger, er vist i figur 1.



Figur 1. Totale investeringskostnader per tonn avfallskapasitet for 7 norske biogassanlegg.

Det synes som om biogassanleggene blir dyrere jo større de er, men det skyldes at anleggene ikke er direkte sammenlignbare. Det er derfor ikke helt rettferdig å sammenligne totalkostnadene i en figur. Det er stor forskjell på hvilken for- og etterbehandling man har i de forskjellige anleggene. De største anleggene har den mest omfattende for- og etterbehandlingen, og/eller den mest vidtgående hygieniseringen (Cambianlegg). Noen anlegg har også med gassoppgradering og inndamping til gjødselkonsentrat, og de blir derfor forholdsvis dyrere enn de mindre anleggene, som til dels ikke har med hygieniseringstrinn i kostnadene, eller har en enklere for- og etterbehandling av avfallet.

Skal vi sammenligne de norske anleggene med tilsvarende svenske og danske, kan vi ikke ta utgangspunkt i kapasiteten på anleggene, ettersom forskjellige avfallsfraksjoner har svært ulikt tørrstoffinnhold. Vi kjenner ikke tørrstoffinnholdet i alt avfallet til de ulike anleggene, så vi har tatt utgangspunkt i råtnetankstørrelsene på anleggene for å få en noenlunde sammenlignbar størrelse på kostnadene i de tre landene. På de aller fleste av disse anleggene ligger tørrstoffprosenten i råtnetankene på ca. 5-7 %, slik at størrelsen på råtnetankene bedre gjenspeiler størrelsen på anleggene enn avfallsbehandlingskapasiteten. I figur 2 er investeringskostnader per m³ råtnetankvolum vist som funksjon av størrelsen på anleggene. Også i denne figuren synes kostnadene å øke med økende anleggsstørrelse. I figur 9 og figur 14 er tilsvarende kostnader for henholdsvis danske og svenske anlegg vist, og om vi sammenligner disse tallene, ligger fire av seks norske anlegg i samme byggekostnadsområde som de danske og svenske anleggene, mens de to dyreste norske anleggene i NOK/m³ råtnetankvolum er betydelig dyrere enn de danske og svenske anleggene. Imidlertid er det store forskjeller i hva som er med i de ulike anleggene, da kostnadene er totalt for hele anlegget, ikke kun for biogassanlegget.



Figur 2. Investeringskostnader (for hele anlegget) i 2011-NOK per m³ råtnetankvolum som funksjon av anleggsstørrelse.

Investeringsstøtte til de norske anleggene var 0 for anlegg bygget før år 2009, mens anleggene bygget etter dette har mottatt henholdsvis 5, 8 og 30 % av investert beløp i støtte.

4.2.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader for norske anlegg

Også drifts- og vedlikeholdskostnadene varierer mye fra anlegg til anlegg, men dessverre har vi fått opplysninger fra svært få anlegg med driftserfaringer. Totale drifts- og vedlikeholdskostnader for to anlegg i drift er henholdsvis ca. NOK 240 og ca. NOK 430 per tonn behandlet avfall, når personal- og administrasjonskostnadene holdes utenom. Personal- og administrasjonskostnadene beløper seg til mellom NOK 100 og NOK 210 per tonn tilført avfall, slik at de totale driftskostnadene blir fra NOK 340 til NOK 640 per tonn avfall tilført, ved behandling av i størrelsesorden 10 000 tonn avfall per år.

Kostnader for forbehandling på norske biogassanlegg for kildesortert husholdningsavfall

Det er få anlegg som har oversikt over hva forbehandlingen for kildesortert husholdningsavfall koster dem, da kostnadene ikke blir fordelt på anleggsdeler. Vi har kun fått overslag over investeringskostnader for noen få forbehandlingsanlegg, og disse ligger på ca. NOK 10-18 mill. for anlegg i størrelsesorden 7 000 til 25 000 tonn per år.

Vi har fått kostnadstall (investering og drift) for et forbehandlingsanlegg for alle typer matavfall, og kostnadene for dette anlegget er ca. NOK 90/tonn avfall behandlet. Dette er langt lavere enn tidligere driftserfaringer med forbehandling av kildesortert husholdningsavfall skulle tilsi, men det har kommet bedre forbehandlingsprosesser for matavfall de siste årene.

Som senere kapitler viser (kap. 5.3 og 6.8) er kostnadene for å levere biogasssubstrat til noen svenske og danske anlegg i ferd med å synke ned mot gratis mottak. Dette kan de gjøre fordi de har kapasitet i anleggene, og fordi de får godt betalt for biogassen, og ikke har utgifter til

bioresten. Det gir seg da selv at det blir vanskelig for norske biogassanlegg å konkurrere mot disse anleggene.

Etterbehandling av biorest fra norske biogassanlegg

Etterbehandlingen består på de fleste anleggene av sentrifuger som avvanner bioresten til ca. 25 – 30 % tørrstoff. Bioresten blir etterkompostert i 6 til 20 uker på anlegg med driftserfaringer, mens den er forutsatt kjørt direkte til jordbruket fra planlagte anlegg. Driftskostnadene for ettermodning er beregnet til ca. NOK 100 per tonn biorest av en anleggseier.

Det er ingen anleggseiere som forventer å få betaling for bioresten, enten den kjøres ut i jordbruket eller brukes i jordblandinger. Transportkostnadene for bioresten beløper seg til mellom ca. NOK 200 og NOK 350 per tonn biorest, mens spredkostnadene varierer fra ca. NOK 40 til NOK 150 per tonn biorest, ifølge anleggseierne.

Utnyttelse av biogass

To anlegg med driftserfaringer oppgir en gassproduksjon på henholdsvis ca. 140 og ca. 200 Nm³/tonn matavfall inn i biogassanlegget. Det siste tallet er fra et Cambianlegg, som har termisk hydrolyse foran biogassanlegget, og derfor bør ha høyere biogassproduksjon.

Ved forprosjekter og mulighetsstudier regner man gjerne med at all biogassen kan utnyttet på en eller annen måte. Realiteten er ofte en annen, da en del av gassen av ulike årsaker må fakles. For de tre anleggene vi har fått data fra, er prosenten gass som blir faklet mellom 20 og 30 %, og det har selvsagt mye å si for økonomien i anleggene.

For anlegg med gassgenerator med varmegjenvinning (kogenerator), blir noe av varmen fra gassen brukt til oppvarming av anlegget og biomassen. På de to anleggene vi har fått data fra, regner man med at like mye gass som blir brukt til strømproduksjon (24 til 35 % av gassen), blir brukt til oppvarming av anlegg og biomasse. Begge anleggene oppgir en strømproduksjon på ca. 3,3 kWh/Nm³ gass, og dette er noe høyere enn man kunne forvente ved ca. 6 kWh energi per Nm³ biogass, og 40 % utnyttelse av denne energien til strøm i gassgeneratoren.

For anlegg som oppgraderer gassen til bruk i gassnett eller som drivstoff til kjøretøyer, lønner det seg normalt å oppgradere så mye som mulig av gassen, og heller bruke ekstern varme og elektrisitet i selve biogassanlegget. Men selv i slike anlegg må man regne med å fakle en god del av gassen (en anleggseier oppgir ca. 20 %).

Kostnader for gassgenerator

En gassgenerator med 1 350 kW effekt koster i 2011 NOK 3 mill., mens en annen har kjøpt en 665 kW generator i 2005 for samme beløp. Driftskostnadene for en gassgenerator er store, da man skal skifte mange kostbare deler ved hovedoverhaling av motorene. Drifts- og vedlikeholdskostnader er oppgitt til NOK 0,2 mill. per år for ett anlegg, NOK 0,45 mill. for et annet anlegg. Regner vi 15 års levetid for en gassgenerator til NOK 3 mill. i innkjøp med NOK 0,45 mill. i driftsutgifter per år, som produserer 1,5 GWh strøm per år, blir produksjonskostnadene NOK 0,49 per produsert kWh. Tilsvarende for et anlegg som produserer 2 GWh med NOK 0,2 mill. per år i driftskostnader, gir NOK 0,24 per kWh. Ved

salg av strøm til lokalt energiselskap i dag er det ikke alltid man oppnår å gå med overskudd på salget.

I tabellen under er vist regneeksempler på overslagsberegninger av produksjonskostnadene for strøm i en kogenerator for mellom 3 500 og 9 500 tonn biogasssubstrat med 28 % TS per år. Eksemplet er hentet fra en annen undersøkelse, og omfatter ikke større mengder enn 9 500 tonn/år.

Tabell 23. Overslagsberegninger av kostnader for el- og varmeproduksjon ved en kogenerator.

Mengde biogasssubstrat:	3 500 tonn/år	7 500 tonn/år	9 500 tonn/år	Benevning
Driftstid:	8 000			timer
Energiinnhold metan	9,8			kWh/Nm ³
Metanandel i rågass	65			%
Energiinnhold biogass	6,37			kWh/Nm ³
Investering	1 669 000	2 665 000	3 166 000	NOK
Kalkulasjonsrente	5			% p.a.
Teknisk økonomisk levetid	15			år
Kostnader serviceavtale	0,22	0,14	0,12	NOK/kWh _{el}
Kostnader gassrensing	0,04	0,03	0,03	NOK/kWh _{el}
Annuitet	0,096			
Kapitalkostnader	160 795	256 752	305 020	NOK/år
Servicekostnader	200 232	284 256	297 960	NOK/år
Gassrensing	37 080	59 220	74 490	NOK/år
Sum årskostnader	398 107	600 228	677 470	NOK/år
Kostnader elproduksjon	0,43	0,30	0,27	NOK/kWh

Det er her tatt med 3 øre/kWh_{el} til driftskostnader for gassrensing. Dette vil variere avhengig av bl.a. H₂S konsentrasjonen i biogassen.

Investeringskostnader og kostnader for serviceavtale er basert på en tysk undersøkelse fra 2010. Erfaringsmessig er slike installasjoner dyrere i Norge. Det er derfor regnet med en "justeringsfaktor" på 1,5 for installasjons- og servicekostnader. Det er benyttet en valutakurs på 1€ = 8 NOK.

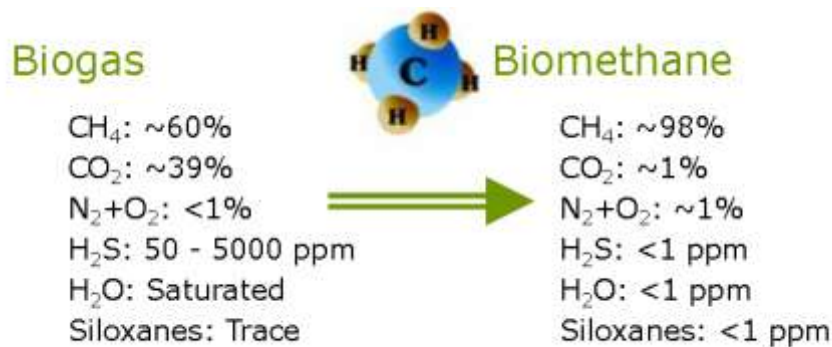
På litt større anlegg er det mulig å ta i bruk en gassturbin istedenfor gassgenerator. En gassturbin har litt mindre virkningsgrad enn en gassgenerator, men en del lavere driftskostnader. Vi har imidlertid ikke noen erfaringstall for dette på norske biogassanlegg.

Kostnader for gassoppgraderingsanlegg

Oppgradering av biogass til «drivstoffkvalitet» skjer i dag ved noen biogassanlegg. I Norge er tre anlegg i drift, i Sverige var det ved utgangen av 2009 ca. 40 operative anlegg, mens det i Danmark ikke finnes slike anlegg. I Danmark er oppgradering av biogass hittil blitt ansett som ulønnsomt, og det favoriseres direkte bruk av rågass, hovedsakelig i kogenereringsanlegg til el- og varmeproduksjon.

Sammensetning av reaktorbiogass

Råbiogass består av metan, karbondioksid og vanndamp, men inneholder også andre uønskede komponenter som for eksempel nitrogen (N_2), oksygen (O_2), hydrogensulfid (H_2S), ammonium (NH_3) og siloksaner. Eksakt sammensetning varierer avhengig av prosess, benyttet substrat, pH-verdi etc. Typisk sammensetning av biogass og biometan er vist i figur 3:



Figur 3. Typisk sammensetning av biogass.

Ved oppgradering av biogass til såkalt biometan fjernes uønskede komponenter, dvs. karbondioksid, hydrogensulfid, vanndamp og andre forurensninger, som siloksaner. Sistnevnte stoff kan gi store problemer dersom gassen benyttes til motordrift.

Enkelte applikasjoner som f. eks. drivstoff til kjøretøy krever høy energitetthet for benyttet drivstoff. Ved innmating i et gassnett er det en forutsetning at biogassen har tilnærmet samme egenskaper som naturgass for å kunne substituere naturgass. Dette gjøres i en oppgraderingsprosess, men dette medfører også at biogassen tilføres en ekstra kostnadskomponent før gassen kan distribueres.

Etter oppgradering kan biometan benyttes til å substituere naturgass uten at det er behov for spesielle tilpasninger i kjeler eller motorer. Energitettheten øker fra ca. 6 kWh/Nm³ til ca. 10 kWh/Nm³. Distribusjon kan skje som komprimert eller nedkjølt flytende gass eller via et eksisterende naturgassnett. Dermed kan biogass transporteres og selges til eksterne kunder som klimanøytral gass, evt. med opprinnelsesgarantier.

Det er viktig at oppgraderingsprosessen leverer biogass med høy metanandel, er energieffektiv og slipper ut lite metan og CO₂ til atmosfæren.

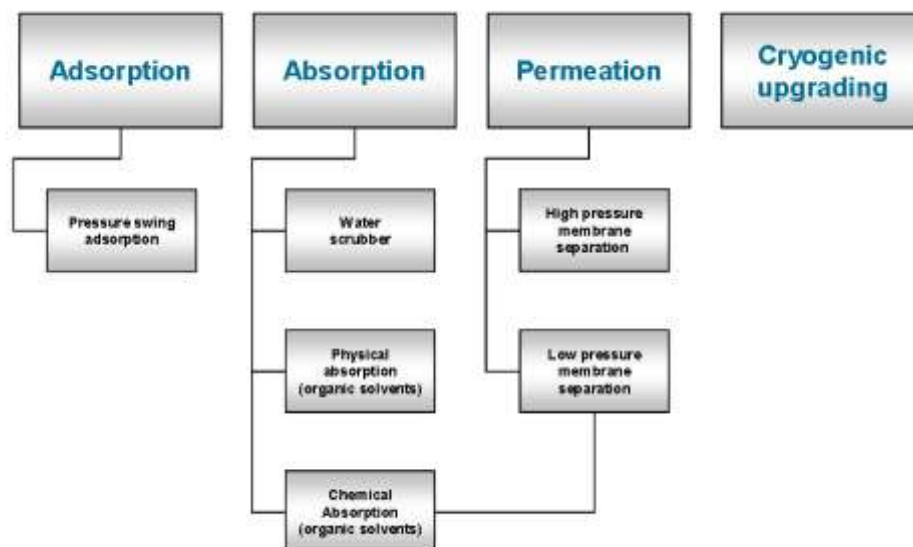
Teknologi til oppgradering av biogass

Oppgradering av biogass til biometan er ikke nytt. Allerede for ca. 25 år siden ble de første storskalaanlegg bygd i Europa. Ved utgang av 2009 var det i Europa ca. 100 anlegg i drift, og de fleste anlegg finnes i Tyskland, Sverige og Nederland.

Det finnes fire fysiske hovedgrupper til oppgradering av biogass. Disse er:

1. Adsorpsjon
2. Absorpsjon
3. Membranseparasjon (gjennomtrengende)
4. Kryogen oppgradering

Figur 4 viser en oversikt over de ulike teknologier for oppgradering av biogass.



Figur 4. Oversikt over ulike teknologier for oppgradering av biogass.

En undersøkelse publisert av Fraunhofer-Institute IWES i september 2010 viser at Pressure Swing Adsorption (PSA) og Water scrubber (vannskrubber) står for ca. ¾ av alle installerte anlegg i Europa. Regnet i installert kapasitet er vannskrubber med ca. 65 % den desidert mest benyttede teknologien.

I Norge finnes det i dag 3 anlegg hvor biogass oppgraderes til biometan, Tabell 24 viser valgt prosess, kapasitet, når anlegget ble igangsatt og investering for anlegg hvor data er tilgjengelig

Tabell 24. Norske anlegg for oppgradering av biogass til biometan.

Bedrift	Prosess	Kapasitet [Nm ³ /h]	Idriftsatt [år]	Investering[NOK]
FREVAR	PSA	60	2001	n.d.
IVAR	Kjemisk absorpsjon	500	2009	25 mill kr
EGE/VAV Oslo	Kjemisk absorpsjon	750	2009	n.d.

Fordeler og ulemper for de fem mest vanlige prosesser er oppsummert i tabell 22.

Tabell 25: Fordeler og ulemper med de ulike teknologier

	Fordeler	Ulemper	Kommentar
PSA	<ul style="list-style-type: none"> Høy renhetsgrad mht. H₂S og H₂O i rensed biometan Lite vannbehov 	<ul style="list-style-type: none"> Høy mekanisk belastning for ventilene Forurensning av ventilene Metantap 	<ul style="list-style-type: none"> Uttestet Behov for ekstern H₂S og H₂O renseanlegg
Vannskrubber	<ul style="list-style-type: none"> Ingen behov for kjemikalier Mye erfaring Kontinuerlig prosess Bra egnet for avløpsrenseanlegg 	<ul style="list-style-type: none"> Relativt høyt vannbehov Metantap Evt. behov for rensing 	<ul style="list-style-type: none"> Uttestet Kan tilpasses gassproduksjon

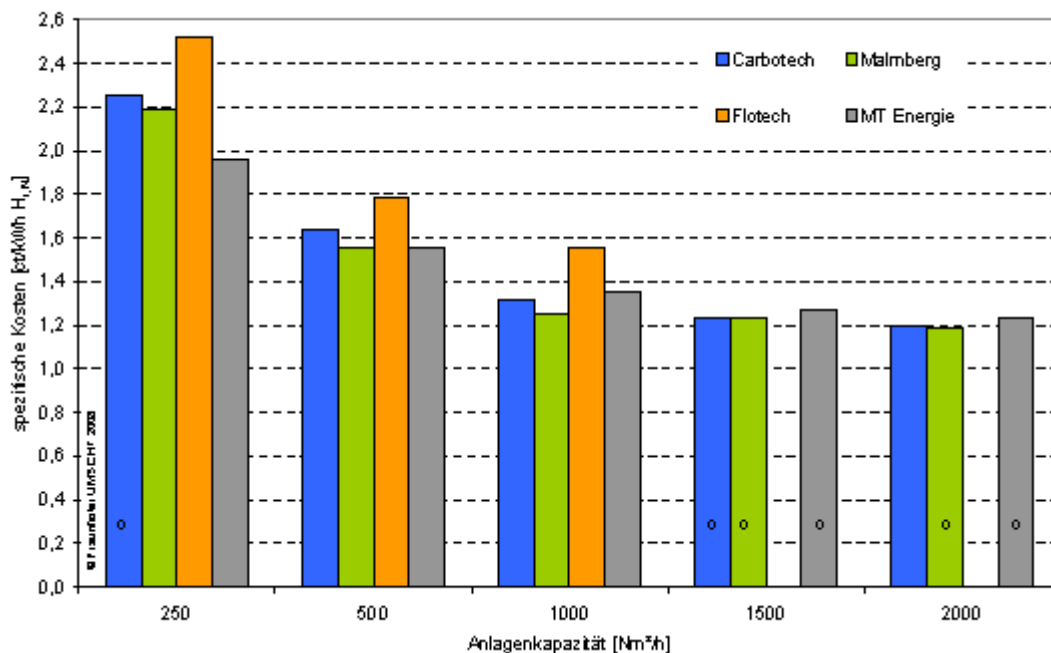
Kjemisk absorpsjon	<ul style="list-style-type: none"> • Kombinert H₂S fjerning • Lavere energibehov (ved tørr biogass) • Mindre behov for løsningsmiddel (i forhold til vannskrubber) 	<ul style="list-style-type: none"> • Relativ lite erfaring • Behov for kjemikalier • Metantap 	<ul style="list-style-type: none"> • For større anlegg • Dyr løsningsmiddel • Ikke behov for ekstern H₂S rensing
Membran	<ul style="list-style-type: none"> • Enkel oppbygging • Høy driftssikkerhet 	<ul style="list-style-type: none"> • Kort levetid for membraner • Metantap 	<ul style="list-style-type: none"> • Få referanseanlegg • Våte systemer har lavere kostnader enn tørre • Membrantykkelse: 0,2-10 µm.
Kryogen	<ul style="list-style-type: none"> • Høy metanutbytte • CO₂ med høy renhet 	<ul style="list-style-type: none"> • Høy energibehov • Begrensninger mht. sammensetning av rågass • Andre forurensninger i biogass kan skape problemer i anlegget 	<ul style="list-style-type: none"> • Få referanseanlegg • Behov for ekstern H₂S og H₂O rensing • CO₂ kan anvendes

Kostnader for oppgradering av biogass

Det har skjedd en rask teknologisk utvikling de siste årene, noe som har resultert i billigere og mer effektive anlegg. Kostnader for oppgradering av biogass har derfor blitt betydelig redusert.

Standardanlegg som bygges i dag har ofte en kapasitet på 250 – 2 000 Nm³ biogass per time. Undersøkelser viser at det fremdeles er stor skaleringseffekt, dvs. at kostnader for oppgradering av biogass øker sterkt dersom kapasiteten reduseres.

Figur 5 viser kostnader for CO₂ -rensing av biogass for anlegg med en kapasitet på 250-2.000 Nm³ råbiogass per time. Kostnader inkluderer kapital-, energi-, og andre driftskostnader. Figuren er hentet fra rapporten «Kosten der Biogasaufbereitung» utarbeidet av Fraunhofer Institut i 2009.



Figur 5. Kostnader for europeiske oppgraderingsanlegg i eurocent per kWh for forskjellige anleggsstørrelser.

Det er ikke angitt kostnader for anlegg med en kapasitet mindre enn 250 Nm³/h. Ved å interpolere publiserte kostnadstall, kan kostnader for anlegg med en kapasitet på ca. 100 Nm³/h anslås til ca. 3 €/ct/kWh (24 øre/kWh). Med et energiinnhold på 10 kWh per liter diesel tilsvarer dette en kostnad på NOK 2,40 per liter dieselevivalent for anlegg med en kapasitet på 100 Nm³/h.

Eksempel: Oppgraderingsanlegg fra Greenlane

Det svenske selskap Greenlane tilbyr standardiserte og prefabrikkerte oppgraderingsanlegg basert på vannskrubber teknologi. Den minste serien som produseres, har et praktisk arbeidsområde på ca. 30 - 80 Nm³/h. Investeringskostnader i Sverige er av Greenlane angitt til ca. NOK 4,5-5 mill., og det er installert flere anlegg av denne typen i Sverige. I tabell 26 er det gjort en overslagsberegning av kostnader for oppgradering av biogass for et anlegg. I praksis kan kostnader for oppgradering av biogass være noe høyere dersom maksimal kapasitet ikke kan utnyttes.

Tabell 26. Overslagsberegninger av kostnader for oppgradering av biogass med Greenlane teknologi.

Kapasitet (rågass)	80 Nm ³ /h	Benevning
Driftstid:	8 000	h
Energiinnhold metan	9,8	kWh/Nm ³
Metanandel i rågass	65	%
Energiinnhold biogass	6,37	kWh/Nm ³
Investering	5	mill. NOK
Energibehov	0,3	KWh/Nm ³
Kalk. rente	5	%
Teknisk levetid	15	år
Driftskostnader	2	% av invest.
Elpris	1	NOK/kWh
Annuitet	0,096	
Kapitalkostnader	482 000	NOK/år
Energikostnader	192 000	NOK/år
Andre driftskostnader (3%)	150 000	NOK/år
Lønnskostnader (200 timer á 500 NOK)	100 000	NOK/år
SUM årskostnader	924 000	NOK/år
Kostnader for oppgradering	1,44	NOK/Nm³ rågass
	0,22	NOK/kWh
	2,2	NOK/liter dieselekv.

Figur 6 viser prinsippet for et oppgraderingsanlegg fra Greenlane som benytter vannskrubberprosessen. Bildet ved siden av viser et ferdig installert anlegg.



Figur 6. Skjemaskisse Greenlanes vannskrubberteknologi (over), på et ferdig installert anlegg (til høyre).

Kilde: <http://www.greenlanebiogas.se>

Vi har fått oppgitt kostnader for et gassoppgraderingsanlegg fra et norsk renseanlegg. Anlegget har en kapasitet på 600 Nm³ biogass per time, og har kostet NOK 27,3 mill. i investering (bygg, maskin og ombygging kjelanlegg med ledningsanlegg). Driftskostnadene for å produsere ca. 3,3 mill. Nm³ biogass er oppgitt til NOK 2,7 mill. per år. Det gir utgifter på NOK 5,3 mill. per år, tilsvarende NOK 1,60 per Nm³ metangass produsert. Dette er noe høyere enn i eksemplet i tabell 24. I følge anleggseier dekker inntektene av salg av gassen bare så vidt kostnadene ved gassoppgraderingen.

4.2.3 Inntekter fra et biogassanlegg

Inntektene fra et biogassanlegg består av:

- Inntekter for å behandle bioavfall (gate-fee)
- Inntekter for salg av biogass, el og/eller varme

Man kan normalt ikke regne med inntekter fra bioresten, da disse eventuelt kun vil dekke behandlingskostnadene for å få laget jordblandinger eller kjørt ut og spredt bioresten i jordbruket. De fleste anleggene må regne med netto kostnader for å få avsetning på bioresten (se kap. 3.2.2).

Inntekter for mottak av kildesortert matavfall

I et anlegg som er bygd for å behandle kildesortert husholdningsavfall er det normalt abonnentene som må dekke kostnadene ved drift og avskrivning av anlegget minus inntektene på salg av biogass, el og/eller varme. På norske biogassanlegg for kildesortert husholdningsavfall koster dette gjerne fra ca. NOK 700 til over NOK 1 000 per tonn avfall levert. Normalt sammenlignes kostnadene for mottak av kildesortert husholdningsavfall med kostnader for forbrenning av dette avfallet, da alternativet til biogassanlegg ofte er å levere alt avfallet usortert til forbrenning.

Noen kommuner har begynt å sette behandlingen av slikt avfall ut på anbud, og da får norske anlegg ofte konkurranse fra svenske og danske anlegg som har behov for å fylle opp anleggene sine for å få mer gass i den andre enden. Disse anleggene har i stor grad allerede betalt grunnkostnadene i anlegget, og mottak av mer avfall vil nesten være en ren bonus for dem. De opererer derfor med mye lavere mottakspriser enn nyere norske anlegg kan konkurrere mot, og de har rammebetingelser som gjør at de får mye mer betalt for gass eller strøm levert fra anleggene. Noen svenske og danske anlegg (som behandler husdyrgjødsel) har også mindre strenge krav til for eksempel hygienisering enn det norske anlegg har, og det vil også være konkurransevridende.

Inntekter for mottak av biogasssubstrat

Det er noen norske aktører som forbehandler matavfall i Norge, og transporterer biogasssubstrat til anlegg i Sverige eller Danmark. Slikt biogasssubstrat kan man få transportert og behandlet for en kostnad på NOK 200-300. Norske anlegg som skal ta imot slikt biogasssubstrat, må forholde seg til dette markedet for eventuelt å få fylt opp ledig kapasitet i anleggene sine. Hvor mye forbehandlingen koster, har vi ikke fått opplysninger om, men det har vært her de største driftskostnadene har vært for anlegg som mottar kildesortert matavfall. Forbehandlingen for matavfall fra industrien kan utføres for under NOK 100 per tonn, i henhold til oppgitte tall fra en avfallsaktør, om avfallet ikke trenger å

hygieniseres eller steriliseres. Man skal derfor ikke regne med så store inntekter for mottak av slikt avfall ved vurdering av nye biogassanlegg.

Avfall fra næringsmiddelindustri (fiskeensilasje, slakteriavfall, fett og olje, meieriavfall) inneholder mye fett og gir derfor et høyt energiutbytte. Mottak av slikt avfall er derfor attraktivt for anleggseiere som har kapasitet til å ta imot dette. Prisen for mottak av slikt avfall er avhengig av hva konkurrenter betaler. Mye slakteriavfall blir behandlet av Norsk Protein, og man må derfor konkurrere med denne bedriften om slike råvarer. I Sverige betales det i enkelte tilfeller for å ta imot slikt avfall på biogassanlegg (se kap. 5.7.3).

Inntekter for produksjon av varme

Vi har ikke fått oppgitt inntekter fra produksjon av varme fra noen anleggseiere, da levering av fjernvarme er lite utbredt på de norske biogassanleggene. I forprosjekter opererer man normalt med en pris på ca. NOK 0,20 per kWh. For to anlegg under bygging opereres det med priser på opptil NOK 1 per kWh, så det ser ut som det er mulig å få til gode avtaler enkelte steder.

Inntekter for salg av strøm

Hvor mye man får betalt for strøm levert til den lokale energileverandøren, avhenger av hvilken avtale man klarer å oppnå. Vi har ikke fått oppgitt fra noen anleggseiere hva slags priser de oppnår, men vi vet at gjennomsnittlig systempris på elektrisitet i Norge siste år var NOK 0,36/kWh. Dette vil mest sannsynlig øke når grønne sertifikater innføres fra 1.1.2012. Gjennomsnittlig markedspris på elsertifikater i Sverige har siste år vært NOK 0,24/kWh, slik at man kan anta en pris på NOK 0,60/kWh fra neste år. Selv med grønne sertifikater er det ikke så mye å hente på å selge strøm på det lokale strømmettet, når kostnadene til drift av gassgeneratoren tas med. Imidlertid får man noe billigere strøm og varme til eget anlegg, slik at det likevel vil kunne lønne seg med en kogenerator på biogassanleggene.

Inntekter for salg av metangass

Også når det gjelder salg av metangass enten til gassnett eller til drift av kjøretøyer, er anleggseierne normalt avhengig av andre aktører i markedet, som vanligvis har bedre kompetanse på prisforhandlinger. Lokale eiere av gassnett eller aktører som distribuerer kjøretøygass, vil gjerne gå med overskudd på kjøp av metangass, og de avtalene som er inngått til nå, er ikke særlig gode for anleggseierne. Dette vet vi selv om vi ikke har fått vite de eksakte prisene i avtalene. Anleggseierne opplyser at avtalene de har inngått knapt dekker utgiftene de har med oppgradering av gassen, men at de håper på bedre avtaler etter hvert. Det vil antakelig etter hvert bli etterspørsel etter «grønn energi» som kundene er villig til å betale mer for enn naturgass, og dette skulle tilsi at biogassanleggene fikk bedre betalt for sin metangass enn prisen for Nordsjøgass.

Når det gjelder salg av biogass til kjøretøydriфт, trenger man en infrastruktur for salg av slik biogass (gassfyllestasjoner), og man må også ha et system for påfylling av naturgass når det eventuelt ikke er mer biometan tilgjengelig. En gassfyllestasjon koster ca. NOK 5-6 mill. Gassen skal også transporteres til fyllstasjonene, og alt dette er lite utbygd i Norge, og koster mye penger å få på plass. Dersom anleggseierne selv kan få avtaler med busselskaper eller kommunale kjøretøyer (for eksempel avfallsbiler), kunne man tenke seg at fortjenesten ved slikt salg kunne bli bedre, men det krever at man skaffer seg kunnskaper om

dette fagfeltet, og har økonomi til å investere i nødvendig infrastruktur. Man må regne med at kostnadene til distribusjon av gassen er nesten like store som kostnadene til oppgradering.

Ved salg av metangass til kjøretøydriфт fra bensinstasjoner kan man regne med en pris på ca. NOK 8,20 per Nm³ inkl. mva. (NOK 6,60/Nm³ biogass eller NOK 0,66/kWh ekskl. mva.)

5 KOSTNADER FOR DANSKE BIOGASSANLEGG

5.1 Generelt om dansk biogassproduksjon

I 2009 var Danmark det landet som hadde den ellefte største biogassproduksjon av EU-landene. Målt i biogassproduksjon per innbygger, var Danmark det EU-landet som i 2009 produserte femte mest biogass. Hvis en ser bort fra anlegg som behandlet avløpsslam, ble de første biogassanleggene etablert i etterkant av oljekrisen i 1970-årene. Mange av disse anleggene ble nedlagt etter kort tid på grunn av sviktende teknikk og lavt energiutbytte. Fra midten av 1990-tallet og fram til i dag er det etablert både fellesanlegg (anlegg for flere bønder) og gårdsanlegg.

Til tross for at det har vært satset mye på biogass i Danmark, utgjorde biogassen i 2008 mindre enn 1 % av totalt energiforbruk på 809 PJ (225 TWh). Av en produksjon på 4,2 PJ (petajoule) (1,2 TWh) utgjorde biogass fra husdyrgjødsel rundt 3 PJ (834 GWh). Det er 76 biogassanlegg basert på substrater fra landbruket, 5 industrianlegg, 61 anlegg basert på avløpsslam og 25 anlegg som samler opp deponigass. Det er rundt 22 fellesanlegg og rundt 60 gårdsanlegg for biogassproduksjon med basis i substrater fra landbruket. Biogass brukes hovedsakelig til produksjon av elektrisitet og varme. Danmark har lang tradisjon for fjernvarme, og med et velutbygd fjernvarmenett ligger det godt til rette for distribusjon av varme fra biogass.

Fellesanleggene er ofte plassert i nærheten av byer slik at en har tilgang til et stort marked for varme. Produksjonen er økende, noe som skyldes økt bruk av husdyrgjødsel til biogassproduksjon.

Den danske regjeringen forventer at biogassproduksjonen vil ligge på rundt 12 PJ (3,3 TWh) i 2020, noe som vil være en tredobling i forhold til dagens produksjon på 4,2 PJ (1,2 TWh). Samtidig er det et mål om at 50 % av husdyrgjødsel skal utnyttes til grønn energi i 2020, jf. Grøn Vækst-avtalen av 16. juni 2009 (Regjeringen og Dansk Folkeparti 2009). I dag utnyttes knapt 5 % av husdyrgjødsel til biogassproduksjon.

I Danmark er det prioritert å erstatte bruken av kull i varmekraftverk med biogass framfor å oppgradere gassen til drivstoff. I Grøn Vækst-avtalen er det uttalt at innmating av biogass i naturgassnettet må stimuleres. Hittil har denne biogassen i likhet med naturgass vært pålagt avgifter. Mye av biogassen transporteres via separate biogassledninger til fjernvarmeanlegg og kraftvarmeverk. Det er planer om innmating av oppgradert biogass inn i naturgassnettet, men det vurderes også å utvikle systemet med nedgradering av naturgassen til biogasskvalitet, et system som er tatt i bruk i enkelte større byer.

Mens det tradisjonelt var avløpsslam som var basis for biogassproduksjon, har husdyrgjødsel (først og fremst svinegylle) utviklet seg til å bli det vanligste substratet kombinert med energivækster og avfall. Det foregår en betydelig overgang fra naturgass til biogass i kraftvarme- og varmeverkene i Danmark. Plasseringsproblematikken, særlig knyttet til at naboer kan få ulemper med lukt, er en viktig barriere for videre utbygging av biogassanlegg.

5.2 Biogassfellesanleggene

5.2.1 Generelt om anleggene

I Danmark har det foruten avløpsrensaneanlegg tradisjonelt vært gårdbrukere med mye husdyrgjødsel som har bygget biogassanlegg. Det finns mange gårdsanlegg, og 22 store biogassfellesanlegg der flere gårdbrukere har gått sammen om felles biogassanlegg. For å få disse anleggene til å fungere tilfredsstillende, bør man ha ca. 25 % bioavfall som gir bedre gassutbytte enn husdyrgjødsel. Biogassfellesanleggene har derfor tatt imot annet næringsmiddelavfall og matavfall fra storkjøkken. Et par av anleggene (Århus Nord og Sinding-Ørre (Herning)) har også tidligere tatt imot kildesortert matavfall fra husholdninger, men erfaringene med dette var så dårlige at anleggene etter hvert sluttet med å ta imot slikt avfall. Noen danske anlegg tar imidlertid imot forbehandlet kildesortert matavfall, og både Lindum og Norsk Biogasssubstrat leverer noe slikt avfall til Lemvig biogassanlegg.

De danske biogassfellesanleggene tar imot husdyrgjødsel fra bøndene som er medeiere i anlegget, og de samme bøndene (og noen steder også andre bønder) tar imot ferdig utråtnet biorest i flytende form, og sprer dette på jordene sine. Anleggene har derfor ikke noen forbehandling eller etterbehandling i forbindelse med biogassanlegget. De bruker de samme kjøretøyene til å frakte husdyrgjødsel inn til anlegget som de frakter ferdig biorest tilbake til jordene, uten hygienisering av kjøretøyene. De fleste anleggene hygieniserer biomassen ved drøyt 50 °C i fra 3 til 10 timer, men det finns også anlegg som pasteuriserer biomassen ved 70 °C i 1 time. Anleggene som mottar husholdningsavfall, har hatt eget hygieniseringstrinn for dette med 70 °C i 1 time (Århus Nord) eller 60 °C i 2,5 timer (Sinding-Ørre) for dette avfallet.



Figur 6. Danske biogassfellesanlegg.

De fleste danske biogassfellesanleggene har gassmotor som produserer el og varme til fjernvarmenett, men det minste anlegget, Davinde, har kun gasskjele. Det er laget en oversikt over biogassfellesanleggene i år 2000, på engelsk: Danish Centralised Biogas Plants – Plant Descriptions av Biologisk Institut ved Syddansk Universitet. De danske biogassfellesanleggenes plassering er vist i figur 6, hentet fra denne utredningen.

5.2.2 Investeringskostnader

I tabell 27 er størrelse på og investeringskostnader for de 18 anleggene som er med i undersøkelsen sammenstillet.

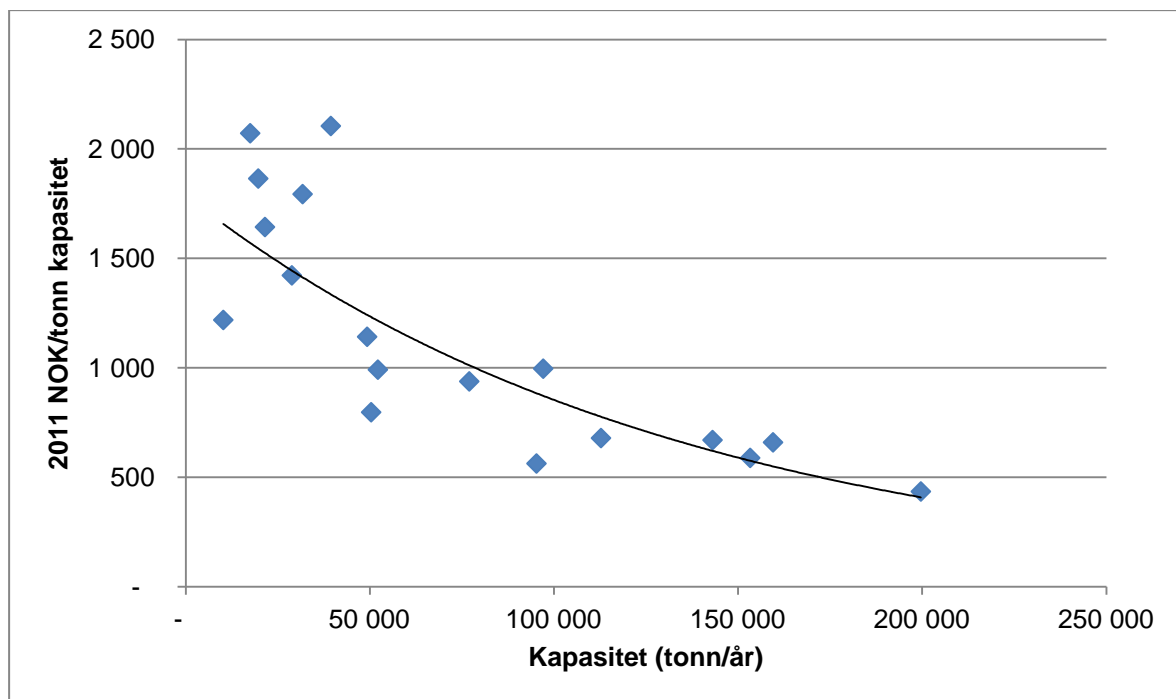
Tabell 27. Størrelse på og investeringskostnader for danskebiogassfellesanlegg.

Anlegg	Kapasitet		Biogass- prod. (mill. Nm ³ /år)	Størrelse råtne- tanker (m ³)	Prosess- temp. (°C)	Hygienisering	
	Husdyr- gjødning (tonn/d)	Annen biomasse (tonn/d)				Slurry	Annet (hush.avf./ avl.slam)
Vester Hjerimitslev	41	13	1,0	1 500	37	57°C i 4,5 h	
Vegger	42	17	2,1	920	55	55°C i 3 h	
Davinde	25	3	0,3	750	36	Ingen	
Sinding-Ørre	117	18	2,4	2 250	51	55°C i 4 h	60°C i 2,5 h
Fangel	124	19	2,2	3 750	37	60°C i 3,5 h	
Ribe	352	68	4,8	5 235	53	53°C i 4 h	
Lintrup (Linkogas)	410	137	5,7	7 200	53	42°C i lager	
Lemvig	362	75	5,4	7 600	52,5	52°C i 10 h	
Hodsager	42	6	0,7	880	37	Ingen	
Hashøj	100	38	3,0	3 000	37	70°C i 1 h	
Thorsø	230	31	2,9	4 650	53	53°C i 3,5 h	70°C i 1 h
Århus Nord	346	46	3,8	8 500	38/52	58°C i 6-8 h	70°C i 1 h
Filskov	61	18	1,3	880	53	53°C i 4 h	
Studsgaard	230	36	5,7	6 000	52	60°C i 2,5 h	
Blåbjerg	222	87	3,1	5 000	53,5	53,5°C i 8 h	
Snertinge	66	42	1,6	3 000	52,5	52,5°C i 10 h	
Blaahøj	70	17	1,4	1 320	53	53°C i 5 h	
Nysted	180	31	2,6	5 000	38	55°C i 8 h	

Tabell 27.(forts.)

Anlegg	Gasstank m ³	Lagertank m ³	Inv.kostn. mill. DKK	Tilskudd mill. DKK	Startår	% til- skudd	mill. NOK 2011
Vester Hjerimitslev	50		12,4	4,3	1984	34,7	39,7
Vegger	148		13,4	2,9	1986	21,6	38,2
Davinde	30		5,8	1,9	1988	32,8	13,6
Sinding-Ørre	150		26,2	8,9	1988	34,0	61,6
Fangel	50		25,3	10	1989	39,5	57,0
Ribe	1 000		45,3	17,7	1990	39,1	99,0
Lintrup (Linkogas)	1 000	2 500	43,6	16,8	1990	38,5	95,2
Lemvig	5 000		55,2	14,2	1992	25,7	116,0
Hodsager	100		19,2	3,9	1993	20,3	40,1
Hashøj	2 200		21,8	5,1	1994	23,4	44,1
Thorsø	2 790		29,1	6,3	1994	21,6	58,8
Århus Nord	370		54,2	10,8	1995	19,9	104,5
Filskov	100	3 000	23,2	2,5	1995	10,8	44,7
Studsgaard	170		55,7	13,9	1996	25,0	106,2
Blåbjerg	4 000		44,1	11,5	1996	26,1	84,1
Snertinge	200		47,8	9,2	1996	19,2	91,1
Blaahøj	1 200		33,4	6,9	1997	20,7	62,5
Nysted	2 500		43,7	8,5	1998	19,5	79,4

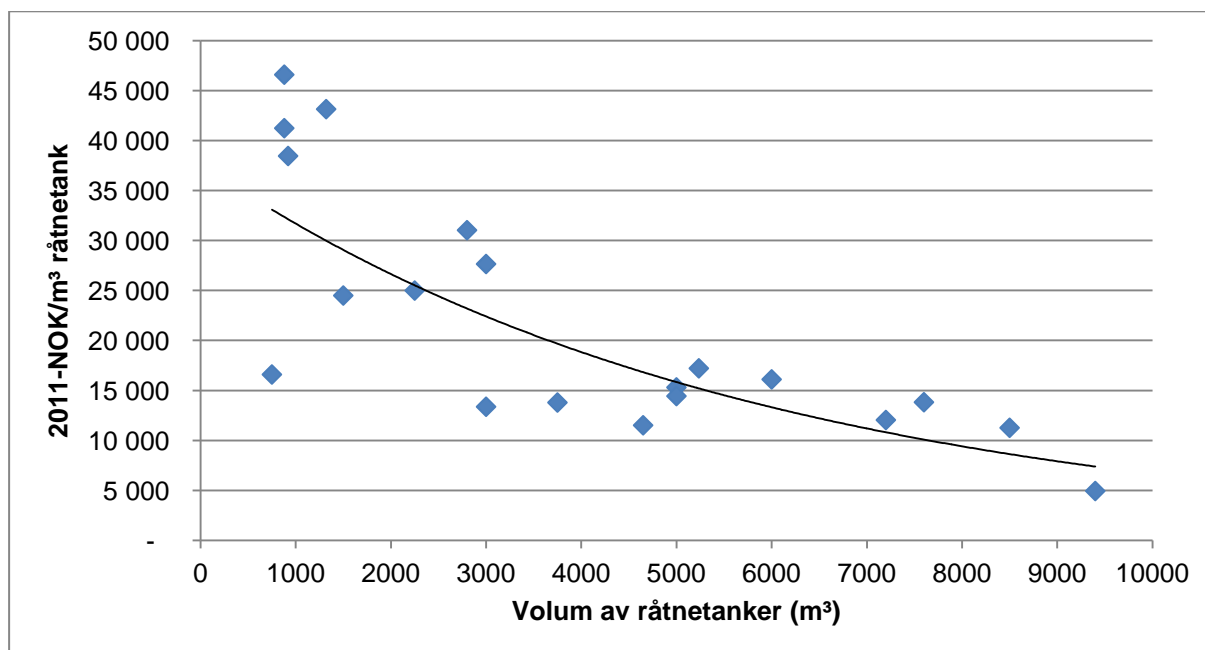
I siste kolonne i tabellen har vi forsøkt å oppskrive investeringskostnadene for anleggene til norske kroner i 2011. Vi mangler tall for utviklingen i danske byggekostnader, og har derfor brukt SSBs kostnadsindekser for boligblokk for å oppjustere investeringskostnadene for de danske anleggene. Vi mangler også en oversikt over hvordan den danske og norske kronen har utviklet seg i forhold til hverandre i disse årene, så vi har brukt en faktor på 1,1 NOK per DKK for alle anleggene. Vi får da omtrentlige byggekostnader i 2011 i norske kroner, vist i siste kolonne i tabellen. Setter vi investeringskostnader per tonn årlig kapasitet inn i en figur der anleggene er rangert etter kapasiteten i tonn/døgn, får vi følgende forhold:



Figur 8. Investeringskostnader for danske biogassfellesanlegg omgjort til norske 2011-kr.

Figuren viser at kostnadene per tonn årlig kapasitet synker med økende kapasitet på anleggene. Kostnadene for anlegg med kapasitet under 50 000 tonn/år ligger mellom ca. NOK 1 100 til ca. NOK 2 100, som er langt under kostnadene for de norske anleggene (se figur 1 i kap. 4.2.1). De danske anleggene har imidlertid verken forbehandling eller etterbehandling av avfallet, så det er naturlig at anleggskostnadene er lavere.

Ettersom det er stor forskjell i tørrstoffinnholdet i forskjellig avfall som behandles i råtnetankene, er det kanskje mer riktig å se på investering per m³ råtnetankvolum. Dette er vist i figur 9 for danske fellesanlegg samt Audebo og Grindsted.



Figur 9. Investeringskostnader for danske fellesanlegg omgjort til NOK 2011 sett i forhold til råtnetankvolum.

Investeringskostnadene for de danske anleggene ligger i samme størrelsesorden som kostnadene for 4 av de 6 norske biogassanleggene for matavfall (figur 2 i kap. 4.2.1), når man ser det i forhold til rånetankstørrelsene. Dette tyder på at det er mulig å bygge norske anlegg like rimelige som danske og svenske anlegg. De danske anleggene er imidlertid bygget lenge før de norske, så det er vanskelig å sammenligne, da vi ikke helt vet utviklingen i byggekostnader for biogassanlegg i disse årene.

5.2.3 Driftskostnader

«Foreningen for danske biogasanlæg» har årlig et energiseminar der kostnadsbildet for anleggene blir presentert. Foreningen legger presentasjonene fra dette seminaret ut på nett, og vi har i tabell 25 presentert disse tallene fra seminaret i 2010. På dette seminaret viste Kurt Hjort-Gregersen hvordan driftsutgifter og driftsinntekter for 13 biogassfellesanlegg har utviklet seg fra 2000 til 2010, og om anleggene har hatt underskudd eller overskudd i disse årene når man også tar hensyn til renter, avdrag og avsetninger til fremtidige investeringer.

Som det fremgår av tabell 25 er det mange anlegg som i denne perioden tidvis har gått med underskudd, og økonomien spesielt for de mindre anleggene er ikke særlig god. Det er kun anlegget i Ribe som har gått med overskudd i alle de ti årene. I siste kolonne er tatt med planlagt eller nylig gjennomført utvidelse av anleggene, som viser at det nå er stor investeringsvilje, selv om mange anlegg går dårlig, eller fordi man må ha større anlegg for å få bedre økonomi i anleggene. Man har også begynt å snakke om å begynne å ta imot kildesortert matavfall på noen av anleggene.

For salg av gass til kraft/varme rapporteres det om en gasspris mellom DKK 1,55 og DKK 2,47 per Nm³ i 2009.

Tabell 28. Driftskostnader, inntekter og overskudd for 13 biogassfellesanlegg fra 2000 til 2010.

Anlegg	Driftskostnader 2000-10 mill. kr/år	Driftsinntekter 2000-10 mill. kr/år	Overskudd 2000-10 mill. kr/år	Planlagt utvidelse m ³ råtnetanker
Vester Hjermitslev	0,2-0,4	0,4-0,5	-1,7-+0,5	
Vegger	0,24-0,4	0,37-0,5	-0,4-+1,5	3 600
Ribe	6-8,5	10-14	+1-+2,5	8 000
Lintrup (Linkogas)	8-12	12-21	-3-+2	
Lemvig	8-15	,13-21	-2,5-+2,5	13 000
Hashøj	2,5-9	5-14	-0,3-+1	
Thorsø	4,3-6	8-11	-0,8-+2,2	9 000
Filskov	2,4-5,5	4,8-8,5	-0,8-+0,5	3 800
Blåbjerg	4,2-7	8,2-11	-2,6-+1,6	10 000
Snertinge	4-6	7,5-13	-1,5-+1,5	
Blaahøj	2,5-4,2	4,5-6,5	-1-0	1 500
Nysted	4-7,5	5,8-10,5	-3--0,3	8 000
Vaarst-Fjellerad	3,5-5,2	5,8-8,2	-1,3-+1,2	

Vi mangler data for tilførte mengder til de danske biogassanleggene, så det er derfor vanskelig å sammenligne driftskostnadene i tabell 28 med driftskostnader for norske biogassanlegg.

5.3 Danske biogassanlegg for kildesortert matavfall

Det er bygget to nye biogassanlegg for kildesortert matavfall i Danmark de siste årene: Audebo biogasanlæg på Vest-Sjælland (AIKAN-anlegg) og Grindsted renseanlæg, Billund i Midt-Jylland. En modul av Audebo-anlegget ble bygget i 2003, og ble evaluert av Aalborg Universitet i 2005 i rapporten: «Kombineret bioforgasning og kompostering af kildesorteret organisk dagrenovation i batchanlæg.» Grindsted renseanlæg har vi fått opplysninger om gjennom foredraget «Grindsted renseanlæg – 14 års erfaring med kildesortering og bioforgasning af dagrenovation», holdt av Bjarne Bro fra Billund kommune på Dakofas 2011-konferanse.

5.3.1 Grindsted renseanlæg

Biogassanlegget på Grindsted renseanlegg kan ta imot 214 m³/d kildesortert husholdningsavfall og 25 m³/h uavvannet slam fra renseanlegget. Husholdningsavfallet passerer først en oppdeler med 50 mm silduk, og deretter en oppdeler med 15 mm silduk. Det oppmalte matavfallet går så til en 20 m³ buffertank. I en 20 m³ pulper blir matavfall blandet og spedd ut med avløpsslam. Deretter pumpes det til en 180 m³ buffertank hvor også flytende industriavfall pumpes inn. Slurryen som inneholder maks. 8 % tørrstoff går derfra til to 20 m³ hygieniseringstanker hvor temperaturen holdes på 70 °C i en time. Temperaturen i råtnetankene er mesofil (ca. 37 °C)

Råtnetanken har et volum på 2.800 m³, gassklokken 500 m³, og det er også en 120 m³ varmeakkumuleringstank på anlegget. Gassen går til en kogenerator med kapasitet 215 m³/h som gir 40 % el og 45 % varme til fjernvarmenettet og til intern oppvarming. Bioresten avvannes til ca. 22 % TS og kjøres ut i jordbruket.

Anlegget mottar 1 800 tonn/år kildesortert matavfall i sekker fra Billund kommune, og 2 500 tonn/år oppdelt kildesortert matavfall fra Vejle kommune. Anlegget mottar i tillegg 39 000 tonn/år uavvannet avløpslam, 12 000 tonn flytende industriavfall og ca. 400 tonn flytende annet avfall. I alt kommer det inn 2 900 tonn TS/år, og går ut 980 tonn TS, hvilket gir 66 % reduksjon av tørrstoffet. I alt kan man produsere 4,6 GWh el og 17 GWh varme ved 100 % kapasitetsutnyttelse, 2,5 GWh el og 10 GWh varme ved 60 % utnyttelse. Forbruket av el i anlegget er 0,6 GWh, og forbruket av varme 3 GWh.

I tabell 29 er vist anleggskostnader for anlegget i 1996, oppdatert til dagens kostnader i danske og norske kroner (NOK = 1,05 DKK).

Tabell 29. Anleggskostnader for biogassanlegget på Grindsted renseanlæg.

Anleggsdel	Investering 1996 (mill. DKK)	Tilsvarende DKK i 2011	Tilsvarende NOK i 2011
Bygg	18,7	23,3	24,5
Maskin	26,3	36,8	38,6
Elektro	3,8	4,5	4,7
Driftsovervåking	0,8	1,1	1,2
Planlegging	13,0	17,0	17,9
Totalt	62,6	82,7	86,9

I tabell 30 er vist driftskostnader for anlegget i NOK (2010).

Tabell 30. Driftskostnader for biogassanlegget på Grindsted renseanlæg i NOK 2010 (1 DKK = 1,05 NOK).

Omkostninger	Årsverk	Mill. NOK/år
Bemannning	0,5 – 1,0	0,23 – 0,47
Vedlikehold		0,84
Tilsettinger		0,22
Energi		0,61

Det er vanskelig å sammenligne dette anlegget med norske anlegg for behandling av kildesortert matavfall, ettersom mesteparten av det som behandles i Grindsted renseanlegg er avløpslam og flytende avfall, og derfor vanskelig kan sammenlignes med anlegg som for det meste mottar kildesortert husholdningsavfall. Man måtte da sammenligne kostnadene per tonn mottatt tørrstoff, men også norske biogassanlegg for avløpslam har normalt mye lavere kostnader per tonn TS enn tilsvarende anlegg for matavfall. Grindsted har en drifts- og vedlikeholdskostnad på ca. NOK 580 per tonn TS, mens de norske matavfallsanleggene ligger på fra NOK 1 040 til NOK 1 910 per tonn TS. Bemanningskostnadene for Grindsted renseanlegg er mellom ca. NOK 80 og NOK 160 per tonn TS, mot NOK 460 og NOK 940 for de norske anleggene.

I tabell 31 er vist totale inntekter og utgifter ved biogassanlegget.

Tabell 31. Totale inntekter og utgifter ved biogassanlegget på Grindsted renseanlæg i 2010, og beregnet ved fremtidig omlegging til termofil drift (mill. NOK/år). Prisene er omregnet fra danske til norske kroner ved å multiplisere med 1,05.

Inntekter/utgifter	2010		Fremtidig (termofil drift)	
	Inntekter	Utgifter	Inntekter	Utgifter
Finanskostnader	0	2,6	0	2,6
Bemanning	0	0,4	0	0,4
Vedlikehold	0	0,8	0	1,2
Tilsetninger	0	0,2	0	0,3
Strøm	3,2	0,54	4,7	0,8
Varme	0,1	0,04	0,3	0,3
Mottaksgebyrer og avgifter	3,0	0	3,7	0
Totalt	6,3	4,58	8,7	5,6

I tabell 32 er vist mottaksgebyrer og enhetspriser for biogassanlegget på Grindsted renseanlæg.

Tabell 32. Mottaksgebyrer og enhetspriser for biogassanlegget på Grindsted renseanlæg. Prisene er omregnet fra danske til norske kroner ved å multiplisere med 1,05.

	Mottaksgebyr	Kostnad	Kjøp	Salg
	NOK/tonn	NOK/tonn TS	NOK/kWh	NOK/kWh
Industriavfall	131			
Matavfall	420			
Spredning av biorest		254		
Tilsetninger		7		
Strøm			0,53	0,81
Varme			0,00	0,05

Anlegget tar relativt lave gebyrer for mottak av avfall, mens inntektene for salg av strøm er mye bedre enn det man kan oppnå i Norge.

Bjarne Bro anser det for å være mulig å drive nåværende anlegg med akseptabel økonomi i avskrivningsperioden. Råtnetanken må tømmes jevnlig for bunnfall, men ikke for plast. Feilsortering av matavfallet er under 1 %, og dette er svært viktig for å oppnå et godt resultat. Det er viktig med god forbehandling og store enheter for å få et økonomisk godt resultat.

5.3.2 Audebo biogasanlæg

Dette anlegget er et AIKAN-anlegg (samme som på Elverum) med biogassanlegg og kompostering av bioresten fra biogassanlegget. Anlegget, som består av moduler, ble påbegynt i 2003, og ble evaluert i 2004. I dag har anlegget en kapasitet på 12.000 tonn matavfall per år. Prinsippet for biogassprosessen er å separere den i to faser, en fast fase med hydrolyse i gasstette betongsiloer på 600 m³, og en flytende metandannende prosess i

en gasstett overdekket husdyrgjødseltank på 470 m³. Perkolat fra den faste fasen samles opp og pumpes til husdyrgjødseltanken, hvor temperaturen holdes på ca. 35 °C. Over tanken er det en membran som samler opp biogassen, og denne brukes til å produsere strøm i en gassgenerator. Noe perkolat pumpes tilbake igjen til betongtanken hvor det overrisler matavfallet der.

Etter seks uker dreneres alt perkolat ut av betongtanken, og det settes på lufting ved å suge luft gjennom biomassen. Dette foregår i tre uker, og biomassen blir periodevis vannet med perkolat. I en kort periode blir perkolatet som overrisler biomassen oppvarmet til 75 °C for å få en hygienisert biorest. Den siste uken blir komposten tørket ut ved å tilsette uteluft uten overrisling. Deretter legges komposten ut til ettermodning i hauger i 3 måneder. Haugene blir vendt månedlig. Til slutt blir komposten soldet i en 10 – 40 mm trommelsikt. Fraksjonen under 10 mm er ferdig kompost, mens fraksjonen fra 10 til 40 mm blir behandlet i en magnetseparator og en vindseparator for å fjerne henholdsvis metall og plast, og så brukt til strukturmateriale i innkommende avfall. Fraksjonen over 40 mm blir sendt til forbrenning sammen med plast fra vindsikten.

I evalueringsperioden mottok anlegget ca. 50 tonn kildesortert husholdningsavfall per døgn fra ni kommuner på Sjælland. Det var stort grad av feilsortering i avfallet før evalueringen startet, og det inneholdt gjennomsnittlig 27 – 35 % plast, glass, metaller og bleier. Det var stor forskjell fra lass til lass, og i evalueringsperioden ble lass med mer enn ca. 40 % feilsortert avfall ikke mottatt på anlegget. Matavfallet ble oppdelt i en åpen kvern med loddrett stående snegler som roterte langsomt for ikke å knuse og dele opp glass, metaller og bleier i avfallet. Strukturmateriale (1 vektdel struktur til 2 vektdeler matavfall) i form av knust hageavfall ble tilsatt. Det tok 5 uker å fylle opp en modul i AIKAN-anlegget med blandingen.

Matavfallet hadde tørrstoffprosent på 35 % og inneholdt 38 % plast, glass, metaller og bleier. Strukturmaterialet inneholdt 50 % tørrstoff. Av 1 tonn matavfall ble det produsert 117 Nm³ biogass med 63 % metaninnhold, 341 kg kompost (<10 mm) med 50 % TS, 205 kg plast og metaller med 63 % TS og 198 kg strukturmateriale med 60 % TS.

Det ble brukt 2,0 liter olje til maskiner (28 % av energimengde) og 4,6 liter til oppvarming av perkolat (64 % av energiforbruk), samt 6 kWh (8 % av energimengde) elektrisitet til prosessen, per tonn matavfall. Brennverdien av biogass med 63 % metan er 23,5 MJ/Nm³, og energiproduksjonen er 1 045 MJ strøm (38 %) og 1 430 MJ varme per tonn matavfall. Med et forbruk på 258 MJ i prosessen gir det et overskudd på 2 217 MJ/tonn matavfall.

Det ble laget et overslag over investeringskostnader for et anlegg for behandling av 25 000 tonn kildesortert matavfall og 10 000 tonn strukturmateriale per år. Dette er vist i tabell 33.

Tabell 33. Overslag over investeringskostnader ved et ALKAN-anlegg for 25 000 tonn kildesortert matavfall og 10 000 tonn strukturmateriale per år, i DKK i 2004 og NOK i 2011 (byggekostnader økt med 33 %, og 1 DKK = 1,05 NOK).

Anleggsdel	Investering	
	Mill. DKK 2004	Mill. NOK 2011
Mottakshall	2,0	2,7
20 prosessmoduler	24,0	31,8
Gassanlegg inkl. gassmotor og reaktortanker	5,5	7,3
Biofilter	0,5	0,7
Etterkomposterings- og produktareal	1,5	2,0
Asfalt på veier og vaskeplasser	1,5	2,0
Totalt	35,0	46,5

Disse kostnadene virker veldig små i forhold til anlegget på Elverum som kostet 91 mill. kr for 30 000 tonn matavfall per år. Vi har ikke oversikt over hva anlegget på Audebo i virkeligheten har kostet.

Driftskostnadene til maskiner og lønn til personalet beløp seg i prøveperioden til NOK (2011) 146 per tonn kildesortert matavfall (generelle kostnader økt med 11,5 %, og 1 DKK = 1,05 NOK). Driftskostnader for 25 000 tonn avfall per år anslås til mellom NOK (2011) 170 og 246 per tonn kildesortert matavfall. Administrasjonskostnader anslås til mellom NOK (2011) 94 og 176 per tonn kildesortert matavfall. Øvrige utgifter ble anslått til NOK (2011) 234 per tonn kildesortert matavfall.

Det ble i rapporten anslått at behandlingsprisen for kildesortert matavfall ville ligge på ca. NOK (2011) 878 per tonn ved behandling av 5 – 6 000 tonn kildesortert matavfall per år, mens dette ville kunne reduseres til ca. NOK (2011) 585 ved behandling av 25 000 tonn matavfall per år.

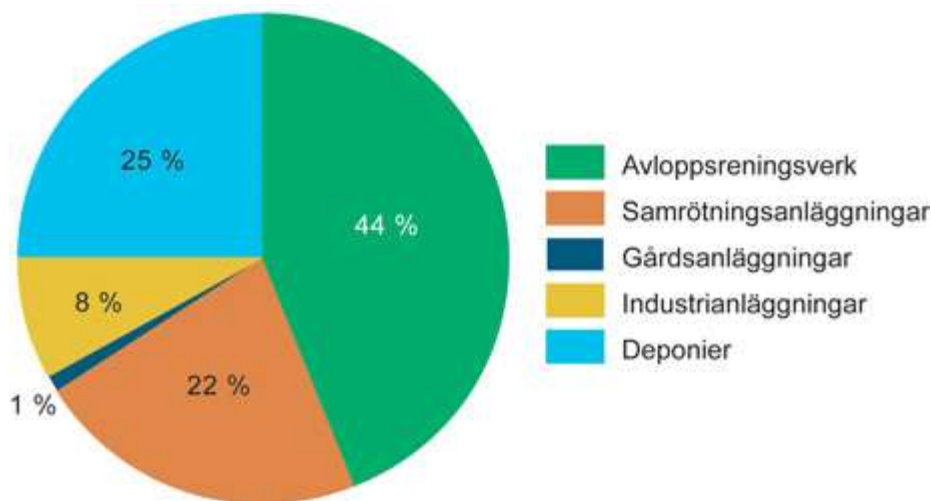
6 KOSTNADER FOR SVENSKE BIOGASSANLEGG

Dette kapittelet er skrevet av Chris Hellström på Asplan Viaks datterselskap KanEnergi Sverige.

6.1 Allment om biogassproduksjon i Sverige

(källa: www.biogasportalen.se m fl)

I Sverige producerades år 2009 ungefär 1,4 TWh biogas från sammanlagt 230 rötningsanläggningar. 49 % av biogasen användes till varmeproduktion, 36 % oppgraderades, 5 % gick till produktion av el och 10 % av biogasen facklades bort. De huvudsakliga substraten för biogasproduksjon var ulike typer av avfall såsom avloppsslam, källsorterat matavfall og avfall från livsmedelsindustrin.



Figur 10. Fordeling av biogassproduksjonen i Sverige i 2009.

Den sammanlagda mängden biogas som producerades i Sverige år 2009 oppgick till 1 363 GWh. Den største mängden biogas, cirka 44 % (605 GWh) kom från reningsverk, 25 % (335 GWh) från deponier, 22 % (299 GWh) från samrötningsanleggninger og 8 % (106 GWh) från industrieanleggninger. Småskalig biogasproduksjon på gårdsnivå oppgick till 1 % (18 GWh) av den totale produksjonen.

Jämfört med tidigare år oppgick den totale biogasproduksjonen till drygt samma nivå, men fördelningen mellom de ulike anleggningstypene hadde förändrats. Produksjonen ökade för samrötningsanleggninger og gårdsanleggninger medan produksjonen var oförändrad för avloppsreningsverken.

Förutom biogas har samrötningsanleggningarna og gårdsanleggningarna tillsammans producerat 537 403 ton (våtvikt) biogödsel og reningsverken 214 000 ton (torrvikt) rötslam.

6.2 Substrat

Tabell 34. Substrat till biogasproduktion, ton våtvikt. (Källa: Produktion och användning av biogas år 2009, ES2010:05, Statens Energimyndighet)

Anläggnings- typ	Mat- avfall	Avlopps- slam	Gödsel	Livs- medels- industri	Slakteri inkl. verksam- hetsslam	Energi- grödor	Övrigt
Avloppsrenings- verk	67 596	- ¹	378	67 015	0	0	493 935
Samrötnings- anläggningar	92 879	0	156 355	86 477	112 027	2 900 ²	81 771
Gårdsanlägg- ningar	300	0	48 010	1 300	2 700	60	1 300
Summa	160 775	- ¹	204 743	154 792	114 727	2 960	577 006

Anm. Industrianläggningar redovisas ej då dessa inte angivit substrat.

¹ Tillräckligt med svarsdata saknas för sammanställning.

² Substratkategorin har inte efterfrågats i Avfall Sveriges rapporteringssystem. Värdet är insamlat utanför systemet och kan därmed vara missvisande.

6.3 Råtnerest

Beroende på ursprung brukar man ge rötresten olika benämningar, biogödsel (från samrötningsanläggningar) och rötslam (från avloppsreningsverk). För kategorin biogödsel finns certifieringssystemet (SPCR 120) där biogasanläggningen kan kvalitetssäkra sin biogödsel. I certifieringen synas hela kedjan från råvara till slutprodukt, och halterna av till exempel metaller och sjukdomsframkallande bakterier kontrolleras regelbundet.

Rötslam från avloppsslam från reningsverk har oftast en hög vattenhalt och behöver avvattnas innan spridning. Innehållet av tungmetaller kan begränsa användningen av slammet i jordbruket. För att utveckla och systematisera reningsverkens uppströmsarbete finns certifieringssystemet REVAQ.

I nedanstående tabell ses produktion av rötrest i Sverige år 2009 samt hur mycket av denna som använts som gödningsmedel. All biogödsel som producerades på gårdsanläggningar användes som gödning på åkermark.

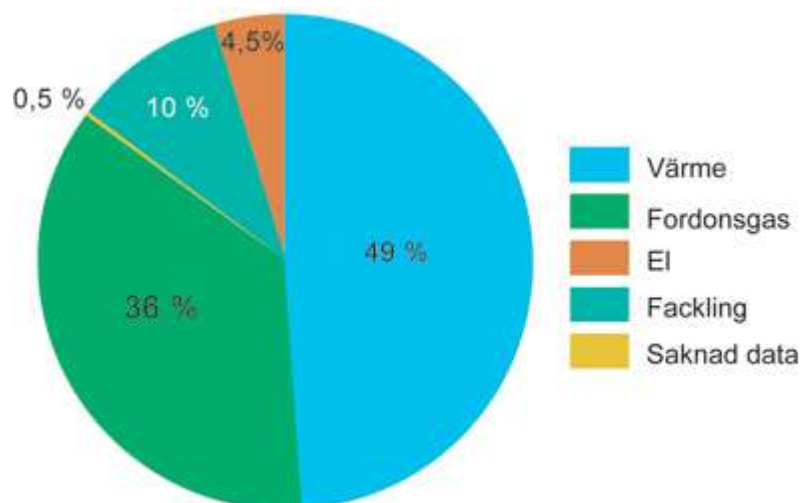
Tabell 35. Mængd producerad rötrest (röttslam och biogödsel), användning av denna som gödningsmedel samt antal anläggningar inom respektive anläggningstyp som har certifierad rötrest (SPCR 120 för biogödsel samt REVAQ för avloppsslam). Källa: Produktion och användning av biogas år 2009, ES2010:05, Statens Energimyndighet

Anläggningstyp	Producerad rötrest (ton våtvikt)	Användning av rötrest som gödningsmedel (ton våtvikt)	Användning av rötrest som gödningsmedel (procent)	Antal certifierade anläggningar
Avloppsreningsverk	214 0001	62 400 ¹	29	22 (11) ²
Samrötningsanläggningar	498 752	484 703	97	10
Gårdsanläggningar	52 700	52 700	100	0

¹ Ton torrt slam per år. Ingen oppgift på ton våtvikt Data baseras på offisiell statistikk frå 2008. (Enligt Svenskt Vatten har mængden slam till åkermark enligt REVAQ ökat frå 7 200 ton torrvikt i 2008 till 42 500 ton torrvikt i 2009.)

² Enligt Svenskt Vatten fanns 22 certifierade REVAQ-anläggningar år 2009. Enligt offisiell statistikk frå 2008 var antalet 11stycken.

6.4 Anvendning

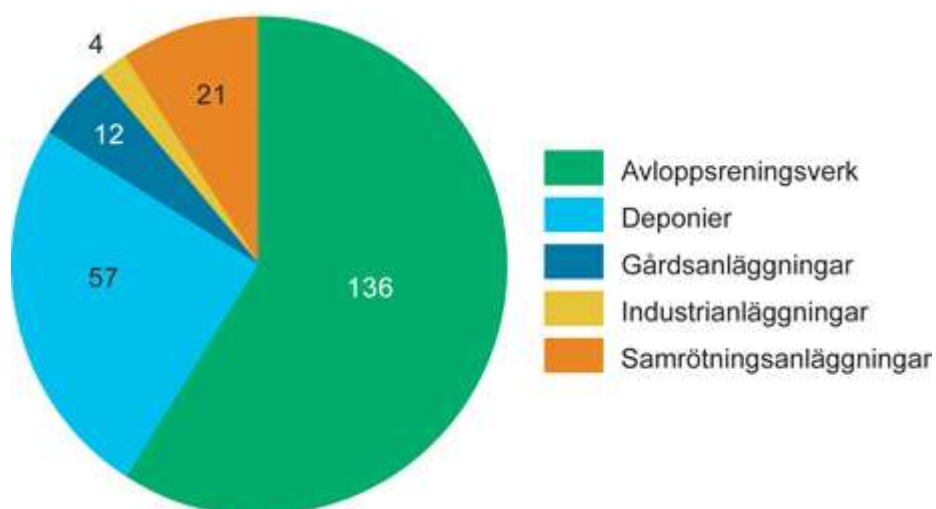


Figur 11. Anvendelse av biogass i Sverige i 2009.

Det främsta användningsområdet för biogas i dagsläget är produktion av värme. Värmen används av kund eller av biogasproducenten själv, för uppvärmning av egna lokaler eller processer. År 2009 användes 49 % (667 GWh) av den producerade biogasen (1 363 GWh) för uppvärmningsändamål, 5 % (64 GWh) för produktion av el, 36 % (488 GWh) uppgraderades, 10 % (135 GWh) uppges ha facklats bort och för 1 % (9 GWh) saknas data. Andelen biogas som uppgraderades ökade med 37 % frå år 2008 till år 2009, vilket var den största procentuella ökningen bland användningsområdena.

Av den uppgraderade gasen injicerades 151 GWh till det befintliga energigasnätet i sydvästra Sverige. Injektionsstationer finns på orterna Laholm, Falkenberg, Helsingborg, Malmö, Bjuv, Göteborg och Lund.

6.5 Anlegg



Figur 12. Fordeling av biogassanlegg i Sverige i 2009.

År 2009 produceras biogas ved totalt 230 anleggninger rundt om i landet. Anleggningarna bestod av 136 reningsverk, 4 industrier, 21 samrøtningsanleggninger, 57 deponier og 12 gårdsanleggninger.

Røtkammarvolymen oppgick till knapt 500 000 m³. Reningsverken har den største totala røtkammarvolymen, medan industrien har den største gjennomsnittsstørrelsen på røtkammarna i sine anleggninger. Det er stor spennvidd på røtkammarvolymen mellom de minste og de største anleggningarna, frå de minste på ca 100 m³ till de største med en sammanlagd volym på 30 000 m³.

I Norrköping finns en anleggning där produktion av biogas sker i kombinat med etanolproduksjon. Anleggningen framställer etanol ur vete og restprodukt, dranken, används för produksjon av biogas genom røtning.

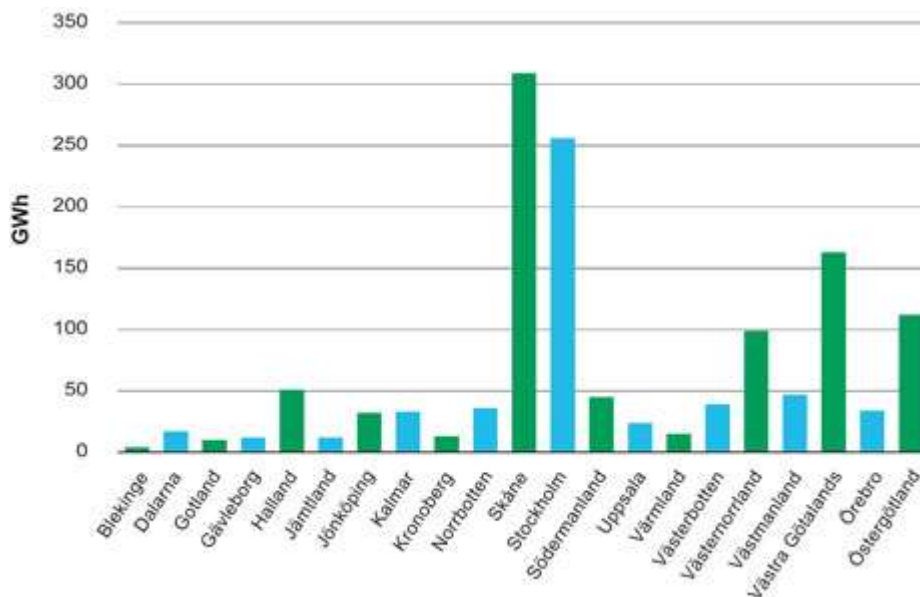
Oppgradering av biogas till naturgaskvalitet sker på ett 40-tal anleggninger i Sverige. På sju orter (Bjuv, Göteborg, Helsingborg, Laholm, Malmö, Falkenberg og Lund) matas den oppgraderade gasen in på naturgasnätet og kan på så sätt ersätta naturgas.

Tabell 36. Antal biogassanleggninger i Sverige, fordeling mesofila/termofila anleggninger samt metanhalt og total røtkammarvolym år 2009. Källa: Produktion og anvendning av biogas år 2009, ES2010:05, Statens Energimyndighet

Anleggningstyp	Antal anleggninger	Antal mesofila ¹	Antal termofila ¹	Metanhalt medel (%)	Røtkammarvolym (m ³)
Avloppsreningsverk	136	126	11	64	349 289
Samrøtningsanleggninger	21	13	8	66	81 300
Gårdsanleggninger	12	11	1	63	8 322
Industrianleggninger	4	4	0	74	55 550
Summa	173	154	20	267	494 461

¹ För de anleggninger där processtemperatur saknas har antagits att de är mesofila.

6.6 Produksjon per län



Figur 13. Produksjonen av biogass i Sveriges fylker i 2009.

Den geografiske fordelingen av biogasstatistiken over län viser at biogasproduksjonen år 2009 var størst i storstadsområdene. Mer än hälften av biogasen (inklusive deponigasen) producerades i Stockholm, Västra Götaland och Skånes län. Produksjonen i Västernorrland och Östergötlands län var också relativt stor og oppgick tillsammans till 15 % av total biogasproduksjon år 2009.

6.7 Detaljerte tall fra noen anlegg

Sammanstillingen har koncentrerats på att visa samrøtningsanleggninger, dvs anleggninger som røtar någon form av industrielt livsmedelsavfall och/eller utsortert organisk hushållsavfall. De fleste av dessa anleggninger ägs av kommuner, vilket gör det svårt att redovisa økonomisk utfall. Ofta är inte kommunerna själva direkt interesserte av dette, utan syftet med anleggningen är att ta hand om ett avfall og dette måste göras, i princip uavsett kostnad. Eventuell kan man relatere kostnaden for å hantere avfallet i en biogasanleggning med annan form av omhändertagande (t ex forbrønning, kompostering), men det finns också en lagstiftning som begrensar møyigheterna å skicka organisk avfall till forbrønning.

Ett eksempel på hur kommunerna røknar finansiering/økonomi kring dessa anleggninger ges från biogasanleggningen i Boden (ur rapporten "Biogas ur gödsel, avfall og restprodukter – gode svenske eksempel", Energigas Sverige, 2005):

"Investeringskostnaden for etapp 1, det vill säga själva røtkammaren og mottagnings-behandlingsanleggningen for matavfall, oppgick till totalt SEK 26,8 millioner, varav ett Lip¹-

¹ LIP : Lokalt investeringsprogram, ett statligt stöd for ulike miljøprosjekt, 1998-2002.

<http://www.naturvardsverket.se/sv/Start/Lagar-och-styrning/Ekonomiska-styrmedel/Investeringsprogram/Lokala-investeringsprogram-LIP/>

bidrag bidrog med SEK 10,4 miljoner. För etapp 2, där uppgraderings- och tankningsanläggningen ingick, var den totala investerings-kostnaden SEK 19,5 miljoner. För denna satsning erhöles Klimp²-bidrag med drygt SEK 8,3 miljoner. Nettoinvesteringen är alltså cirka SEK 27,6 miljoner vilket gör att den årliga kapitalkostnaden blir cirka SEK 2,5 miljoner. De båda investeringarna är ekonomiskt lönsamma främst av följande fyra skäl:

A. Mängden slutprodukt från behandlingen av avloppsvattnet, slammet, har på grund av rötningen mer än halverats, vilket innebär en besparing för borttransport på cirka SEK 0,5 miljoner per år.

B. Kommunen kan i egen anläggning behandla matavfallet. Kostnaden beräknas till cirka SEK 200 per ton vilket skall jämföras med kostnaden för kompostering, vilken beräknas till cirka SEK 700 per ton. Besparing cirka SEK 1,0 miljoner per år.

C. Nettointäkterna från försäljningen av fordonsgas, då full avsättning uppnås inom något år, blir cirka SEK 3,5 miljoner per år. I detta belopp ingår att anläggningens värmebehov täcks via köp av fjärrvärme.

D. Kommunen har i anläggningen kapacitet att mottaga och behandla cirka 1 000 ton matavfall från andra avfallslämnare, vilket ger intäkter på omkring SEK 0,5 miljoner.

Sammantaget blir den ekonomiska besparingen cirka SEK 3,0 miljoner per år vilket innebär att investeringen är betald inom en 10-årsperiod.”

Ett annat exempel kommer från biogasanläggningen i Skellefteå (från kommunens årsrapport):

- År 2005 levererades 18 613 ton avfall till förbränning vid värmeverket i Umeå. Kostnaden för den behandlingen var under fjolåret SEK 398 per ton. Detta ger en total kostnad på SEK 7,4 miljoner.
- Med förbränningskatten ökar behandlingskostnaden från SEK 7,4 miljoner till mellan SEK 9 och SEK 16 miljoner per år.
- Om vi sorterar ut 6 000 ton organiskt hushållsavfall till biogasanläggningen, minskar behandlingskostnaden i Umeå med mellan SEK 2,9 - 5 miljoner per år.

I samma rapport som ovanstående exemplet Boden härstammar ifrån, konstaterar Föreningen Energigas Sverige:

”Ekonomi vid samrötningsanläggningarna är beroende av flera olika faktorer, av vilka många kan vara svåra att styra över för den enskilda anläggningen. En viktig faktor är till exempel tillgången på substrat. Vissa substrat, som till exempel slakteriavfall, är på grund av sitt höga energiinnehåll eftertraktade och i detta fall uppstår ibland en konkurrenssituation. För dem som producerar fordonsgas är bensinpriset en viktig faktor. Avgörande är också att all producerad biogas kan användas och distribueras på ett effektivt sätt. Vilka avtal anläggningen har med avfallsbolag, energibolag med flera har betydelse för lönsamheten. Viktigt är dessutom att det finns avsättning för den producerade biogödseln. Många av dessa biogasprojekt hade inte varit möjliga att genomföra utan ekonomiska bidrag från framför allt LIP och Klimp. På sikt bedöms dock biogasanläggningarna bli lönsamma.”

² KLIMP: Klimatinvesteringsprogram, ett statligt stöd för olika projekt som syftade till minskning av klimatpåverkande utsläpp, 2003-2008, <http://www.naturvardsverket.se/klimp>

Ett problem når det gjelder redovisningen av kommunala anleggninger er också att dessa ofta ligger inom vatten – avloppsverksamheten och att man därför inte kan redogöra för antal anställda som huvudsakligen jobbar med biogasanläggningen – anläggningen ingår oftast i avloppsreningsverket som helhet. De privata eller bolagiserade kommunala anläggningarna är ofta förtegen om kostnadsläget för substrat, eftersom det mer och mer uppstår konkurrens om vissa typer av substrat. Därför har vi använt en rapport från Avfall Sverige, där kostnadsläget beskrivs översiktligt. (KanEnergi Sweden, ett dotterbolag till AsplanViak var deltagare i framtagandet av denna rapport).

Tabell 37. Samrötningsanläggningar i Sverige 2011.

Kommun	Ägare	Anläggningens namn/beteckning
Bjuv	Söderåsens biogasanläggning AB	Wråms Gunnarstorps Gods, Billesholm
Boden	Svedjans biogasanläggning AB (kommunalt bolag)	Boden
Borås	Borås Energi & Miljö AB (Kommunalt bolag)	Borås Sobacken
Falkenberg	Falkenberg Biogas AB (ägs av Eon (65 %), Falkenbergs kommun (20 %) och Gekås Ullared (15 %))	Gödastorp
Falköping	Falköpings kommun, VA-verket	Mossvägen
Helsingborg	NSR AB (Nordvästra Skånes renhållnings Ab, samägt bolag av 6 kommuner)	Helsingborg
Huddinge	SRV Återvinning	Huddinge
Jönköping	Jönköpings kommun, Tekniska kontoret	Jönköping
Kalmar	Kalmar Biogas AB	Kalmar Biogasanläggning
Kristianstad	Kristianstads Renhållnings AB (kommunalt bolag)	Karpalund
Laholm	Laholms Biogas AB (Ägarna var Laholms kommun, Vallberga lantmän och SHK Energi, sedan juli 2011 100 % SHK (Södra Hallands kraft))	Laholm
Linköping	Svensk biogas i Linköping AB (Kommunalt bolag)	Linköping
Skellefteå	Skellefteå kommun, Gatukontoret	Skellefteå
Uppsala	Uppsala Vatten och Avfall AB (Kommunalt bolag)	Uppsala
Vetlanda	Vetlanda Energi & Teknik	Flishults avfallsanläggning
Vänersborg	RagnSells	Heljestorp, Vänersborg
Västerås	Svensk Växtkraft (17 lantbrukare som äger en femtedel av företaget. Övriga delägare är VafabMiljö, LRF och Mälarenergi)	Västerås
Älmhult	Älmhults kommun	Älmhult
Norrköping	Svensk Biogas i Linköping AB	Norrköping (Händelö)

6.7.1 Anleggsdata fra noen av anleggene

Tabell 38. Ekonomi for svenske biogasanleggninger i 2010.

Kommun	Investering (1000 SEK)	Bidrag (1000 SEK)	Byggår	Antal ansatte	Omsättning (1000 SEK)	Rörelsenetto (driftsresultat) (1000 SEK)
Bjuv	55 000		2007	0	12 379	2 083
Boden	46 000	18 700	2003/2007	Ingen oppgift		
Borås	99 400	17 062	1995/2005	Ingen oppgift	29 357	-15 510
Falkenberg	70 000	ca 30%	2009	0	19 614	-2 990
Falköping			1950/2001/2008	Ingen oppgift		
Helsingborg	120 000	19 000	1996/2006	Ingen oppgift		
Kristianstad	107 000	19 000	1997/2007-2011	6	25 242	-1 525
Laholm	14 371	4 832	1992	2	8 384	-2 632
Linköping	130 000	17 000	1997	22	100 123	-23 411
Skellefteå	140 630	25 650	1999/2007	Ingen oppgift		
Uppsala	29 250	8 775	2010	20	408 734	-2 333
Västerås			2005	7	39 570	1 884

Tabell 39. Produksjon og ingående substrat i svenske biogasanleggninger i 2010.

Kommun	Produksjon gas (GWh eller 1 000 Nm ³ /år ¹)	Leve- rans till fjärr- varme (GWh)	Fordonsgas (GWh)	Substrat (ton)				
				Livs- medels- industri	Slakteri- avfall	Vall- gröda (fôr) (ensilage)	Gödsel	Övrigt ton
Bjuv			25	30 000			3 000	
Boden	5 500	1,6	0,4					1 200 (matavfall) 24 000 (slam)
Borås	2 330 ¹		19	10 000				25 000 (matavfall)
Falkenberg	37		15	10 000		10 000	90 000	10 000 (matavfall)
Falköping			10					720 (matavfall) 5 300 (slam)
Helsingborg			3 300 ¹	35 200			3 400	5 600 (matavfall)
Kristianstad	40		5,2	45 000			50 000	5 000 (matavfall)
Laholm	3 000 ¹		25		20 000		30 000	
Linköping	5 200 ¹	1,6	65	23 000	22 000			
Skellefteå								
Uppsala	1 284 ¹	0,8	6,8	1 620				6 280
Västerås			15	2 000		5 000		14 000 (matavfall)

¹ 1.000 Nm³ biogas/år

Tabell 40. Uppgifter om rötrest

Kommun	rötrest mängd (ton/år)	rötrest anv	behandling rötrest
Bjuv			
Boden	1600	anläggningsjord, jordförbättring	centrifug, 30 % TS
Borås			
Falkenberg			
Falköping			
Helsingborg	44 000	biogödsel	
Kristianstad	63 000	biogödsel	
Laholm	50 000	biogödsel	
Linköping	45 000	biogödsel	centrifug för avvattning
Skellefteå			
Uppsala		biogödsel	
Västerås	17000	biogödsel	

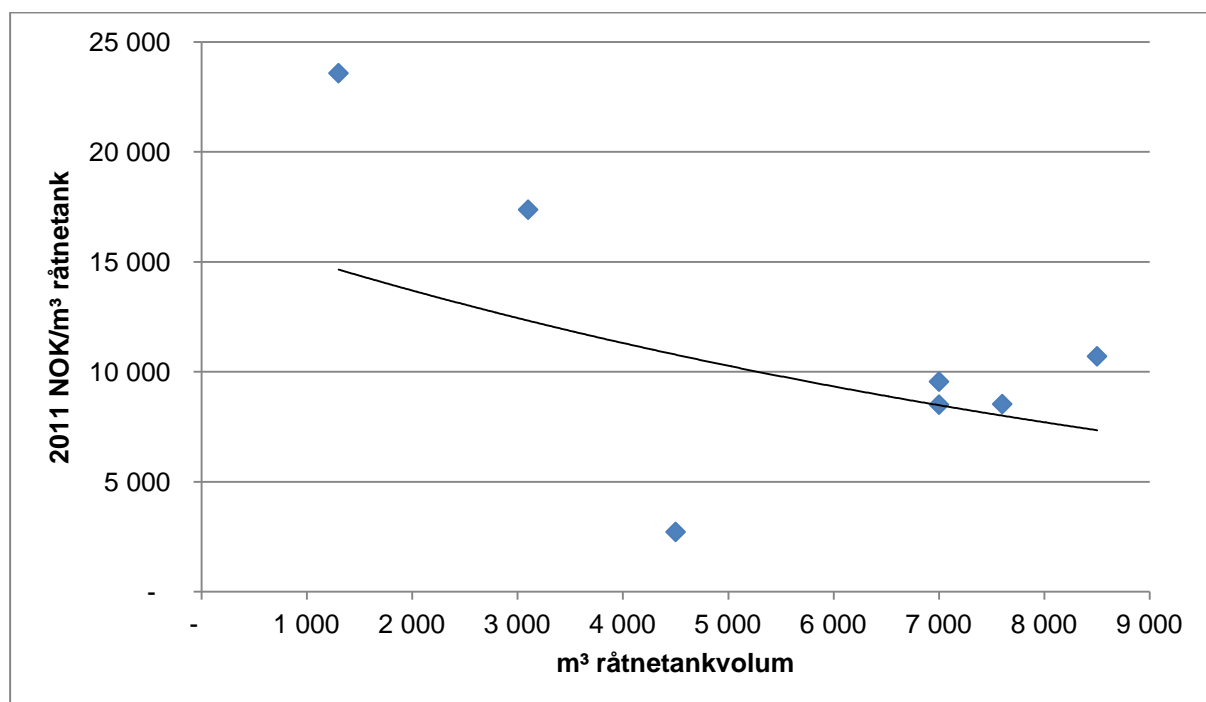
Tabell 41. Uppgifter om processen

Kommun	Mottagningstank (m ³)	Blandningstank (m ³)	Röt-kammare (m ³)	Efter-rötning (m ³)	Gaslager (m ³)	Lagertank för rötrest (m ³)	Biogödsel-bassäng (m ³)
Bjuv							
Boden			1 300				
Borås			3 100				
Falkenberg	600	1 000	7 000			1 500	5 000
Falköping							
Helsingborg	2*1 000		2*3 000 +1*1 000	1 000	7 000		
Kristianstad			4 000 +4 500				
Laholm	800		2*2 250				
Linköping			2*3 800				
Skellefteå							
Uppsala							
Västerås			4 000				

Tabell 41 (forts.) Uppgifter om prosessen

Kommun	Hygienisering	behandling rötrest	Processtemp	Oppehållstid dygn
Bjuv				
Boden	70 grader, en timme	centrifug, 30 % TS	55	14-16
Borås			55	
Falkenberg				
Falköping				
Helsingborg	70 grader, en timme		37	30
Kristianstad			38	22
Laholm	70 grader, en timme		38	20-30
Linköping	ånga, 70 grader, en timme	centrifug för avvattning	38	30
Skellefteå				
Uppsala				
Västerås			37	

I figur 14 er vist hvordan investeringskostnader for svenske anlegg som vi har data fra, varierer som funksjon av størrelse på råtnetankene på anleggene.



Figur 14. Investeringskostnader per m³ råtnetankvolum som funksjon av størrelse på anleggene.

Figuren viser at investeringskostnadene for svenske biogassanlegg blir lavere med økende kapasitet, som for de danske anleggene. Det kan synes som om investeringskostnaden for anlegget med 4 500 m³ råtnetankvolum er feil. Investeringskostnadene for svenske anlegg ser ut til å ligge litt lavere enn kostnadene for de danske og de norske anleggene (figur 9 og figur 2). De fleste anleggene i figuren er imidlertid anlegg som kun tar imot mindre mengder matavfall, og som derfor ikke har et fullgodt forbehandlingsanlegg for kildesortert matavfall.

Borås biogassanlegg er det eneste som hovedsakelig behandler matavfall. Dette anlegget har den nest høyeste investeringskostnaden per m³ råtnetank blant de svenske anleggene med data. Anlegget har noe lavere investeringskostnader per m³ råtnetank enn de fleste sammenlignbare norske anleggene.

Vi mangler dessverre en oversikt over driftskostnader for svenske biogassanlegg. Grunnen til det er at de fleste anleggene drives av kommuner, og det er vanskelig å få skilt driftskostnadene for biogassanleggene fra andre driftskostnader under samme regnskapspost i kommunen.

6.8 Kostnadsbilde for substrat

Kostnadsbilden for substraten skiljer sig åt en hel del mellom de ulike biogasanläggningarna. Generellt går det att säga att biogasanläggningarna tar ut betydligt högre mottagningsavgifter för substrat som ej är pumpbara. För pumpbara substrat varierar priset mellan att biogasanläggningen får betala ett antal tior samt stå för transport för substratet till att en mottagningsavgift på uppemot SEK 500 per ton tas ut och att leverantören står för transporten.

Bland biogasanläggningarna som tar emot stora mängder restavfall från industrin uttrycker två biogasanläggningar att de i princip får betala för allt bra restavfall från industrin. Två andra biogasanläggningar som tar emot stora mängder restavfall från industrin uppger att de aldrig betalat för substrat.

- För matavfall får biogasanläggningarna betalt genom behandlingsavgifter på upp till ca SEK 750/ton
- Livsmedelsindustrin får betalt för att bli av med sina restprodukter upp till ca SEK 2 000 /ton av djurfoderindustrin
- För att vassle (myse) ska gå till biogasanläggningar kan man få betala upp till ca SEK 120/ton men det används ofta som djurfoder
- För slakteriavfall får de betalt med upp till ca SEK 100/ton eller mer
- Flytgödsel är gratis att bli av med, men anläggningsägare betalar transport. Det nationella bidraget kommer att ge positiv ekonomi för kommande gårdsanläggningar.

6.8.1 Matavfall

Mottagningsavgiften för matavfall varierar upp till SEK 750 per ton vilket tyder på att prisbilden för matavfall inte har förändrats särskilt mycket de senaste åren.

Naturvårdsverket (2005) ger uppgift om en mottagningsavgift på mellan SEK 490 och SEK 745 per ton. Den genomsnittliga avgiften i dagsläget uppskattas till SEK 550 per ton. Då matavfall kräver omfattande förbehandling är mottagningsavgiften svår att sätta i relation till andra substrat som ej kräver liknande förbehandling. Däremot tillkommer inga transportkostnader för matavfallet då samtliga biogasanläggningar får avfallet levererat till biogasanläggningen.

Intervjuerna vittnar dock om att kostnaden för förbehandlingen till stor del äter upp mottagningsavgiften. För förbehandlat matavfall är mottagningsavgiften mellan SEK 0 och SEK 200 per ton.

6.8.2 Gjødsel

Biogasanläggningarna använder sig av gödsel kostnadsfritt. Däremot varierar avtalet kring om lantbrukarna får tillbaka rötresten kostnadsfritt eller betalar för den.

Biogasanläggningarna behöver däremot bekosta transporter av gödseln från lantbrukaren till biogasanläggningen.

6.8.3 Slakteriavfall

Undersökningen visar att kostnaden för slakteriavfall varierar mellan att biogasanläggningarna får SEK 30 per ton i mottagningsavgift till att biogasanläggningarna betalar upp till SEK 100 per ton. Detta tyder på att värdet på slakteriavfall ökat betydligt de senaste åren med hänsyn till att Naturvårdsverket i en rapport från 2005 uppgav att behandlingsavgifterna för slakteriavfall varierade mellan SEK 38 och SEK 300 per ton. I samtliga fall utom ett uppges dessutom biogasanläggningarna stå för transporten. Även om slakteriavfallet är det substrat som är mest ekonomiskt att transportera så innebär de långa transportavstånden som identifierats för slakteriavfall att detta blir en betydande kostnad.

6.9 Kostnadsbilde for biogas

I tabell 42 sammanställs kostnader för fem distributionsalternativ. Av tabellen framgår först alla kostnader som icke er avståndsberoende. Därefter anges beräknade distributionskostnader för transport 100 respektive 200 km. För respektive distribusjonssystem har beräkningar gjorts för 10 och 100 GWh/år.

Tabell 42. Kostnader för fem distributionsalternativ i Sverige.

	Alternativ 1 Transmissions- nät		Alternativ 2 Distributions- nät		Alternativ 3 Lokalt gasnät	
	10	100	10	100	10	100
Tilförd gasmängd (GWh/år)	10	100	10	100	10	100
Uppgradering (SEK/kWh)	0,16	0,062	0,16	0,062	0,16	0,062
Propantillsats (SEK/kWh)	0,076	0,031	0,076	0,031		
LNG back up (SEK/kWh)					0,047	0,007
Komprimering från 4 till 80 bar (SEK/kWh)	0,061	0,022				
Summa (SEK/kWh)	0,29	0,11	0,23	0,093	0,20	0,069
Distribution 100 km (SEK/kWh)	0,086	0,086	0,076	0,074	1,4	0,18
Distribution 200 km (SEK/kWh)	0,086	0,086	0,076	0,074	4,4	0,52
Tankstation (5 GWh, SEK/kWh)	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18

Tabell 42. (forts.)

	Alternativ 4		Alternativ 5	
	CBG (compressed biogas)		LBG (liquified biogas)	
Tilførd gasmengd (GWh/år)	10	100	10	100
Uppgradering (SEK/kWh)	0,16	0,062	0,16	0,062
LNG back up (SEK/kWh)	0,047	0,007		
Komprimering till 200 bar (SEK/kWh)	0,072	0,028		
Lastvæxlarflak/LBG trailer (SEK/kWh)	0,055	0,023	0,036	0,004
Finrening (SEK/kWh)			0,095	0,017
Forvætskning (SEK/kWh)			0,58	0,12
Summa (SEK/kWh)	0,33	0,12	0,87	0,20
Distribution 100 km (SEK/kWh)	0,053	0,053	0,0095	0,0095
Distribution 200 km (SEK/kWh)	0,10	0,10	0,018	0,018
Tankstation (5 GWh, SEK/kWh)	0,14	0,14	0,16	0,16

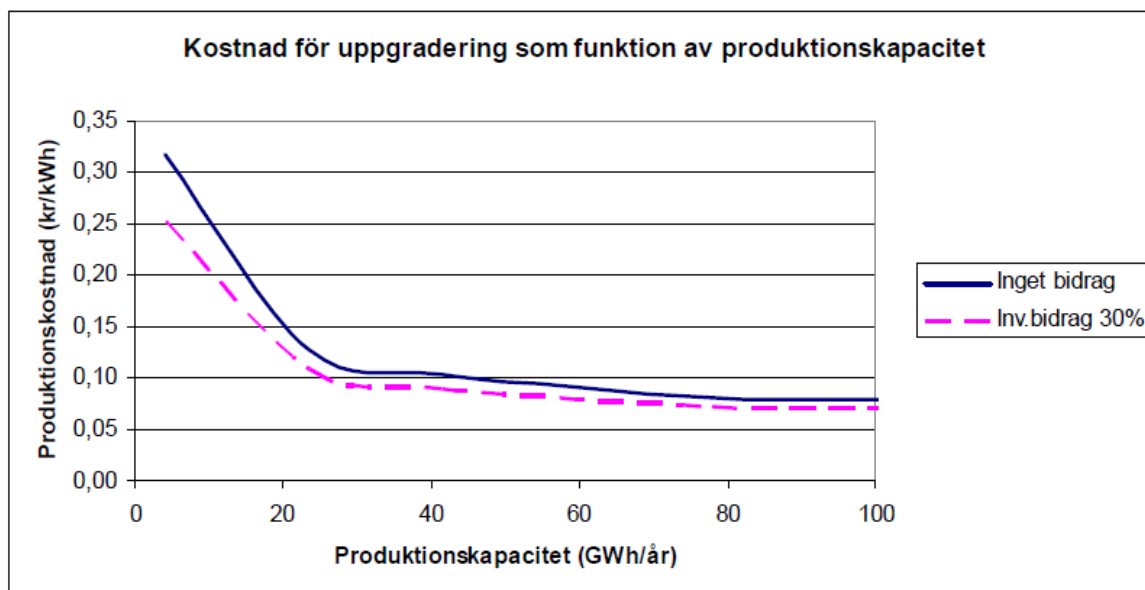
6.10 Kostnadsbilde for bioest

Rent allmânt får ofta bönderna biogödseln mot att de kör ut den/står för spridningskostnaden. Det har funnits/finns många som försöker värdesätta kväveinnehålllet och vill prissätta biogödslen, men alternativkostnaden är ändå att köra ut konstgödning – den är dyrare i inköp, men kan köras ut mer exakt, med lättare maskiner och större kapacitet per hektar. Även maskinkostnaden är lägre för en konstgödselspridare jämför med flytgödselspridare. När det gäller anläggningsjord är det oftast kommuner som håller på med och det är lite omtvistat om inte det är ett sätt att ”dumpa” slamrester istället för att lägga dom på deponi och betala deponiavgifter/-skatt för det.

6.11 Kostnadsbilde for kjøretøygass

Ur rapporten ”Mer biogas”, Roth et al, 2009:

Om kostnadsläge for gårdsanlægninger – lønsamhet mm:

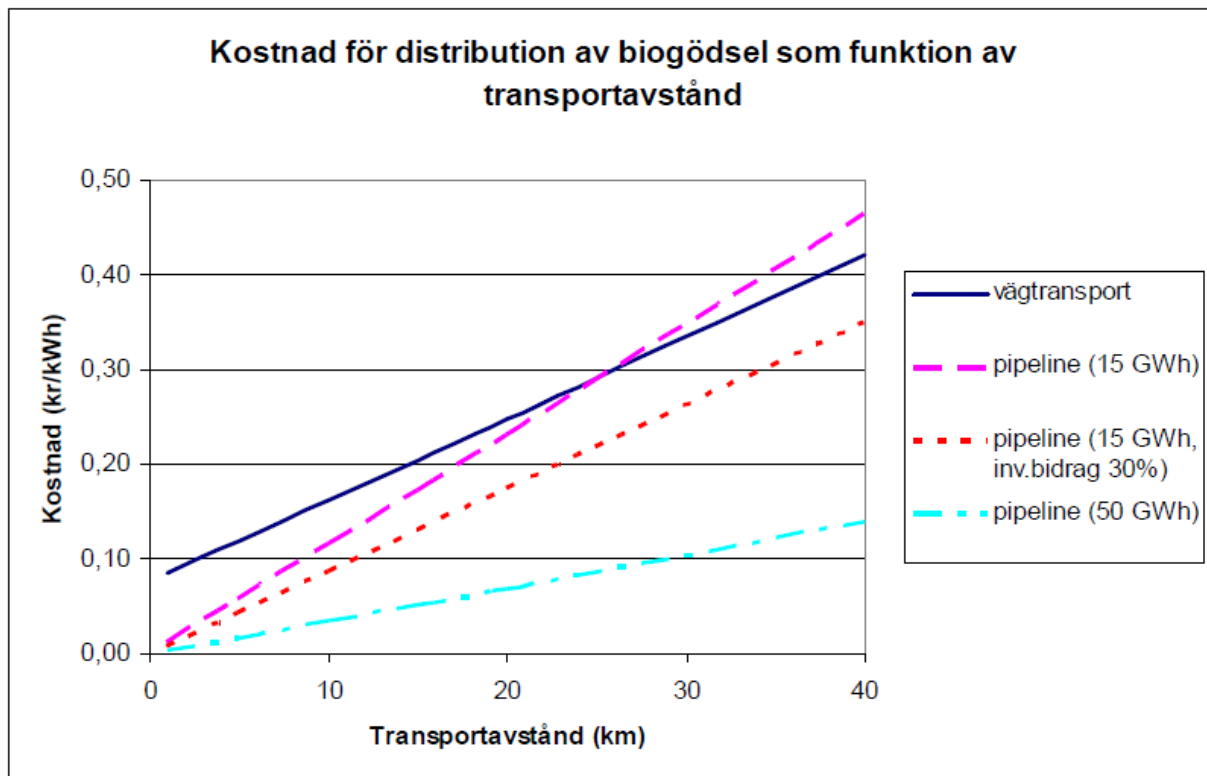


Figur 15. Investeringskostnad for oppgraderingsanleggning for ulike produksjonskapasitet, ekskl. og inkl. investeringsbidrag på 30 % (inget tak). Källa: "Mera biogas", Roth et al, 2009

Gällande priser (2009) for fordonsgas på tankstation är i Skåne SEK 0,78/kWh (E.ON Gas), eksklusiv moms, och i Västergötland SEK 0,91/kWh (Fordonsgas AB), eksklusiv moms. Kostnaden for tankstation med en kapasitet på 5 GWh/år ses i Tabell 43 nedan.

Tabell 43. Kostnader for tankstation.

Typ av tankstation	Gasförsäljning (GWh/år)	Kostnad (SEK/kWh)
Integrerad tankstation vid befintlig bensinmack	5	0,20
Nybyggd friliggande tankstation	5	0,28



Figur 16. Kostnad for distribution av flytande gödsel som funktion av transportavstånd, med vägtransport respektive pipeline.

Kostnaden for pipeline (15 GWh) sänks med ett investeringsbidrag på 30 %, och understiger därmed vägtransport.

Som framgår av figuren ökar lönsamheten med en pipeline med ökad biogasproduktionskapacitet. När kapasiteten är 15 GWh blir det mer lönsamt att distribuera biogödsel via vägtransport när transportavståndet överstiger ca 25 km. Med ett investeringsstöd på 30 % (utan tak) blir det mer økonomisk med pipeline även med en produktionskapacitet på 15 GWh.

Ett sätt att minske kostnaderna for vägtransport är genom teknikutveckling. Genom till eksempel avvattning effektiviseres transporten

6.12 Bruk av biogass

6.12.1 Ström

Sverige har än så länge rätt krånglige regler for inmatning av el i nettet, derfor är dette sjallan något alternativ for biogasproduksjon – att göra el for försäljning. Det finns mindre gårdsanläggningar, där man producerar el for den egna gården, men ofta är förlusterna genom värme stora, då man sjallan har nytta/avsättning for värmen. Derfor är det få lantbrukare som satsar på det. I mindre kommuners avloppsreningsverk kan elproduksjon dock vara ett alternativ, då värmen kan användas for oppvärmning i processen och av byggnader.

6.12.2 Fjernvarme

I mange städer i Sverige finns det nät för fjärrvärme. Värmen produceras oftast med biobränslen och priset för denna värme är för lågt för att biogas skall kunna konkurrera på den marknaden.

6.12.3 Kjøretøygass

Den rätt så allmänna uppfattningen är att det enda sättet att få någon lönsamhet i biogasproduktionen är att uppgradera gasen till fordonsgas. De flesta av senare års ansökningar om stöd i investeringsprogrammen för biogasprojekt har varit åtgärder som syftar mot det. Uppgraderingen är oftast en lokal lösning, eftersom det i stort sätt saknas naturgasnät för distribution av gas (se karta).



Figur 17. Det svenska naturgasnätet 2009 källa: Distributionsformer för biogas och naturgas i Sverige, Benjaminsson et al, 2009

På senare tid har det blivit ökat intresse för flytande gas (CBG, Compressed biogas) för att kunna öka marknaden för lokala anläggningar. (Flytande gas medför att mer gas kan kostnadseffektivt transporteras per lastbil en längre sträcka).

Satsning for att stärka biogasens lönsamhet och produktion

Regeringen föreslår (september 2011) en satsning på 120 miljoner kronor på två år för utveckling, demonstration och marknadsintroduktion av ny teknik och nya lösningar som stärker biogasens lönsamhet och bidrar till ökad produktion. Det aktuella stödet ska stödja utvecklingen av ny teknik och nya systemlösningar som sänker produktionskostnaden eller på annat sätt stärker biogasens konkurrenskraft och därmed bidrar till ökande produktion.