



Udvikling og effektivisering af biogasproduktionen i Danmark

Økonomi – nøgletal og benchmark

Energistyrelsens Biogas Taskforce

Af: Kurt Hjort-Gregersen, AgroTech

Udvikling og effektivisering af biogasproduktionen i Danmark

Økonomi – nøgletal og benchmark

Af Kurt Hjort-Gregersen, AgroTech

Forsidefoto: Venligst udlånt af Lemvig Biogas

INDHOLD

1. Indledning
2. Sammendrag
3. Datagrundlag
4. Tekniske og økonomiske nøgletal – og benchmark
5. Dybstrøelse og andre faste biomasser
6. Det økonomiske potentiale ved at hæve tørstofindholdet
7. Det økonomiske potentiale ved at udnytte restgaspotentiale
8. Om de grundlæggende økonomiske forudsætninger
9. Økonomiske resultater og optimeringsmuligheder
10. Sammenlignende analyse af indtjeningen
11. Konklusion og anbefalinger
12. Litteraturhenvi­sing

Bilag 1. Omkostninger ved reaktorudvidelse

Bilag 2. Opdeling af procesel

1. INDLEDNING

Projektets formål er at bidrage til en udvikling og effektivisering biogasproduktionen i Danmark med henblik på at øge omkostningseffektiviteten i de enkelte anlæg og øge produktionens bidrag til at opfylde klima- og energipolitiske mål. Dette mål søges opnået gennem dokumentation af driftsresultater, forbedring af videngrundlaget for produktionen og videndeling i branchen.

Biogasbranchen står overfor en stor udbygning, men også en række udfordringer. Nye biomasser skal tages i brug for at sikre biomasseforsyningen til den voksende produktion. Nye afsætningsmuligheder og nye teknologiske muligheder skal prøves af. Der kan desuden blive stillet øgede krav til dokumentation af biogasproduktionens betydning for miljø og klima.

Det er projektets mål, at ruste biogasbranchen til de nye udfordringer ved at undersøge og dokumentere driftserfaringer med brug af nye biomasser som dybstrøelse og halm samt ved at undersøge, hvordan forholdet mellem udbytte og omkostninger kan optimeres. Dette er gjort i et samspil mellem en række deltagende anlæg og tilknyttede faglige eksperter.

Nærværende økonomirapport indeholder primært driftsøkonomiske nøgletal, som anvendes til sammenligninger for at synliggøre optimeringsmuligheder, men også en række økonomiske analyser af de økonomiske muligheder ved anvendelse af dybstrøelse. Endelig er der et afsnit om økonomisk udvikling af status for en række fællesanlæg på baggrund af regnskabsresultater.

Rapporten giver svar på følgende centrale spørgsmål:

1. Hvad koster det at producere biogas i Danmark ?
2. Hvilke grundforudsætninger sikrer de laveste omkostninger?
3. Hvad koster det at forbehandle og indføde dybstrøelse og halm?
4. Og er der økonomi i at gøre det?
5. Hvor store er transportomkostningerne
6. Hvad er den langtidsholdbare strategi

Projektet er finansieret af Energistyrelsens Biogas Taskforce, og er gennemført i et samarbejde med Brancheforeningen for Biogas, Foreningen for Danske biogasanlæg, Aarhus Universitet, AgroTech, PlanEnergi, og Dansk Fagcenter for Biogas.

Projektet startede med en åben invitation til alle biogasanlæg og efter et indledende seminar forpligtede 15 anlæg sig til at deltage i projektet.

Undervejs i projektforsløbet har driftslederne været samlet to gange, og foreløbige resultater fra projektet er her blevet drøftet. Det gav inspiration til nye analyser undervejs.

Forfatteren retter hermed en tak til de driftsledere og anlæg, der har bidraget med informationer til denne rapport.

2. SAMMENDRAG

Nærværende rapport omfatter økonomidelen af Energistyrelsens Biogas Taskforce indsats for udvikling og effektivisering af biogasproduktionen i Danmark.

Der er med udgangspunkt i data indsamlet fra 15 anlæg, der har deltaget i projektet, foretaget en lang række analyser, der dels beskriver og forklarer status og forskelle på anlæggenes performance i sammenlignende analyser, dels danner grundlag for udpeging af optimeringspotentialer og anbefalinger.

Datagrundlaget er dels indsamlet som led i projektet, dels indsamlet gennem en år-række i regi af Foreningen for Danske Biogasanlæg.

Det er først og fremmest produktionen af biogas, der er afgørende for anlæggenes indtjening i det enkelte år. Når man ser på fællesanlæggenes løbende indtjening er det altovervejende udsving i energiproduktion og salg, der er afgørende for det realiserede niveau for indtjening, og kun i begrænset omfang udsving i driftsomkostningerne. Energisalget er i sagens natur afhængigt af gasudbyttet, men også ændringer i afregningsprisen for gas el og varme. Man kan sige, at fællesanlæggene, så vidt muligt skaber økonomisk balance ved at sikre sig biomasse, der kan give den nødvendige gasproduktion.

For en række fællesanlægs vedkommende er der økonomidata til rådighed for en længere periode. Analyserne heraf viser, at de generelt er veldrevne og præsterer stabil drift og økonomi.

De forbedrede rammebetingelser, der blev resultatet af Energifaftalen af 22. marts 2012 har givet et tiltrængt løft i indtjeningen.

Det er meget karakteristisk, at gårdanlæggene håndterer et betydeligt højere tørstofindhold i anlægget end flertallet af de store fællesanlæg, hvilket er medvirkende til at gårdanlæggene typisk opnår et højere gasudbytte pr. ton biomasse behandlet. Det skal i den forbindelse nævnes, at de gamle store anlæg ikke er designet til at håndtere højt tørstofindhold. Der er dog en bevægelse i gang hvor de fleste gør sig overvejelser i den retning, og blandt de deltagende anlæg har Thorsø Biogas og Vegger Energi allerede etableret systemer til forbehandling og indfødning af dybstrøelse, ligesom det er tilfældet for nogle af de deltagende gårdbiogasanlæg.

Analyserne viser, at anlæggenes betalingsvillighed for organisk industriaffald er steget i takt med at afregningsprisen for energisalget er forbedret. Dette er der ikke i sig selv noget galt i, men på sigt er det en risikabel strategi, idet tilkomsten af nye anlæg vil øge konkurrencen om affaldet, hvilket er en ret konkret trussel for alle de anlæg, der fortsat satser på at producere sig til balance i økonomien ved indkøb af organisk industriaffald. Men det udsætter naturligvis investeringen i systemer til forbehandling og indfødning af dybstrøelse og andre koncentrerede biomasser.

Der kan peges på, at enkelte anlæg afholder relativt høje driftsudgifter til personale, herunder især udgifter til chaufførlønninger. Det kan imidlertid, i hvert fald delvist, tilskrives, at organisk industriaffald hentes med eget materiel, for hvilken der opkræves betaling, eller at der foretages kørsel for omfordeling af overskudsgylle, som i nogle tilfælde helt eller delvist kompenseres i form af lavere udgifter til køb af affald eller gebyrer for transporten.

Der er også anlæg, der realiserer relativt høje udgifter til administration, hvilket især tilskrives høje revisoromkostninger nødvendiggjort af varmforsyningsloven, rådgivnings- og bestyrelseshonorarer.

De helt store optimeringspotentialer findes i dels at udnytte gaspotentialer i den biomasse man i forvejen behandler dels ved at indrette anlæggene, så de kan håndtere større tørstofmængder.

Den faglige rapport konkluderer på basis af målinger af restgaspotentialer at flere anlæg med fordel kunne øge opholdstiden. Denne rapport viser at der for i hvert fald to af disse anlæg er tale om et betydeligt økonomisk potentiale i at udvide reaktorkapacitet og opholdstid.

Analyserne viser, at man ikke skal forbehandle fx dybstrøelse alene af hensyn til gasudbyttet i hvert enkelt ton dybstrøelse. Men når det alligevel kan betale sig at forbehandle dybstrøelsen er det fordi det sætter anlægget i stand til at håndtere en højere tørstofmængde i reaktorerne. Det økonomiske potentiale heri er endog meget stort.

3. DATAGRUNDLAG

Fra 1988 blev der under Energistyrelsens udviklingsprogrammer for biogasanlæg indsamlet regnskabs- og produktionsdata som led i det daværende opfølgingsprogram. Efter disse programmets ophør i 2002, besluttede Foreningen for Danske Biogasanlæg at fortsætte dataindsamlingen på frivillig basis, dog i begrænset omfang, blandt foreningens medlemsanlæg. En del af disse, der deltager i nærværende projekt, har indvilget i at lade disse data indgå i analyserne i denne rapport. Udover regnskabsdata har anlæggene bidraget med mere specificerede produktions og økonomidata med henblik på beregning af nøgletal. Uden denne velvilje og åbenhed omkring egne tal ville nærværende analyse ikke være mulig.

Der er således indhentet produktionsdata og økonomiplysninger fra deltagerne i projektet, som alle har bidraget i større eller mindre omfang, bortset fra Nature Energy Vaarst, der i projektperioden har været under ombygning.

Der er imidlertid i mange tilfælde betydelige tekniske forskelle anlæggene imellem, herunder forskellen mellem gårdanlæg og fællesanlæg, som først og fremmest gælder størrelsen, men også den øvrige anlægskonstruktion. Gårdanlæggene har i modsætning til fællesanlæggene sjældent behov for at transportere gyllen frem og tilbage, og de har derfor sjældent hverken transportudstyr eller aflæssehal. De har sjældent faciliteter til hygiejnisering og ej heller normalt varmevekslere til opvarmning af biomassen eller varmegenvinding, da der typisk ikke findes afsætning for varme. Endelig har de ikke behov for mandskabsfaciliteter, og foretager sjældent noget videre for at hindre lugtgener. Nogle anlæg står selv for motordriften, andre ikke.

Hertil kommer at en række indtægter og omkostninger kan være knyttet til konkrete aftaler. Det kan for eksempel være afregningspriser på el og varme, modtage eller behandlingsgebyrer, serviceaftaler osv.

Der kan også være forskelle, der beror på ledelsesbeslutninger, herunder at der kan forekomme en trade – off mellem personaleomkostninger og udgifter til reparation og vedligeholdelse, i den forstand, at man kan vælge at have ansatte, der kan klare de daglige vedligeholdelsesopgaver, eller at lade opgaver af denne type udføre af eksterne firmaer.

Et andet eksempel på denne trade – off er, at nogle anlæg vælger at afhente visse affaldsprodukter med eget materiel, for derved at reducere råvareprisen, medens andre råvarer modtages leveret på anlægget.

Gårdanlæggene er typisk ejede af enkelte eller få landmænd, og er typisk etableret med det formål at bidrage til landbrugsbedriftens samlede indtjening. De biogasfællesanlæg, der blev etableret slutningen af 1980`erne og midten af 1990`erne havde som en afgørende del af målsætningen, gennem fælles lagertanke og omfordeling af gylle, at gøre det lettere for leverandørkredsen at leve op til de miljøregler, der blev indført med Vandmiljøplan 1 fra 1987, og som siden blev strammet flere gange. Eksempelvis leveres afgasset gylle ofte i tanke, der er placeret rundt i landskabet, og som ikke nødvendigvis ligger på den nærmeste vej mellem anlæg og leverandør. Derved påtager anlæggene sig omkostninger ved distribution af gyllen, som er både i samfundets, miljøets og den enkelte leverandørs interesse, som derfor betaler for denne service.

Tilsvarende har en række, men ikke alle, anlæg såkaldte bonus strafsystemer, der skal motivere leverandørerne til at levere et højt tørstofindhold i gyllen, og i nogle tilfælde er med til at holde styr på mængderne af næringsstoffer, der leveres og returneres. Anlæggene kunne givetvis have en interesse i gennem bonus-strafsystemerne at sikre en bedre kvalitet i den leverede gylle. Men det er en svær balancegang, for der er grænser for hvor meget leverandørerne kan hæve tørstofindholdet uden at skulle foretage betydelige investeringer. Under alle omstændigheder er det generelt accepteret, at samspillet mellem biogasanlæg og leverandør skal fungere til begge parter tilfredshed. Denne balance er givetvis lettest at opnå ved anlæg, der er ejet af leverandørkredsen. Den seneste udvikling, hvor det er mere kommercielle aktører, der bygger og ejer anlæggene, har i nogle tilfælde været mødt med en vis skepsis fra landmændenes side.

Endelig har vi varmforsyningsloven, som flertallet af de eksisterende fællesanlæg er undergivet i et eller andet omfang.

Meget kort fortalt betyder den, at biogasanlæg, der leverer gas eller varme til en kollektiv varmforsyning skal levere energien til den laveste af enten referenceprisen eller den omkostningsbestemte pris.

Der er anlæg, der lever udmærket og i fred med varmforsyningen under varmforsyningsloven, men netop dette har været kilde til en række stridigheder og søgsmål i tidens løb. Varmeforsyningsloven har givetvis til formål at beskytte varmemeforbrugere mod urimelige stigninger i varmeprisen, men for biogasanlæggene som energiproducenter medfører den en skæv incitamentstruktur, som kan lede til uhensigtsmæssig økonomisk adfærd. Anlæggene synes jo nemlig, at varmforsyningsloven forhindrer dem i at tjene penge til ejerne, og hvis de forbedrer drift og produktion skal de så at sige bare aflevere fordelene til varmemeforbrugere.

Det giver sig fx udslag i, at man ønsker at straksafskrive flest mulige reparationer og anskaffelser såfremt der i året er indtjening til det. For hvis man i stedet aktiverede en anskaffelse efter sædvanlig praksis, vil man skulle nedsætte afregningsprisen på gas eller varme, og samtidig forpligte sig selv til senere at generere en indtjening til afskrivning af aktivet i de efterfølgende år.

Med alle disse forhold in mente er det klart, at man ikke uden videre kan se på biogasanlæggenes økonomiske resultater med helt traditionelle økonomiske briller.

Der er lidt forskel på hvilke anlæg, der er medtaget i de forskellige analyser fordi der er forskel på hvilken specificationsgrad, der har kunnet tilvejebringes.



Figur. Geografisk placering af de 15 deltagende biogasanlæg.

De deltagende anlæg er etableret mellem 1990 og 2015 og repræsenterer derfor flere generationer af anlæg og anlægstyper, fem gårdanlæg og 9 fællesanlæg. Data er indsamlet i forbindelse med en besøgsrunde som led i projektet i slutningen af 2014 og begyndelsen af 2015.

Tabel 3.1. Præsentation af de deltagende biogasfællesanlæg

	Ribe	Linkogas	Lemvig	Thorsø	Hashøj	Blaabjerg	Vegger	Biokraft	Maabjerg
1000 Nm ³ Biogas/år	8.800	10.000	10.404	5.600	7.083	5.038	5.000	5.219	20.000
Biomasse ton/år	225.000	314.000	240.815	170.000	115.220	161.089	77.768	135.000	700.000

Tabellen viser den mængde biomasse anlæggene har behandlet i 2013. For Ribe, Thorsø og Vegger er der anført tal for de ombyggede anlæg svarende til hvad der forventes behandlet i 2015. Desuden er gasproduktionen på tilsvarende vis angivet. Produktionen er angivet i Nm³ biogas pr. år, svarende til energiproduktionen målt i m³ biogas med 65 % methan. Dette mål for energiproduktionen er anvendt gennemgående i denne rapport. Udover de her viste anlæg har Nature Energy Vaarst været med i projektet, men har været under ombygning i perioden.

Tabel 3.2. Præsentation af de deltagende gårdbiogasanlæg

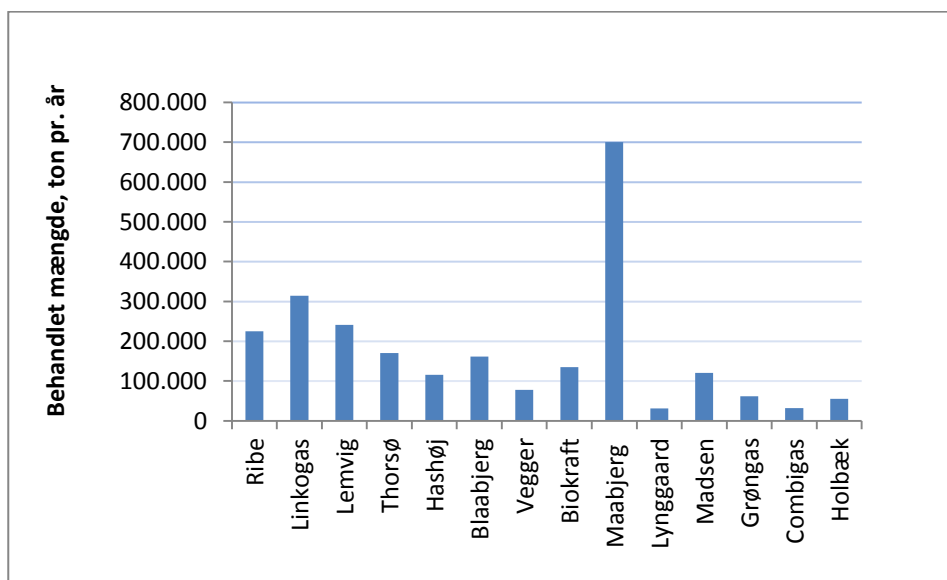
	Lynggaard	Madsen Biogenergi	Grøngas	Combigas	Holbæk
1000 Nm ³ Biogas/år	3.500	6.150	5.657	2.700	2.920
Biomasse ton/år	31.000	120.000	61.814	32.200	55.000

4. TEKNISKE OG ØKONOMISKE NØGLETAL- OG BENCHMARK

4.1. Biomasse og gasproduktion

I det følgende præsenteres data for den mængde biomasse de deltagende anlæg modtager og behandler, og den gasproduktion de får ud af den.

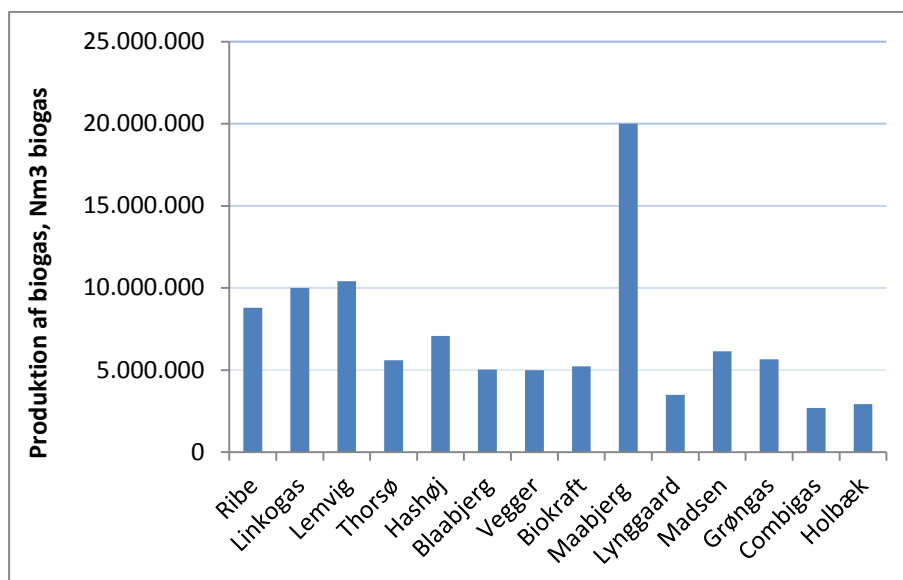
I Figur 4.1 vises den årligt behandlede biomasse mængde for de deltagende anlæg. For Ribe, Thorsø og Energi Vegger er der tale om mængder gældende efter nylig afsluttet anlægsudvidelse. For de øvrige hidrører produktionsdata fra 2013, eller de er indsamlet ved den besøgsrunde, der blev gennemført som led i projektet. Det samme gælder tal for produceret biogas samt forbrug af procesvarme og el, der analyseres i et senere afsnit.



Figur 4.1. Behandlet mængde biomasse, ton pr. år.

Maabjerg Bioenergy er målt på behandlet mængde langt det største anlæg efterfulgt af Linkogas, Lemvig og Ribe. De fleste gårdanlæg behandler typisk langt mindre mængde end fællesanlæggene, bortset fra Madsen Bioenergi, der behandler en større mængde end fællesanlægget Vegger og omtrent det samme som fællesanlægget Hashøj

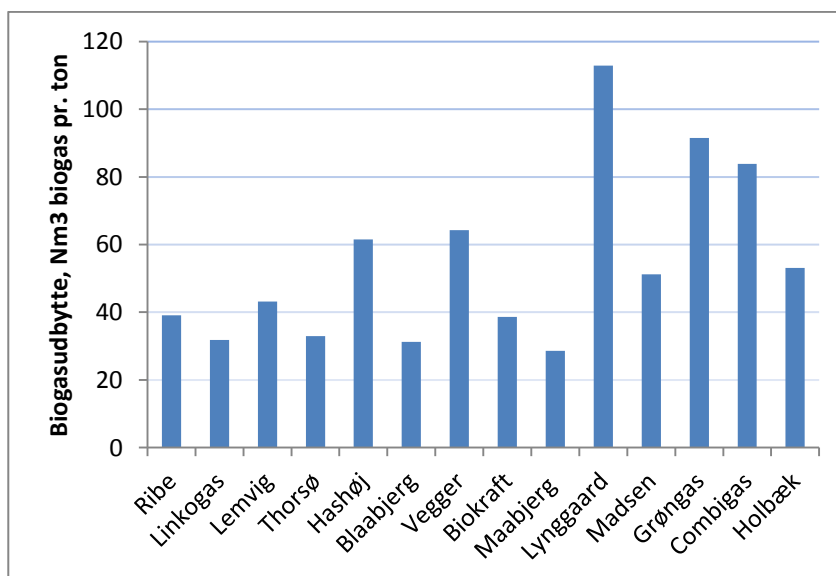
I Figur 4.2 er den årlige gasproduktion vist i Nm³ biogas pr. år. Ved Nm³ biogas forstås biogas ved 65 % methan. Igen er der tale om tal for de udvidede anlæg i Ribe, Thorsø og Vegger, de øvrige tal er fra 2013



Figur 4.2 Produktion af biogas, Nm³ biogas pr. år

Figuren viser, at det anlæg, der behandler den største mængde, også har den højeste gasproduktion. Lemvig Biogas præsterede i 2013 den næsthøjeste gasproduktion, efterfulgt af Linkogas og Ribe. Det er bemærkelsesværdigt, at gårdanlæggene Grøngas og Madsen Bioenergi producerer lige så meget gas som fællesanlæggene Biokraft, Vegger, Blåbjerg og Thorsø. Forklaringen på dette er kvaliteten af den tilførte biomasse i produktionsmæssig henseende. Dette ses af de gennemsnitligt opnåede gasudbytter nedenfor.

I Figur 4.3 vises gasudbytter opnået blandt de deltagende anlæg. Gasudbyttet beregnes som den samlede gasproduktion divideret med den behandlede biomasse. Gasudbyttet afspejler netop kvaliteten af den anvendte biomasse, således at et meget højt gasudbytte gerne opnås gennem tilsætning af biomasse med højt energiindhold, typisk i form af organisk industriaffald eller energiafgrøder, som dog kun få af anlæggene anvender.

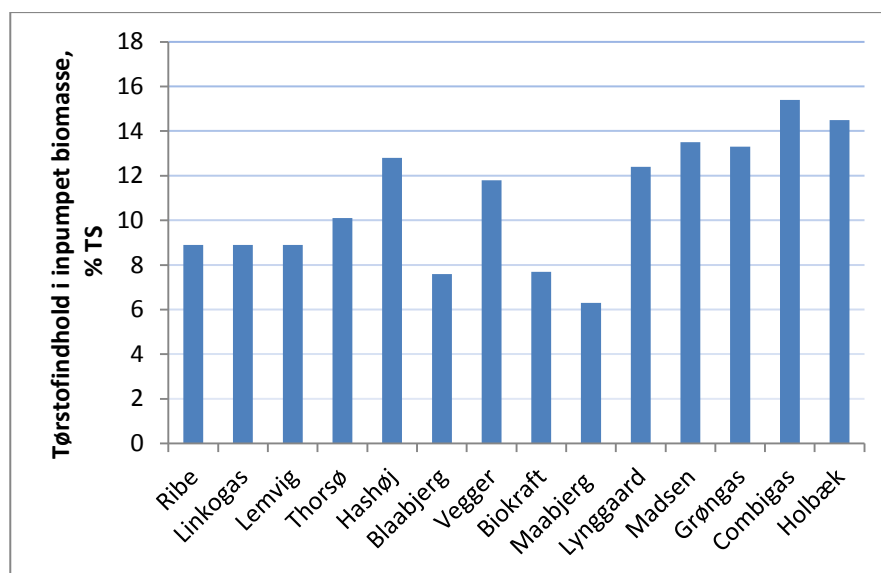


Figur 4.3. Gasudbytte målt som Nm³ biogas pr. ton biomasse behandlet

Figuren viser en klar tendens til, at gårdanlæggene opnår de højeste gasudbytter. Kun Hashøj Biogas og Energi Vegger kan måle sig hermed fordi de traditionelt har været velforsynet med affald. Bortset fra Biokraft bruger alle anlæggene organisk affald i et vist omfang. Kun enkelte blandt fællesanlæggene anvender egentlige energiafgrøder, hvilket er mere almindeligt blandt gårdanlæggene. Det er bemærkelsesværdigt, at Madsen Bioenergi ligger højere end flertallet af fællesanlæggene uden at anvende organisk affald, men til gengæld anvender dybstrøelse, energiafgrøder og frøgræshalm.

Kvaliteten af den tilførte biomasse handler om tørstofindholdet i biomassen og omsætteligheden af den.

I nedenstående figur er tørstofindholdet i biomassen estimeret på baggrund af informationer indsamlet ved besøgsrunden. De angivne tørstofindhold er derfor ikke målte, men beregnede værdier ud fra skønnede tørstofindhold i de enkelte råvarer. Figuren skal derfor tages med betydeligt forbehold, men hovedtendenserne vurderes sikre nok.



Figur 4.4. Beregnede gennemsnitlige tørstofindhold i de behandlede biomasser på baggrund af oplysninger indsamlet 2014/2015.

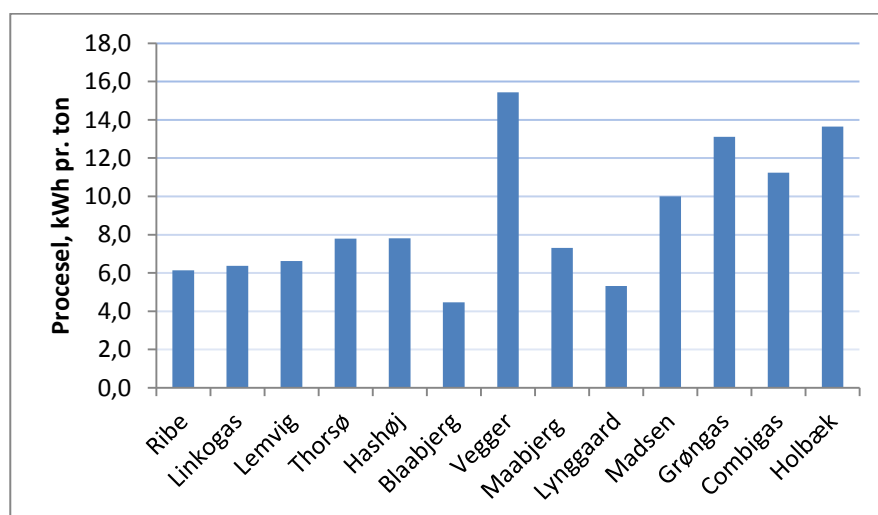
Figuren viser ikke overraskende, at gårdanlæggene typisk håndterer et væsentligt højere tørstofindhold end fællesanlæggene, på nær Hashøj og Vegger. Det er de højere tørstofprocenter, og tørstoffets omsættelighed, der forklarer forskellene i gasudbytte, jvnf. den foregående figur. De højere tørstofprocenter nås ved til sætning af dybstrøelse, halm, energiafgrøder og organisk industriaffald. Der henvises til den faglige rapport mht. den konkrete sammensætning af biomassen for de enkelte anlæg (Møller, H.B., 2015).

Når nogle af fællesanlæggene har forholdt sig afventende mht. at øge tørstofindholdet ved tilsætning af fx dybstrøelse, skal forklaringen søges i det forhold, at de jo ikke fra starten har været designet til det. De er nemlig typisk udstyret med rørdimensioner, varmevekslere og omrører systemer, der er beregnet til pumpbare biomasser med tørstofindhold på de 8-9 %, som også er det de typisk håndterer jvnf. figur 4.4. Der er imidlertid to af de deltagende anlæg, nemlig Vegger og Thorsø, som har gennemført en ombygning, der sætter dem i stand til at håndtere højere tørstofindhold, hvilket da også fremgår af figuren.

Der er i det hele taget en klar tendens til, at anlæggene i stigende grad interesserer sig for at anvende dybstrøelse som en mulighed for at øge tørstofindholdet i den tilførte biomasse. Dybstrøelse findes udbredt blandt husdyrproducenterne, og anlæggene kan derfor ofte få adgang til betydelige mængder dybstrøelse. Fordelen ved dybstrøelse er, at det ikke er en råvare der skal høstes eller bjerges, men blot som den øvrige husdyrgødning anlæggene modtager, skal transporteres til og fra anlægget.

4.2. Forbruget af procesenergi

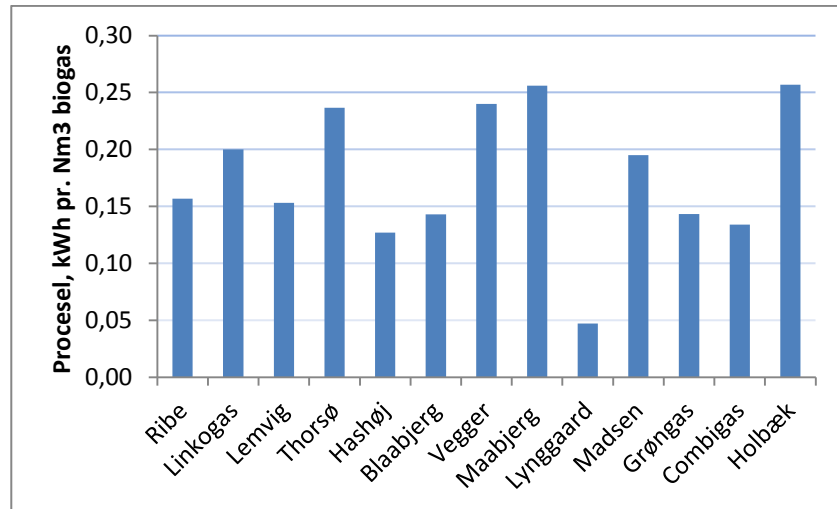
Procesenergi er den energi anlæggene bruger i produktionen af biogas. Der skal bruges elektricitet til især pumpning og omrøring af biomassen, til rensning og transport af biogassen, ventilation, lys etc. Omkostningerne til procesel udgør 3-7 % af produktionsomkostningerne. Figur 4.5 viser anlæggenes elforbrug målt pr. ton behandlet biomasse. Det elforbrug, der her er tale om er forbruget til produktion af biogassen inkl. evt. forbehandling, men forbrug til drift af varmepumpe, som anvendes af to af gårdanlæggene, er ikke inkluderet, og ej heller el til opgradering af biogas. Maabjerg Bioenergy har ud over det her viste forbrug et elforbrug til gylleseparering, spildevandsseparering og opkoncentrering af valle.



Figur 4.5. Forbrug af procesel

De vigtigste grupper af elforbrugende udstyr er omrørere og pumper, som skal arbejde mere ved højere tørstofindhold. Figuren viser, at de store fælleslæg typisk ligger på 6-7 kWh pr. ton behandlet. Gårdanlæggene ligger typisk en del højere, som skyldes betydeligt højere tørstofindhold, hvilket også forklarer hvorfor Thorsø og Hashøj ligger lidt højere end de store fællesanlæg. Gårdanlæggene har typisk også længere opholdstid, hvilket også øger behovet for omrøring. Blåbjerg har laveste proceselforbrug, hvilket bl.a. har sin forklaring i et relativt lavt tørstofindhold, jvnf. figur 4.4

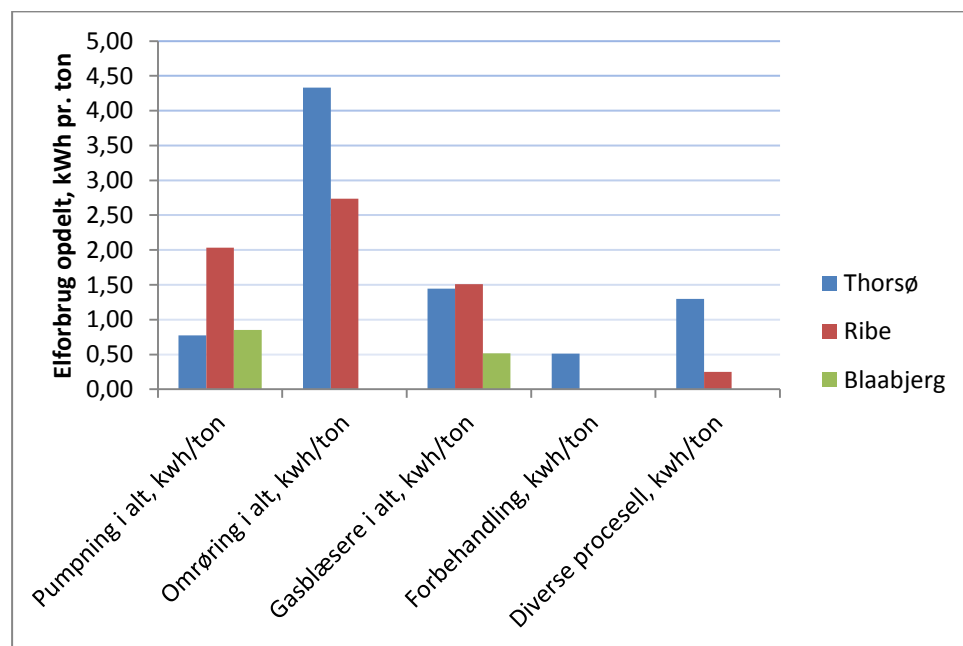
Udtrykkes elforbruget som her i figur 4.6 pr. Nm³ biogas ændres billedet som følge af forskelle i gasudbyttet.



Figur 4.6. Forbrug af procesel pr Nm³ biogas produceret

4.3. Proceselforbrugets sammensætning

Thorsø og Ribe foretager en systematisk registrering af elforbruget i en række elforbrugende komponenter i anlægget. Oplysninger herom er grupperet i pumpning, omrøring, gasblæsere, forbehandling og diverse procesel for de to anlæg.



Figur 4.7. Elforbrugets sammensætning

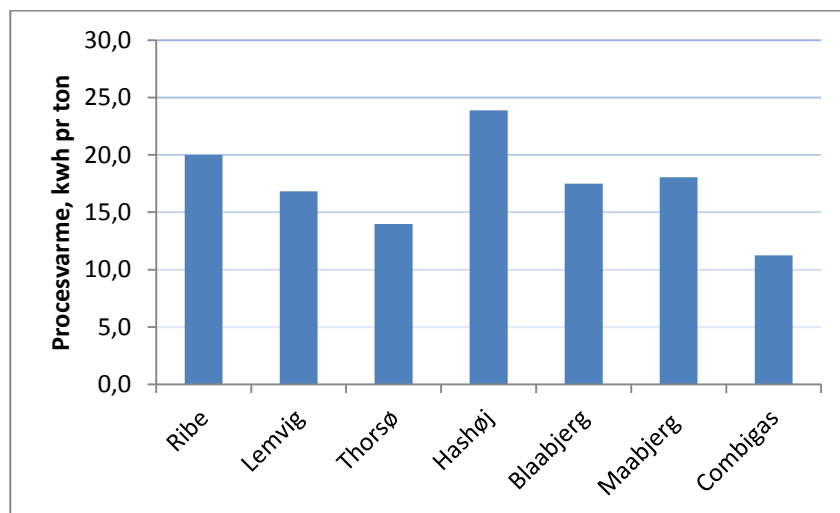
Figuren viser, at det især omrøring, pumpning af biomasse og pumpning af biogas, der tegner sig for forbruget af procesel. Thorsø og Ribe har jvnf. Figur 4.7 et samlet proceselforbrug på 7,8 hhv. 6,1 kWh pr ton biomasse behandlet. Forbruget ved de to anlæg adskiller sig ved, at Ribe bruger mere på pumpning, herunder maceratorer på pumpelinien, hvor Thorsø bruger mere på omrøring. Thorsø har en del diverse elfor-

brug, som bl.a. går til luftrensning og gaskøling. For Blaabjerg foreligger der kun data for pumpning og gasblæsere. I begge tilfælde ligger forbruget relativt lavt.

Blåbjerg Biogas ligger med et samlet procesforbrug på et noget lavere niveau end de to viste andre viste fællesanlæg, nemlig 4,5 kWh pr. ton behandlet. Der kan her peges på, at Blåbjerganlægget kører med et relativt lavt tørstofindhold og afleverer biogassen til kraftvarmeanlægget umiddelbart ved siden af biogasanlægget, og foretager ikke luftrensning. Fremadrettet vil elforbruget stige, eftersom en del af gasproduktionen skal sendes til Nymindegab gennem en nyetableret gasledning. Der foreligger ikke oplysninger der mere konkret kan forklare de nævnte forskelle yderligere.

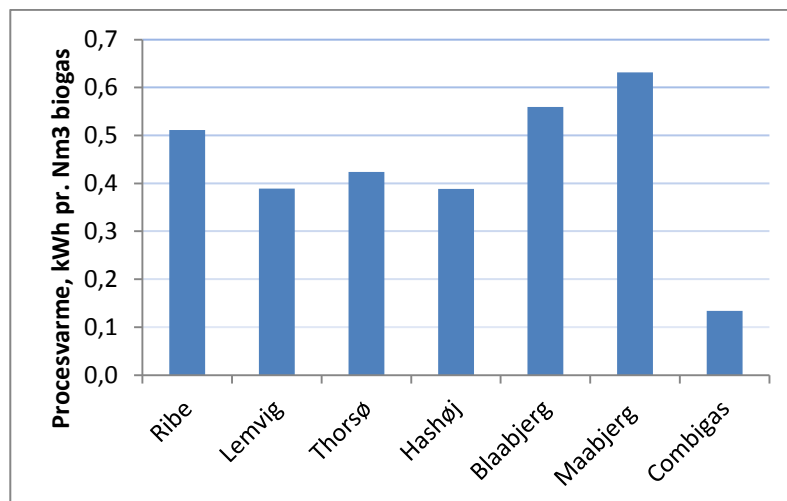
4.4. Forbrug af procesvarme

Udover procesel skal der bruges varme til opvarmning af biomassen. Til produktion af procesvarme anvendes forskellige energikilder. De fleste anlæg udnytter kølervarmen fra eget motor-generatoranlæg. Nogle anlæg foretager ikke registrering af procesvarmeforbrug og er derfor ikke medtaget i figuren.



Figur 4.8. Forbrug af procesvarme

Fællesanlæggene foretager typisk en genvinding af varme ved varmeveksling af varm og kold gylle ved ind og udpumpning, og nettovarmeforbruget ligger således mellem 15 og 20 kWh pr. ton biomasse. I denne figur er det bemærkelsesværdigt, at gårdanlægget Combigas, der på det pågældende tidspunkt anvendte eldrevne varmepumper til procesvarme ligger relativt lavt i varmeforbrug. Det hænger sammen med effektiviteten i varmepumper, der forsyner med procesvarme. Den angivne værdi er kWh el. Blandt fællesanlæggene er det Thorsø, der kommer nærmest på at matche dette lave procesvarmeforbrug.



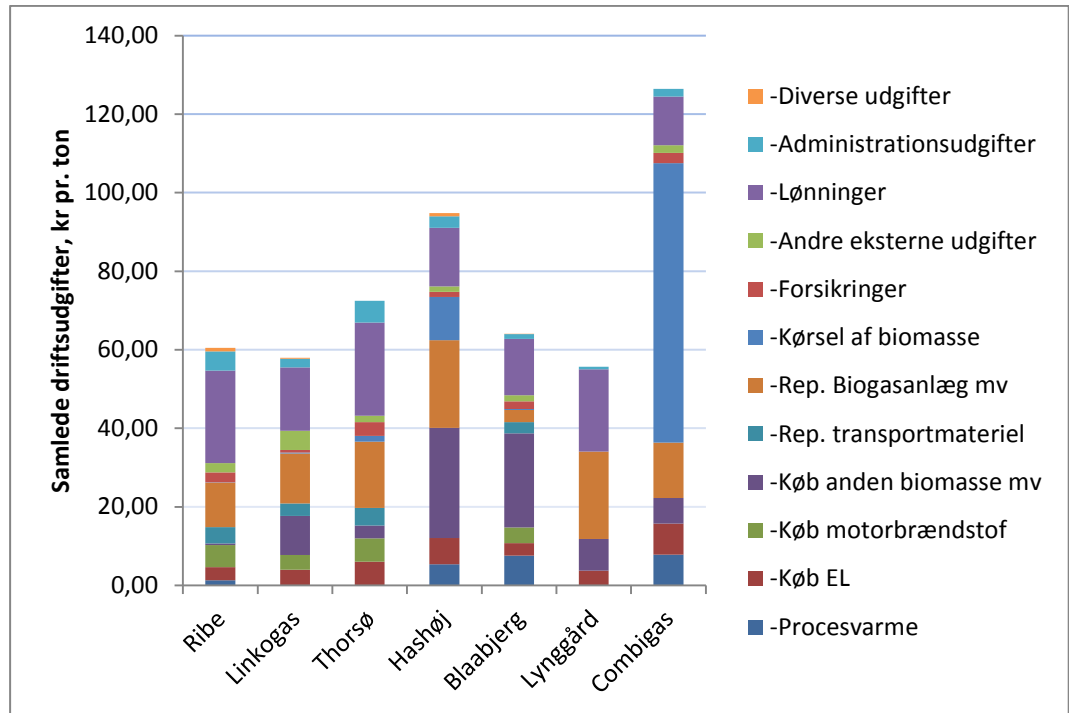
Figur 4.9. Forbrug af procesvarme pr. Nm³ biogas

Når procesvarmeforbruget udmåles pr. Nm³ biogas slår forskelle i gasudbytter igennem.

4.5. Udviklingen i centrale driftsudgifter og driftsøkonomiske nøgletal

De indsamlede økonomioplysninger fra de deltagende anlæg anvendes i det følgende i videst muligt omfang til at skitsere udviklingen i centrale driftsudgifter og beregning af driftsøkonomiske nøgletal. I første omgang analyseres de samlede driftsudgifter for de deltagende anlæg. Senere går i detaljer med analyser af centrale udgiftsposter. Der vises resultater for de anlæg, der har indsendt tilstrækkeligt specificerede oplysninger.

I nedenstående figur vises de samlede realiserede driftsudgifter for 5 fællesanlæg og 2 gårdanlæg opdelt på kategorier med den specificationsgrad der har kunnet opnås. Tallene for Ribe, Linkogas, Hashøj Thorsø og Blåbjerg er 5 års gennemsnit, for Lynggård og Combigas er det tal for 2014.

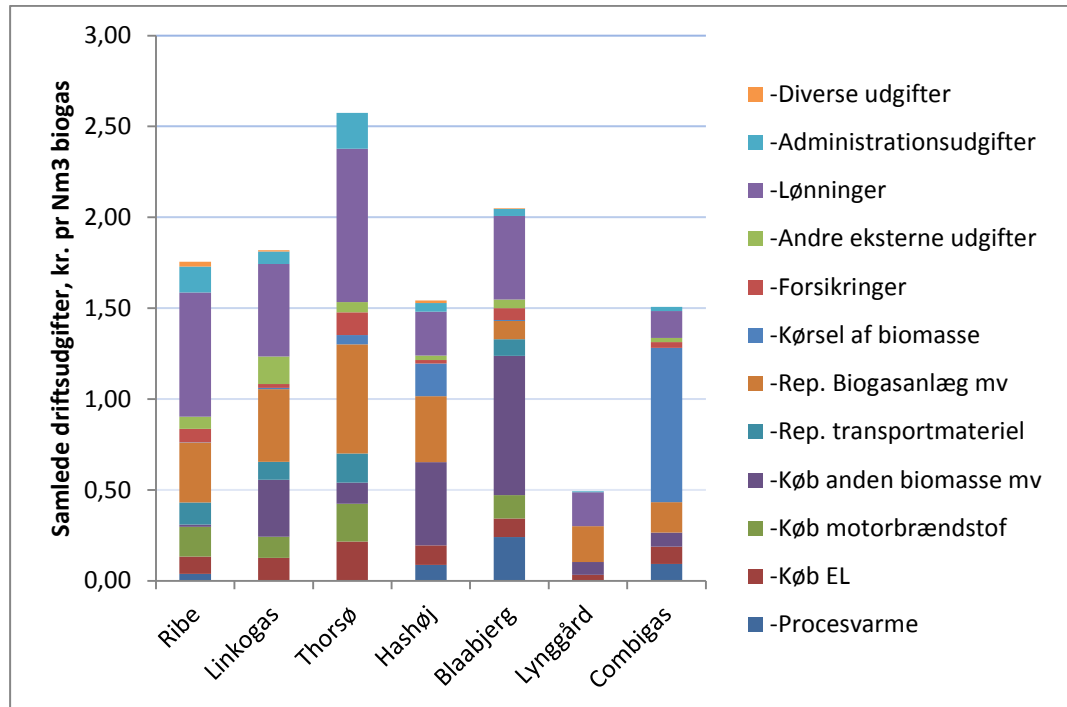


Figur 4.10. Samlede driftsudgifter, kr/ton behandlet.

Ved de samlede driftsudgifter forstås alle udgifter til produktion af biogassen, herunder udgiftsdelen af transportomkostningerne og behandlingsomkostningerne. De samlede produktionsomkostninger er vist i et senere afsnit i figur 4.23. De fleste ligger omkring 60 kr. pr. ton behandlet, men Hashøj og Combigas skiller sig ud, hvor det er hhv. reparationsudgifter, køb af anden biomasse mv. og kørsel med affald, der springer i øjnene.

Laveste driftsudgifter pr ton behandlet findes hos gårdanlægget Lynggård, efterfulgt af Blåbjerg, Linkogas og Ribe.

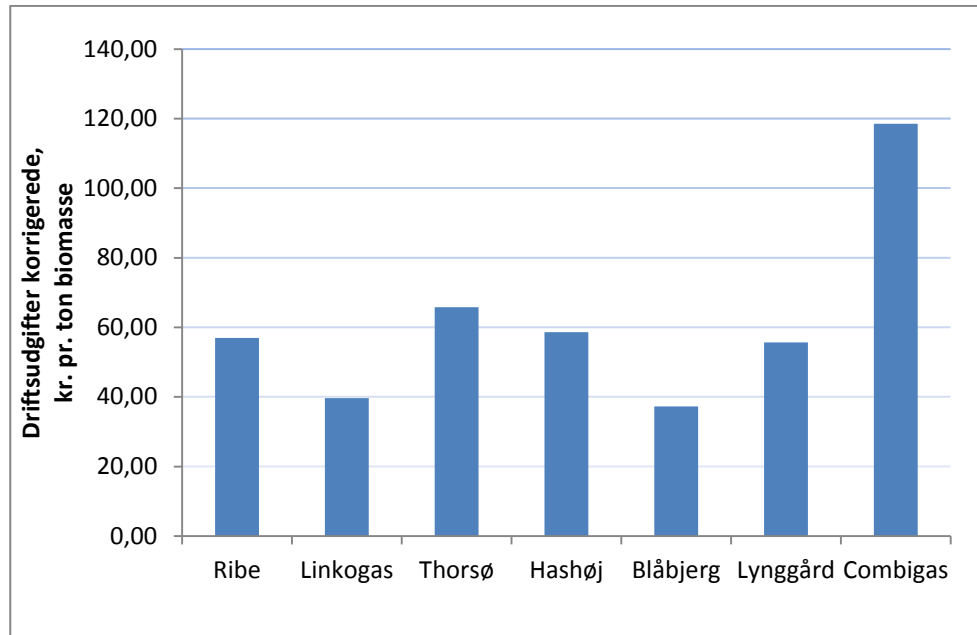
En tilsvarende figur, hvor driftsudgifterne findes udtrykt pr. m³ biogas er vist nedenfor



Figur 4.11. samlede driftsudgifter, kr. pr. Nm³ biogas produceret.

De laveste driftsudgifter pr. m³ biogas produceret findes også her hos gårdanlægget Lynggård, efterfulgt af gårdanlægget Combigas og Hashøj, som jo er et fællesanlæg. Det der rykker rundt på tingene her er især de store forskelle i gasudbytte, som blev beskrevet ovenfor i Figur 4.3

De to foregående figurer er baseret på *samtlig realiserede* driftsudgifter for anlæggene. For at opnå et mere retvisende grundlag for sammenligning af niveauet for driftsudgifter, er der i nedenstående figur tilstræbt en større sammenlignelighed ved at der er foretaget en korrektion af tallene således at visse udgiftsposter, der findes på nogle anlæg, men ikke på alle, er udeladt. Det drejer sig om køb af procesvarme, køb af anden biomasse mv. og motordrift. Resultatet bliver en bedre, men dog ikke fuldstændig sammenlignelighed. Tallene for Ribe, Linkogas, Hashøj, Thorsø og Blåbjerg er fem års gennemsnit, hvor tallene for Lynggård og Combigas er for 2014. Driftsudgifterne er udtrykt pr. ton biomasse behandlet i 2013, og for de sidstnævnte anlæg for 2014.

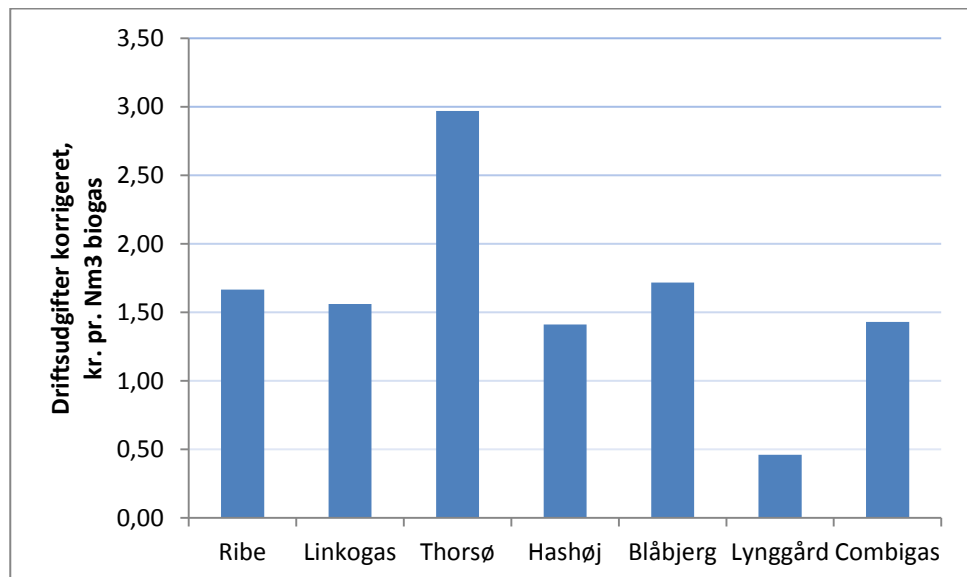


Figur 4.12. Driftsudgifter pr. ton behandlet ekskl. procesvarme, køb af anden biomasse mv. og motordrift.

Figuren viser at driftsudgifterne ekskl. procesvarme, køb af anden biomasse mv. og motordrift varierer mellem 40 og 60 kr. pr. ton behandlet, når der ses bort fra Combigas` s meget store udgift til transport af biomasse, som er inkluderet i søjlen for Combigasanlægget.

Figuren viser at Blåbjerg har realiseret de laveste driftsudgifter pr. ton efterfulgt af Linkogas. Combigas ville ligge på niveau med de øvrige såfremt kørsel med affald blev fraregnet.

I nedenstående figur 4.13 er driftsudgifterne fordelt pr. Nm³ biogas produceret.



Figur 4.13. Driftsudgifter pr. Nm³ biogas produceret, ekskl. procesvarme, køb af anden biomasse mv. og motordrift.

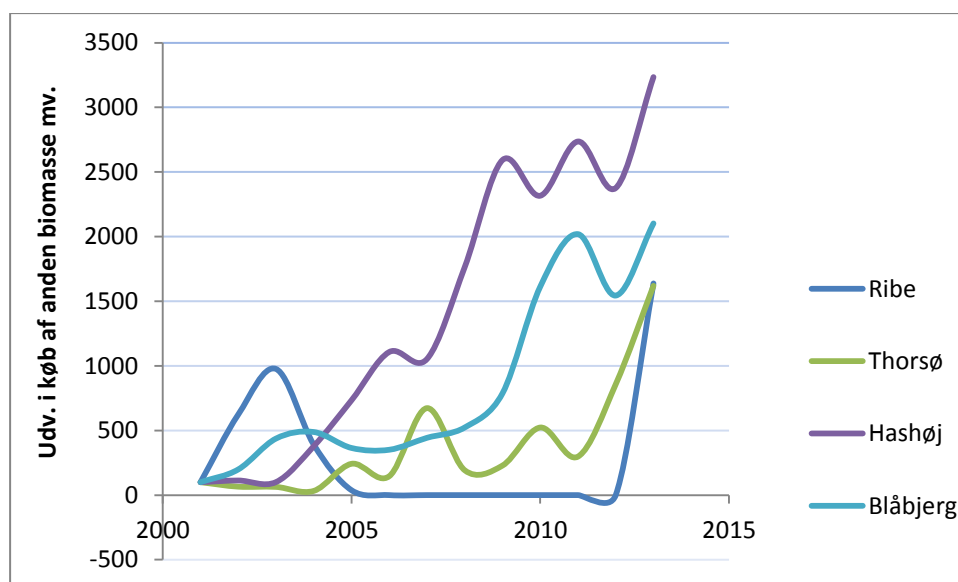
Figuren viser, at især Lynggård, Combigas og Hashøj er i stand til at konvertere relativt høje driftsudgifter pr m³ biomasse til relativt lave driftsudgifter pr. m³ biogas produceret som følge af høje gasudbytter jvnf. Figur 4.3.

4.6. Nøgletal og benchmark på centrale udgiftsposter.

I det følgende analyseres udviklingen i centrale udgiftsposter og nøgletal.

Det er værd at hæfte sig lidt ved udviklingen i udgifter til køb af anden biomasse mv. I mange tilfælde er det en samlepost for forskellige indkøb af fx kemikalier og smøreliefer, men den helt dominerende post er køb af affald til selve produktionen af biogas.

I nedenstående figur vises udviklingen i køb af anden biomasse mv. for fem biogasfælleplanlægninger. Tallene er indekserede med 2001 = 100.



Figur 4.14. Udviklingen i køb af anden biomasse mv. Indekserede tal

Figuren viser, at anlæggene i perioden mellem 2001 og 2013 har mangedoblet udgifter til indkøb af anden biomasse mv., der indgår i biogasproduktionen. Især i perioden fra 2007 har selv anlæg som Thorsø og Ribe måttet slippe princippet om ikke at betale for de råvarer, der skulle bruges. Det vurderes, at dette er udtryk for en generel tendens blandt danske biogasanlæg.

Udviklingen er først og fremmest udtryk for at konkurrencen om affaldet blev skærpet op gennem nullerne. I første omgang efter at der i 2000 og 2001 blev bygget et halvt hundrede gårdbiogasanlæg, som stort set alle var baseret på tilførsel af betydelige mængder industriaffald. Der var så en periode i midten af dette årti, hvor leverancer af glycerin fra Tyskland og Frankrig blev sat i system, men nu var det i højere grad end tidligere tale om affald der skulle betales for.

Det har også spillet en rolle, at afregningspriserne for elektricitet produceret på biogas blev forbedret i 2008 og igen i 2012 til det nuværende niveau. De firmaer, der formidler affald, har en naturlig interesse i at indregne forbedrede afregningsforhold i priser-

ne for affald. Og figuren viser tydeligt, at de viste anlæg har evnet og været villige til at øge betalingen for affaldet i takt med at afregningsbetingelserne blev forbedret.

Man kan godt være kritisk overfor den beskrevne udvikling i den forstand at der længe blev advaret om, at anlæggene burde se sig om efter alternativer til organisk affald som væsentligt grundlag for energiproduktionen. Men her må man huske, at de eksisterende anlæg jo netop er designet til at håndtere gylle og affald. Gradvist er mange fællesanlæg imidlertid begyndt at tilpasse sig den nye virkelighed ved især at interessere sig for løsninger, der omfatter behandling af dybstrøelse, der jo typisk kan skaffes indenfor leverandørkredsen. Omvendt må man sige, der har været en vis træghed i at investere i nye tiltag. Men givetvis også fordi, at så længe anlæggene samlet set med økonomisk fornuft kan tilvejebringe affaldsprodukter i tilstrækkeligt omfang, er det den nemmeste og mest fordelagtige løsning på kort sigt. En ny tendens er, at nye store anlæg i samarbejde med affaldsbranchen etablerer forarbejdningsstationer for affald fra servicesektoren i tilknytning til anlæggene for at sikre forsyningen med sådanne råvarer. Der er således ingen tvivl om at biogasanlæggene er indstillede på at medvirke til realiseringen af den såkaldte ressourcestrategi, der netop har en målsætning om genanvendelse af såvel affald fra servicesektoren som kildesorteret husholdningsaffald

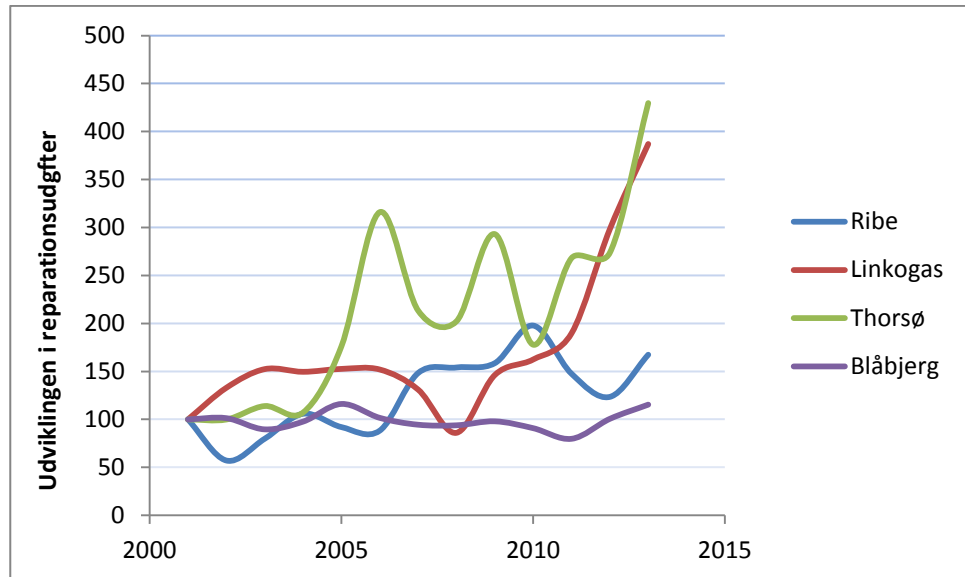
4.7. Udgifter til reparation og vedligeholdelse.

Udgifter til reparation og vedligeholdelse er en gruppe udgifter, der normalt er en del fokus på. Ikke fordi de i forhold til de samlede driftsudgifter er specielt store, men fordi de ofte er en følge af komponenter der er slidte og derfor trænger til udskiftning, eller af nedbrud med driftsstop til følge. Det er vigtigt at undgå for mange driftsstop fordi der samtidig mistes indtjening. Derfor kan reparation og vedligeholdelse også foretages forebyggende. I så henseende er der givetvis store forskelle på den strategi forskellige driftsledere har valgt.

Derfor er det som udgangspunkt heller ikke så mærkeligt, at der er betydelig variation i niveauet for reparations og vedligeholdelsesudgifter anlæggene i mellem.

Der er ingen tvivl om, at jo mere komplicerede anlæggene er, desto højere risiko er der for at reparationsudgifterne vil ligge på et højt niveau, ligesom der er en vis logik i, at udgifterne vil stige i takt med at anlæggene slides.

I nedenstående figur 4.15 er vist kurver for udviklingen i de samlede udgifter til reparation og vedligeholdelse for fire biogasfællesanlæg. Tallene er indekserede og 2001=100



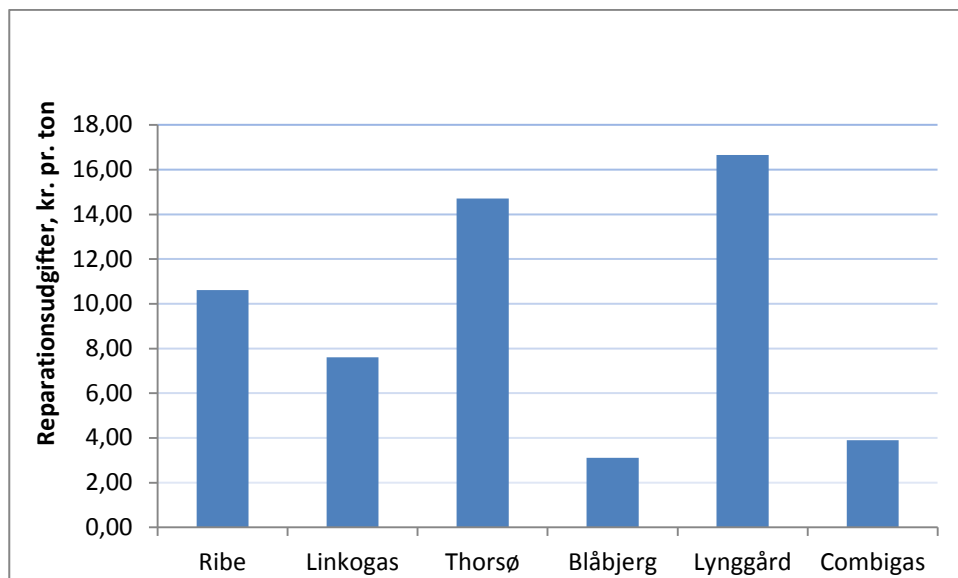
Figur 4.15. Udviklingen i udgifter til reparation og vedligehold, indekserede tal

Det må forventes, at udgifter til reparation og vedligehold stiger med anlæggenes alder. Figuren viser ikke desto mindre, at især Blåbjerg, men også i nogen grad Ribe, har været i stand til at holde udgifter til reparation og vedligehold i ro gennem hele perioden. Medvirkende hertil er, at disse to anlæg sælger hele gasproduktionen, og derfor ikke har omkostninger til drift af motor-generatoranlæg.

For Linkogas er reparationsudgifterne øget fordi anlægget i perioden overtog driften af kraftvarmeanlæggene i Rødding, og i øvrigt også i perioden etablerede motor-generatoranlæg på anlægget til produktion af procesvarme.

Thorsø har siden 2004 haft en større stigning end de øvrige. Det hænger sammen med en stigning i vedligehold af køretøjer og drift af motor-generatoranlæg på anlægget. Til gengæld har Thorsø bemærkelsesværdigt lave udgifter til pasning af anlægget. Stigningen i 2013 skyldes reparationsarbejder i forbindelse med anlægsudvidelsen.

I nedenstående figur vises udgifter til reparation og vedligeholdelse i selve biogasanlægget for 4 biogasfællesanlæg og to gårdbiogasanlæg. Udgifter til reparation af køretøjer og motor-generator anlæg er således ikke medtaget. For de fire første anlæg repræsenterer tallene fem års gennemsnit, for de to sidste er tallene fra 2014.



Figur 4.16. Reparation og vedligeholdelse i biogasanlægget

Erfaringsmæssigt ligger de på 5-10 kr. pr ton biomasse behandlet, som det også her er tilfældet. Det betyder, at udgifterne til reparation og vedligeholdelse typisk udgør under 10 % af de samlede behandlingsomkostninger. Driftslederne tilstræber typisk at planlægge vedligeholdelsesopgaver, så de i videst muligt omfang kan foretages uden at produktionen i øvrigt påvirkes. Et sådant forebyggende vedligeholdelsesprogram har eksempelvis i mange år været praktiseret hos Ribe Biogas. På den måde kan et lidt højere niveau for reparationsudgifter konverteres til sikring af stabilitet i produktion og afsætning.

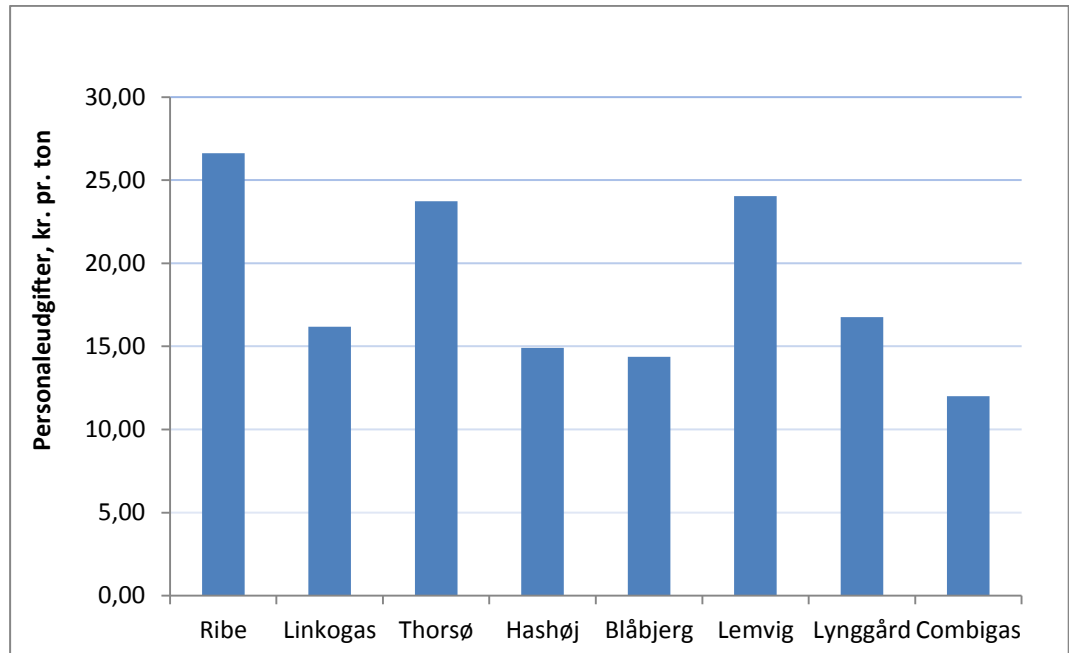
Der er også størrelsesøkonomiske effekter på reparationsudgifterne. Dette ses hos Linkogas, der har en særdeles høj kapacitetsudnyttelse i anlægget (kort opholdstid), hvorved reparationsudgifterne skal fordeles på relativt mange tons biomasse, og derfor ligger i den lave ende.

Blåbjerg og Combigas skiller sig ud ved meget lave reparationsudgifter på under 4 kr. pr. ton. Blåbjerg har således godt styr på reparationsudgifterne selvom der kun er en mand ansat til at passe anlægget. Med til historien hører imidlertid også, at gassen sælges til varmekædet, der ligger lige ved siden af, hvorved der bruges relativt få kræfter på at eksportere gassen, og dermed på udgifter til reparation af gasblæsere.

4.8. Personaleudgifter

Som det blev nævnt ovenfor kan der være en sammenhæng mellem udgifter til reparation og vedligehold og personaleudgifter.

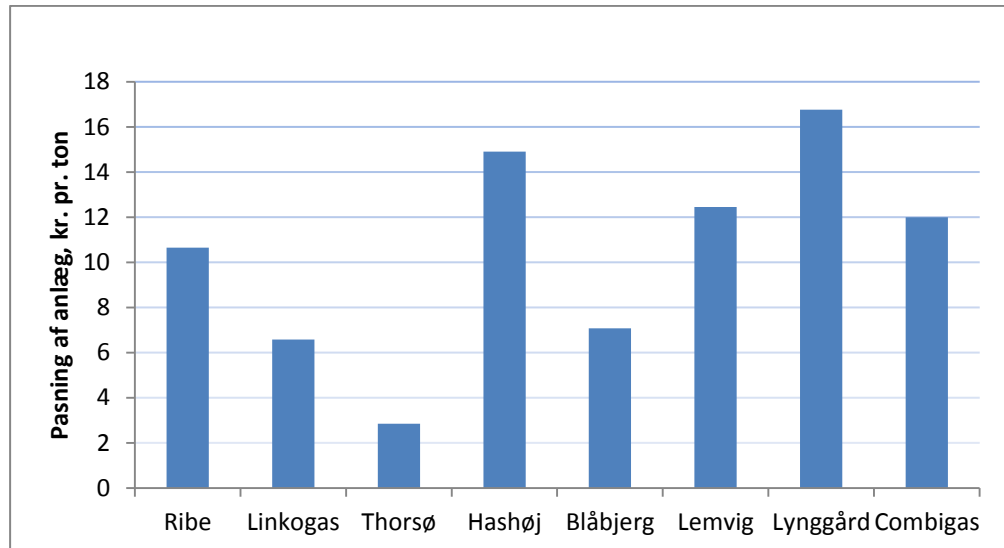
I nedenstående figur er personaleudgifterne udtrykt pr. ton behandlet biomasse for seks biogasfællesanlæg og to gårdbiogasanlæg. For de fem første anlæg er der tale om fem års gennemsnit, for de tre sidste er tallene fra 2014.



Figur 4.17. Personaleudgifter, kr. pr. ton

Figuren viser at personaleudgifterne ligger mellem 12 og 25 kr. Anlæggene fordeler sig på to grupper, hvor Ribe, Thorsø og Lemvig ligger i omegnen af 25 kr. pr. ton. For Ribe og Lemvigs vedkommende skyldes det, at man selv foretager indtransport af biomasse med egne lastbiler. De anlæg, der gør mest ud af at omfordele overskydende afgasset gylle opkræver betaling for denne service fra leverandørerne. Personaleudgifterne for Lemvig og Thorsø omfatter pasning af eget kraft-varmeanlæg til produktion af procesvarme. De øvrige ligger omkring de 15 kr., Combigas dog kun på 12 kr. Blandt disse har Linkogas, Lynggård og Combigas eget-kraft-varmeanlæg. Endelig indeholder tallene for Hashøj og Combigas ikke udgifter til chaufførlønninger, da transporten er udliciteret

Personaleudgifterne går til to hovedkategorier af medarbejdere, nemlig til pasning af anlægget og til chauffører. Nedenstående figur viser udgifter til pasning af anlæg for seks biogasfællesanlæg og to gårdbiogasanlæg. For de fem første er der tale om fem års gennemsnit, for de tre sidste er tallene fra 2014.



Figur 4.18. Udgifter til pasning af anlæg.

Figuren viser ret markante forskelle i personaleudgifter til pasning af anlæggene. Lidt overraskende måske at gårdanlæggene ligger i den høje ende. Det skyldes, at der her er tale om en størrelsesøkonomisk effekt, idet det fx ikke tager længere tid at passe en stor reaktor end en lille. Det er også grunden til at Linkogas ligger relativt lavt.

Derudover er det i sagens natur afgørende hvor mange man har ansat til at passe anlægget og indgå i vagtplanerne. Thorsø har meget lave udgifter til pasning af anlægget fordi der kun er en mand til at passe anlægget, med hjælp fra chauffører til at tage vagter. Blåbjerg har også kun en mand til at passe anlægget, hvor Ribe, Linkogas, Hashøj og Lemvig typisk har tre ansatte.

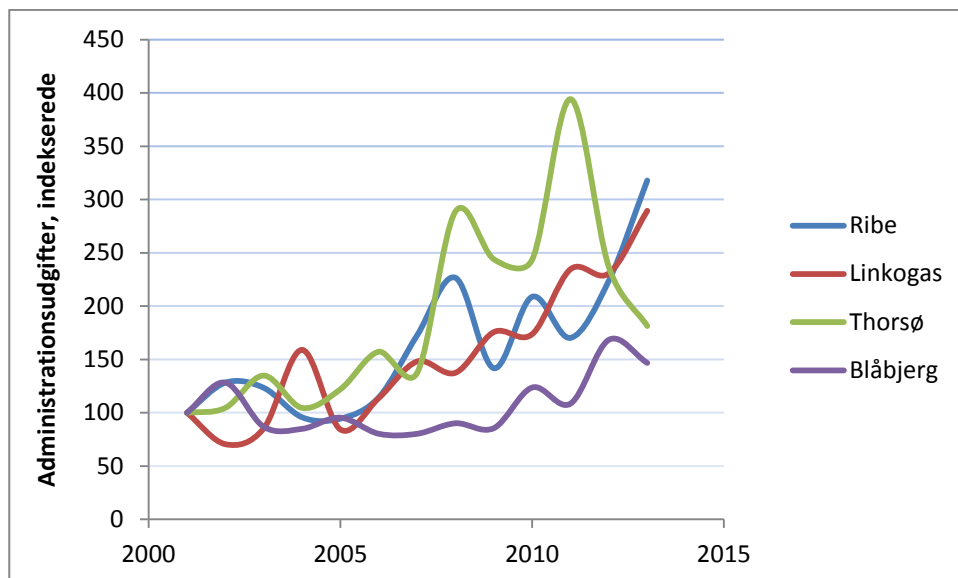
4.9. Administrationsudgifter

Administrationsudgifterne er en gruppe udgifter, der i høj grad påvirkes af ledelsesbeslutninger. Nogle anlæg foretager eksempelvis selv bogføring og indberetninger, hvor andre udliciterer disse funktioner.

Der er desuden ret stor forskel på udgifter til revision og regnskabsassistance, bl.a. fordi varmeforsyningsloven medfører behov for at der udarbejdes to forskellige regnskaber, hvilket især er en stor udgiftspost hos Ribe Biogas

Udgifter til kontorhold og IT er indeholdt i administrationsudgifterne ligesom udgifter til møder og generalforsamling er med. Endelig er honorering af bestyrelserne en del af administrationsudgifterne.

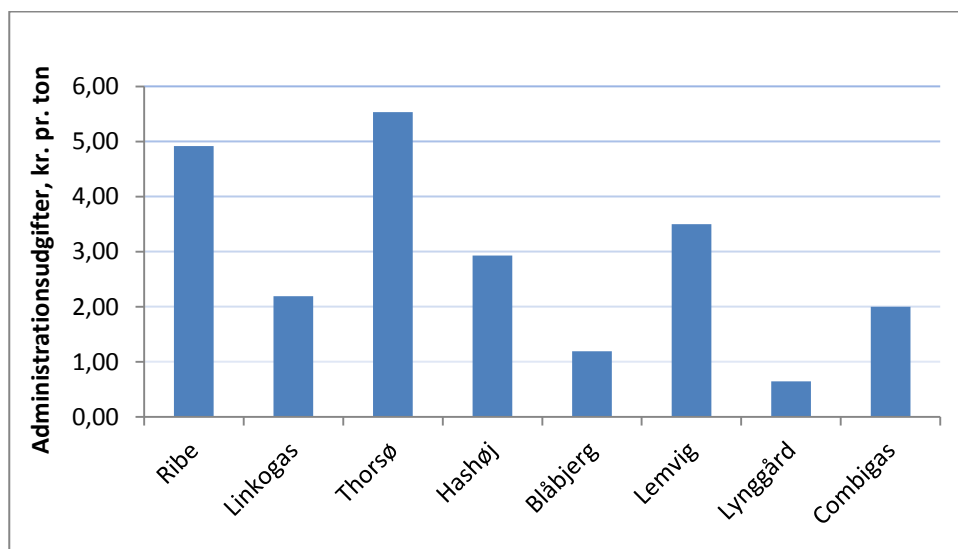
I nedenstående figur 4.19 er udviklingen i administrationsudgifterne vist for fire bio-gasfællesanlæg. Tallene er indekserede, hvor 2001 = 100.



Figur 4.19. Udviklingen i administrationsudgifter. Indekserede tal

Figuren viser et billede af stigende administrationsudgifter. Igen er Blåbjerg det anlæg, der har haft mest kontrol over udviklingen. Stigningen skyldes primært stigende udgifter til regnskab og revision, samt rådgivning i den forbindelse. For Thorsøs vedkommende skyldes de to hop på kurven ekstraordinært høje udgifter til rådgivning.

Figur 4.20 nedenfor viser administrationsudgifter pr. ton behandlet for seks biogasfælesanlæg og to gårdbiogasanlæg. For de fem første er der tale om fem års gennemsnit, for de resterende er tallene fra 2014.



Figur 4.20 Administrationsudgifter, kr. pr. ton.

Figuren viser en ret betydelig variation i administrationsudgifterne anlæggene imellem. For de højst liggende anlæg er det bestyrelsesaf lønning, regnskab, revision og rådgivning der gør forskellen. Gårdanlæggene har mindre omfattende regnskaber, der er billigere at få udarbejdet, og typisk ingen eller kun lidt bestyrelsesarbejde, der skal

honoreres. Bortset fra Blåbjerg, synes der at være en forskel mellem gård og fællesanlæg. Den høje kapacitetsudnyttelse hos Linkogas er med til at minimere administrationsudgifterne målt pr. ton biomasse.

4.10. Behandlings- og produktionsomkostninger

I det følgende er erfaringstal fra de viste anlæg anvendt til at estimere anlæggenes behandlingsomkostninger og produktionsomkostninger for biogas.

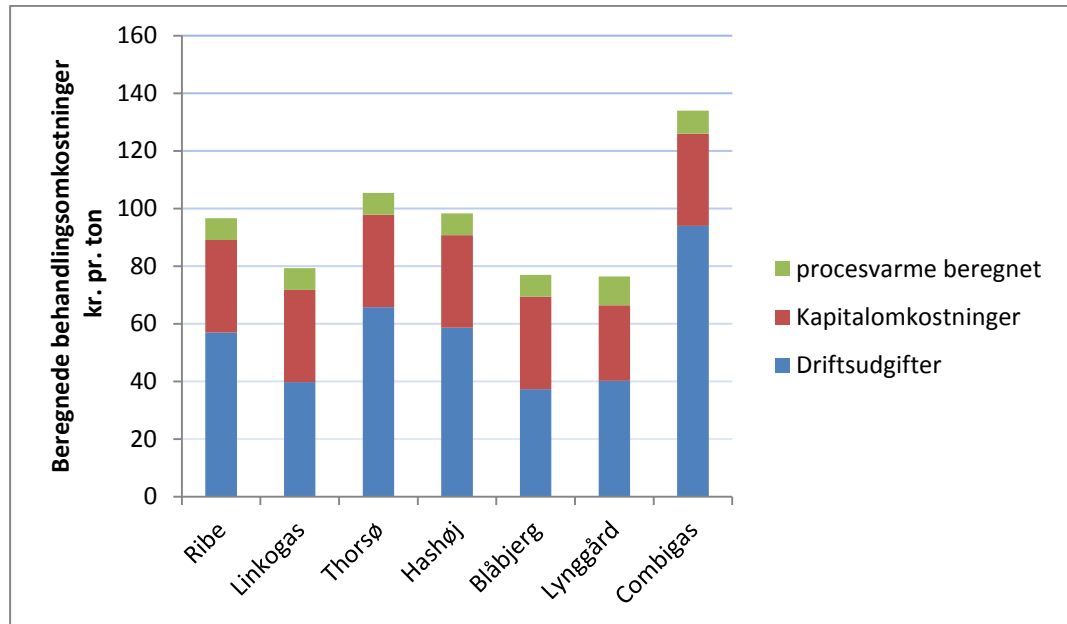
For at øge sammenligneligheden, er der taget udgangspunkt i de samlede driftsudgifter, som de fremgår af Figur 4.12. hvor der er korrigeret forkøb af procesvarme, køb af anden biomasse mv. og motordrift.

Hertil er beregnet årlige kapitalomkostninger pr. ton behandlet ud fra en anlægsinvestering på 400 kr. pr. ton behandlingskapacitet (svarende til et stort anlæg) og en rente på 5 % og en gennemsnitlig levetid for aktiverne på 20 år. Det betyder, at omkostningerne belastes med den fulde afskrivning, dvs. uden det anlægstilskud der måtte være opnået ved anlæggenes etablering. De beregnede kapitalomkostninger kan derfor være højere, end de finansieringsomkostninger og afskrivninger, der fremgår af anlæggenes regnskaber. Kapitalomkostninger for Lynggård og Combigasanlægget er beregnet ud fra fremskrevne anlægspriser.

Endelig er der tillagt en omkostning til procesvarme på 7,56 kr. pr. ton svarende til den aktuelle omkostning som et femårigt gennemsnit for Blåbjerg Biogas, der som et af de få fællesanlæg der køber procesvarmen fra fjernvarmeværket.

Driftsudgifterne for de fem førstnævnte anlæg er fem års gennemsnit, for de resterende er tallene fra 2014, og i øvrigt svarende til figur 4.12. Behandlet mængde er fra 2013 hhv. 2014.

Formålet er med denne analyse er at fastslå hvad det koster at behandle et ton biomasse på eksisterende danske biogasanlæg.



Figur 4.21. Beregnede behandlingsomkostninger, kr. pr. ton, fratrukket køb af køb af anden biomasse mv., og motordrift.

Figuren viser at det koster mellem 80 og 100 kr. at behandle et ton biomasse på eksisterende danske biogasanlæg, når der ses bort fra tilfældet Combigas med kørsel af affald.

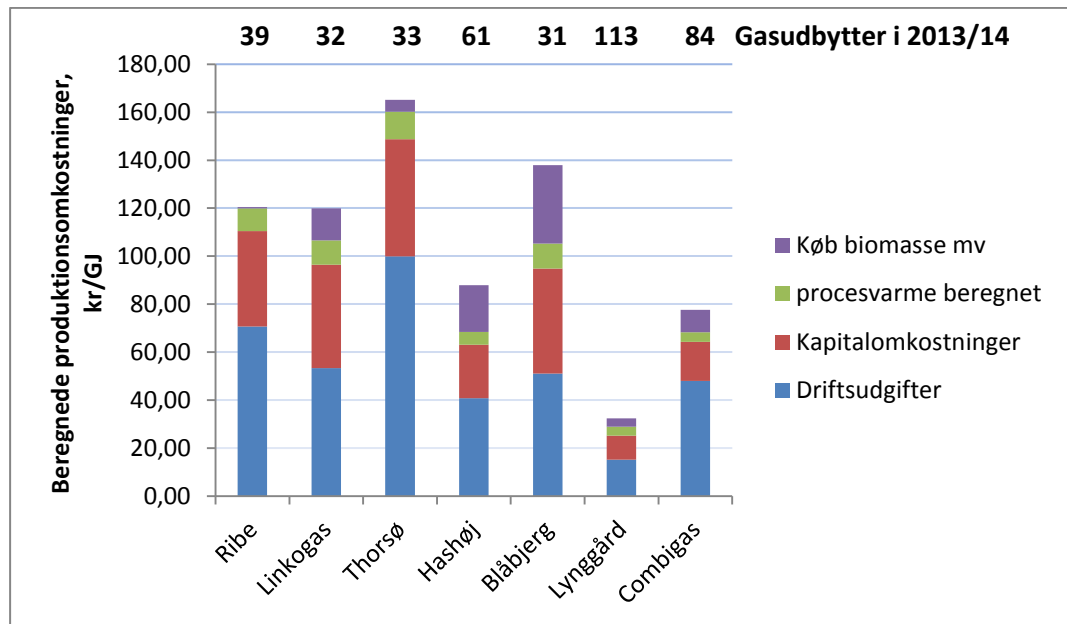
Tre anlæg ligger lige omkring de 100 kr. pr. ton biomasse, nemlig Ribe, Thorsø og Hashøj. Af analyserne i de foregående afsnit kan det konkluderes, at det bl.a. skyldes at disse tre anlæg ligger på et højere niveau mht. udgifter til reparation og vedligeholdelse og personaleudgifter, der for de to førstnævntes vedkommende, i hvert fald delvist, kan henføres til chaufførlønninger fordi der foretages omfordeling af overskudsgylle i et vist omfang mod betaling, eller afhentning af affald med eget materiel. Endelig kan der, ligeledes jvnf. tidligere viste analyser, peges på et højere niveau for administrationsudgifter.

Ønsker man at se på produktionsomkostningerne for biogas kommer man imidlertid ikke uden om også at se på indkøb af køb af anden biomasse mv.

Køb af køb af anden biomasse mv. er derfor inkluderet i den følgende analyse, som viser de beregnede produktionsomkostninger pr. GJ

Figuren viser således omkostninger til produktion af biogas målt i kr. pr. GJ. Produktionsomkostningerne kan holdes op imod afregningspriserne for biogas. På baggrund af tabel 8.1 kan afregningspriserne beregnes til i 2013 at have varieret fra 109 til 171 kr. pr. GJ.

For at kunne nyttiggøres, skal biogassen imidlertid enten konverteres til el og varme eller opgraderes til en kvalitet så den kan distribueres via naturgasnettet. Omkostningerne hertil er ikke inkluderet i produktionsomkostningerne for biogas.



Figur 4.23. Produktionsomkostninger, kr. pr. GJ

Den helt afgørende parameter i denne analyse er det opnåede gasudbytte. Derfor er de gennemsnitligt opnåede gasudbytter indsat over søjlerne for de enkelte anlæg. Det fremgår klart, at de anlæg, der opnår de laveste gennemsnitlige gasudbytter er de anlæg, der har de højeste produktionsomkostninger pr. m³ biogas. Det kan klart konkluderes, at de to deltagende gårdanlæg præsterer de laveste produktionsomkostninger pr. Nm³ biogas produceret. Men af den foregående figur fremgik det ligeså klart, at selve behandlingsomkostningerne for gårdanlæggene ikke er lavere end hos flertallet af fællesanlæggene. De lavere produktionsomkostninger pr Nm³ biogas produceret kan derfor entydigt henføres til et markant højere gasudbytte pr. ton biomasse behandlet end det ses hos fællesanlæggene. Det handler derfor om mængden og kvaliteten af det tørstof der tilføres, som det allerede er nævnt flere gange. Og figur 4.4 viste da også klart at gårdanlæggene håndterer et større tørstofindhold end fællesanlæggene. Gårdanlæggene bruger typisk energiafgrøder og store mængder organiske restprodukter, der giver et stort gasudbytte. Det giver lave omkostninger pr. m³ biogas, men vil ikke være en farbar vej frem for det store flertal af anlæg, da der ikke vil være organiske restprodukter nok. Desuden bliver klimaregnskabet dårligere når andelen af gylle i anlægget bliver mindre.

Men som det også tidligere er nævnt er fællesanlæggene godt i gang med at omstille sig til det, og med god grund. Både Vegger og Thorsø, som begge deltager i nærværende projekt, har allerede gennemført denne omstilling. Økonomien i dette analyseres i et senere afsnit.

For Thorsøs vedkommende beskriver figuren situationen det sidste år inden anlægget blev udvidet, og der blev etableret forbehandling m.h.t. på at modtage bl.a. dybstrøelse. De høje værdier i figuren beskriver således den gradvist mere uholdbare situation anlægget var kommet i før beslutningen om at satse på andre koncentrerede biomasser end fx slagteriaffald, som man stod til at miste. Så satsning på mere sikre biomasser er udtryk for rettidig omhu.

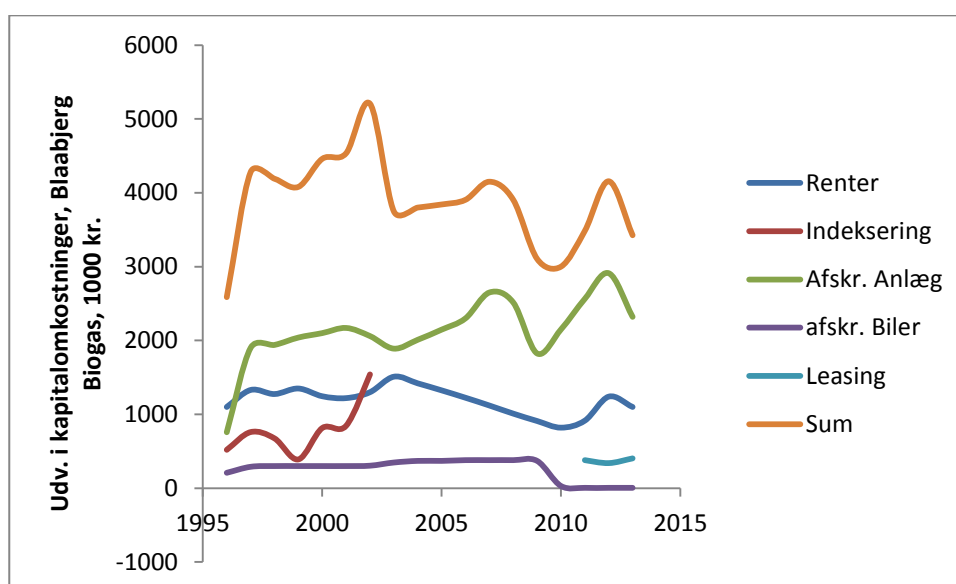
Blåbjerg er det anlæg, der bruger flest ressourcer på køb af anden biomasse mv. efterfulgt af Hashøj. Ikke desto mindre opnåede Blåbjerg i 2013 det laveste gasudbytte af de her viste anlæg, hvilket i høj grad påvirker produktionsomkostningerne pr. Nm³ biogas i opadgående retning.

4.11. Kapitalomkostninger og reinvesteringer

Hvis man ser på de to foregående figurer fremgår det at kapitalomkostningerne, som jo her er beregnede, udgør i omegnen af en tredjedel af de samlede omkostninger, i det mindste for fællesanlæggenes vedkommende. Det betyder, at kapitalomkostningerne bør have mindst lige så stor bevågenhed i driftsledelsen som andre omkostninger.

Der er flere forhold, der er afgørende for kapitalomkostningerne. Aktivernes pris, deres levetid, og dermed deres afskrivningstakt, anlægstilskud og hvordan investeringen finansieres, herunder renteniveau og inflation. Typisk har biogasprojekter en lang tilbagebetalingstid, så det har i de fleste tilfælde været tilstræbt at finansiere anlægsinvesteringer med langfristede lån, fordi kortere afdragsprofiler kunne være vanskelige at honorere. Samtidig er det vigtigt at have lånet tilbagebetalt i takt med at anlægget skal reinvesteres for fortsat drift.

For at beskrive udvikling og sammensætning af kapitalomkostningerne er i det følgende valgt at foretage en nærmere analyse af Blåbjerg Biogas. Anlægget blev etableret i 1996, med 20 % anlægstilskud, og resten af anlægsinvesteringen blev finansieret ved indekserede annuitetslån fra Kommunekredit, som dengang i nogle år havde været den gængse finansieringsform for biogasfællesanlæggene. Fordelen ved den låntype var, at ydelserne i begyndelsen var relativt beskedne, eftersom afdragene i de første år udgør en relativt lille del af ydelserne, fuldstændigt som det kendes fra dagens annuitetslån. Samtidig betalte man en, i forhold til almindelige lån, en lav rente, idet inflationen var fratrukket. Til gengæld blev restgælden hvert år indekseret, således at låntager, især i år med inflation, kunne se sin gæld stige selvom han betalte sine låneydelser helt efter bogen.



Figur 4.23. Udviklingen i kapitalomkostninger

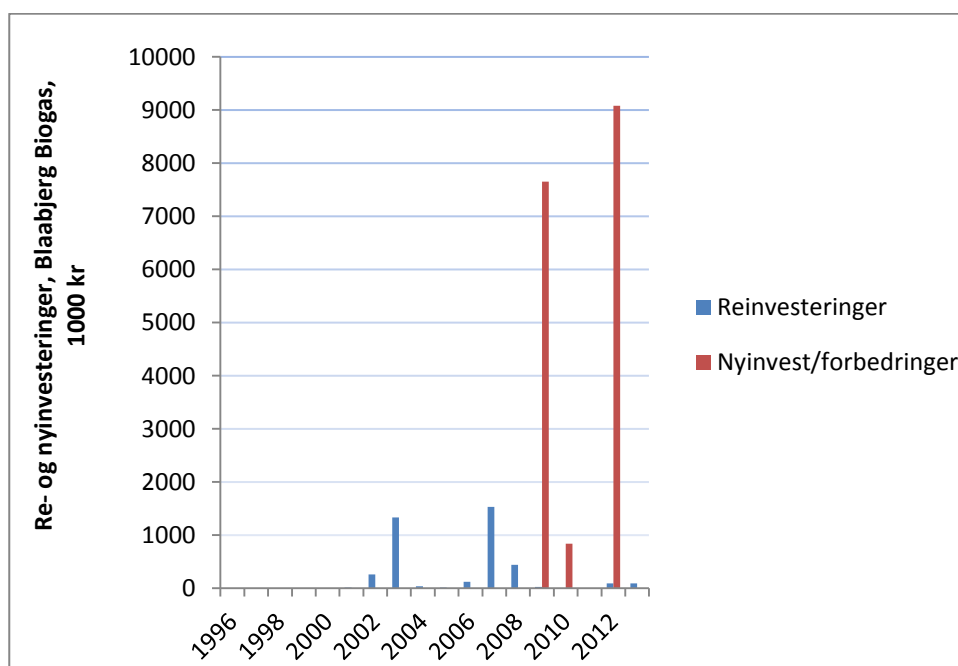
Den øverste kurve udtrykker summen af kapitalomkostningerne, som hver for sig er skitseret nedenunder. Bestyrelsen i Blåbjerg Biogas kunne fra opstarten af anlægget i

1996 til 2002 se de samlede kapitalomkostninger stige, primært på grund af ovennævnte indeksering af restgælden. Her udnyttede ledelsen klogt muligheden for at omlægge det indekserede lån til et traditionelt lån, hvorved man samtidig kunne udnytte det rentefald, der var indtruffet i den forløbne periode, og som rigtig mange danskere iøvrigt har nydt godt af. Det fremgår af figuren, at indekseringen derfor ophører i 2003 og de samlede kapitalomkostninger efterfølgende kunne reduceres væsentligt. Dette blev forstærket af fortsat faldende renter.

Afskrivningerne steg gradvist frem til 2009, hvor afskrivningsperioden blev forlænget ifbm. ændrede regnskabsprincipper, og afskrivningerne derfor lavere i det enkelte år. I årene senere blev der investeret i to nye reaktorer, hvorved afskrivningerne i sagens natur måtte stige igen.

Frem til 2009 ejede anlægget selv de to lastbiler til gylletransport. Men herefter er bilerne leasede. Leasingafgiften dækker i princippet både forrentning og afskrivning af bilerne. Det fremgår af figuren at leasingafgiften end ikke overstiger de tidligere afskrivninger på køretøjerne, hvilket klart indikerer at leasingaftalen er en fornuftig ordning for Blåbjerg Biogas.

Når tingene er slidt op skal de skiftes. Som hovedregel vil mindre udskiftninger typisk opfattes som reparationer, og optages derfor også som sådanne i regnskabet. Større maskiner og bygninger opfattes som renoveringer eller reinvesteringer, der ofte indeholder et element af forbedringer, og optages derfor sædvanligvis som re- eller nyinvesteringer i regnskabet. Overordnet set gør det ingen forskel – pengene skal betales under alle omstændigheder. Men for de enkelte års regnskab har det den betydning, at en udskiftning eller reparation belaster resultatet i det år udgiften er konstateret, hvorimod en renovering eller reinvestering optages som et aktiv og belaster resultatet i en årrække frem i form af årlige afskrivninger. Anlæg, der er underlagt varmforsyningsens hvile i sig selv princip vil foretrække at udgiftsføre flest mulige udskiftninger eller reparationer i året de er konstateret, eftersom afregningsprisen er omkostningsbestemt, og derfor skal reguleres ifht. produktionsprisen for den leverede energi.



Figur 4.24. Re- og nyinvesteringer hos Blåbjerg Biogas

I ovenstående figur er vist re- og nyinvesteringer for Blåbjerg Biogas fra anlæggets start i 1996 til 2013. Af reinvesteringer er således stort set alene optaget nye køretøjer, hvorimod der i 2009 og 2012 er investeret i to nye reaktorer

4.12. Transportomkostninger

En af de ting der karakteriserer biogasfællesanlæg er, at gyllen transporteres til biogasanlægget fra et større eller mindre antal landbrugsejendomme, altovervejende med lastvognsslamsugere. Omkostningerne hertil er betydelige. Som en tommelfingerregel udgør transportomkostningerne typisk en tredjedel af de samlede omkostninger til produktion af biogas.

Derfor er logistik og transportsystemet et område, der fortjener betydelig opmærksomhed i driftsledelsen.

Transportsystemerne har udviklet sig ganske meget siden udbygningen med biogasfællesanlæg tog fart fra slutningen af 1980'erne.

Dengang blev lastvognene udstyret med vakuum/tryktanke med en lasteevne på 20 tons. Men ret hurtigt blev trykløse tanke med selvansugende pumper den foretrukne løsning, bl.a. fordi tankene kunne udføres i lettere gods, og lasteevnen kunne øges.

Senere blev det almindeligt med sættevognstog, med en lasteevne på ca. 30 tons, og sidste skud på stammen er syvakslede vogntog med lasteevne på op imod 40 tons. Derved er kapaciteten pr. tur næsten fordoblet i de 25 år der har været biogasfællesanlæg i drift i Danmark.

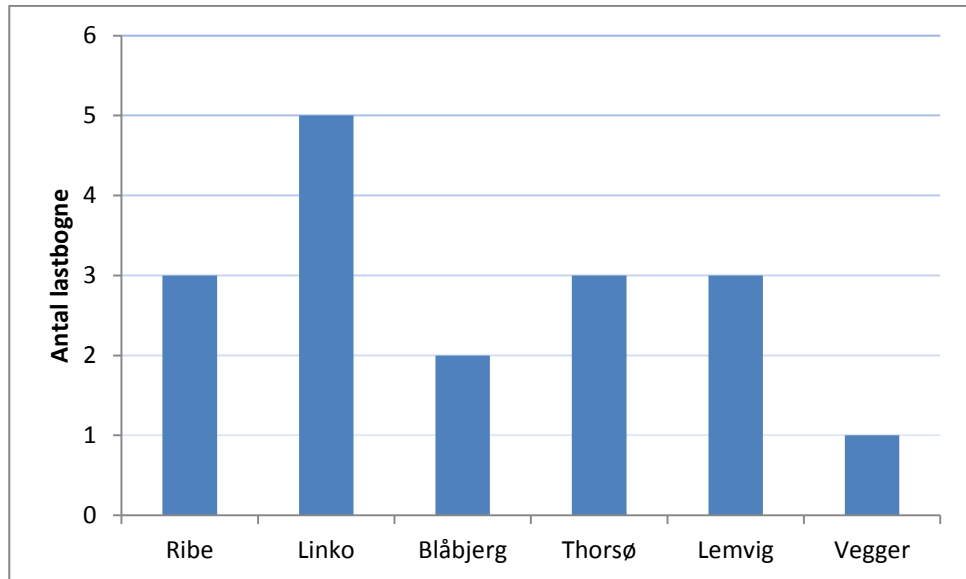
I det følgende er der vist en analyse af transportomkostningerne for en række biogasfællesanlæg, der er med i nærværende projekt, og derfor har leveret data til formålet.

I den første figur vises hvor mange biler anlæggene råder over. Hashøj har gennem nogle år udliciteret transporten, og har derfor ikke selv en bil.

Der er forskelle i anvendelsen af køretøjerne der medfører at transportomkostningerne ikke kan opgøres på fuldstændigt sammenligneligt grundlag. Nogle anlæg henter selv affald med egne biler, nogle gør mere ud af at omfordele gylle end andre. Det er ikke muligt at korrigere for disse forhold i nedenstående analyser. Tallene er fra 2013

I analysen er medtaget de anlæg, der har leveret det nødvendige datagrundlag til projektet.

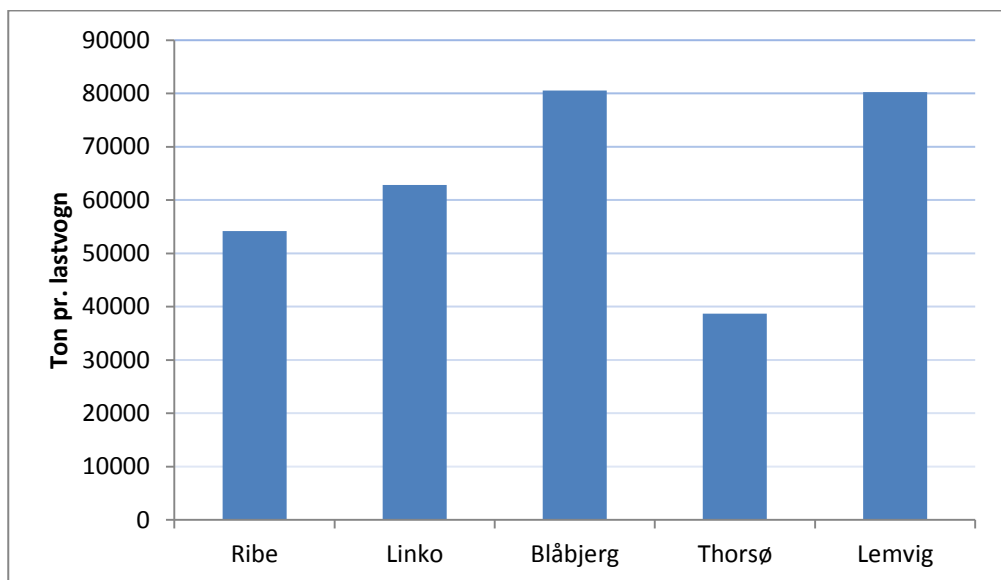
Omkostningerne opgøres i forhold til den behandlede biomasse mængde, som er det samme som antal tons udkørt.



Figur 4.25. Antal lastvogne blandt en række biogasfællesanlæg

Det fremgår af figuren at anlæggene råder over mellem 1 og 5 køretøjer, halvdelen har 3.

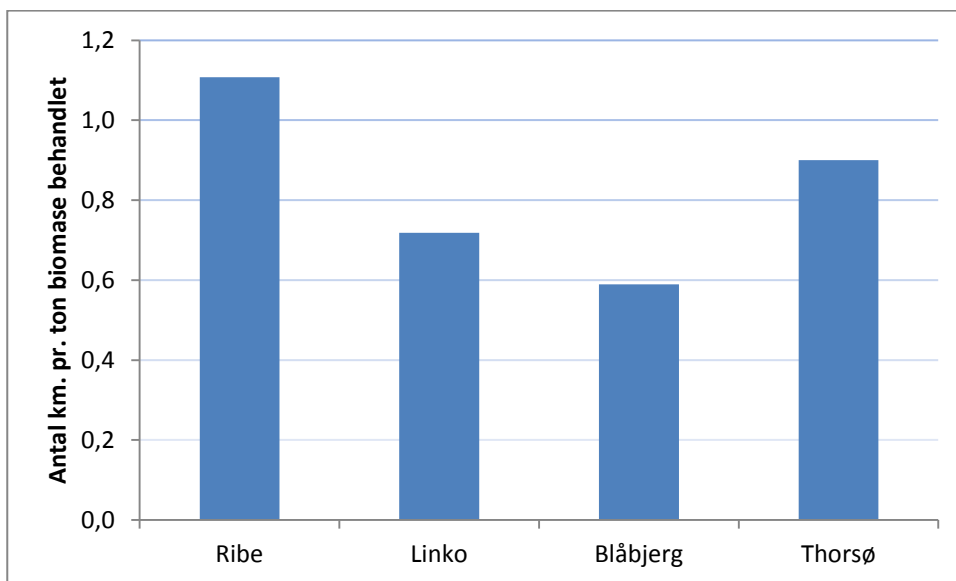
Hvis man så ser på hvor mange ton bilerne transporterer kan man få et bud på kapacitetsudnyttelsen. I nedenstående Figur 4.26 er den behandlede mængde divideret med antal biler.



Figur 4.26. Kapacitetsudnyttelse, ton transporteret pr. lastvogn.

Figuren viser at Blåbjerg og Lemvig har den højeste kapacitetsudnyttelse af køretøjerne, og Thorsø den mindste. Med til forklaringen hører, at Thorsø er et af de anlæg der omfordeler en relativt stor mængde gylle. Spørgsmålet er så om det også fører til højere omkostninger.

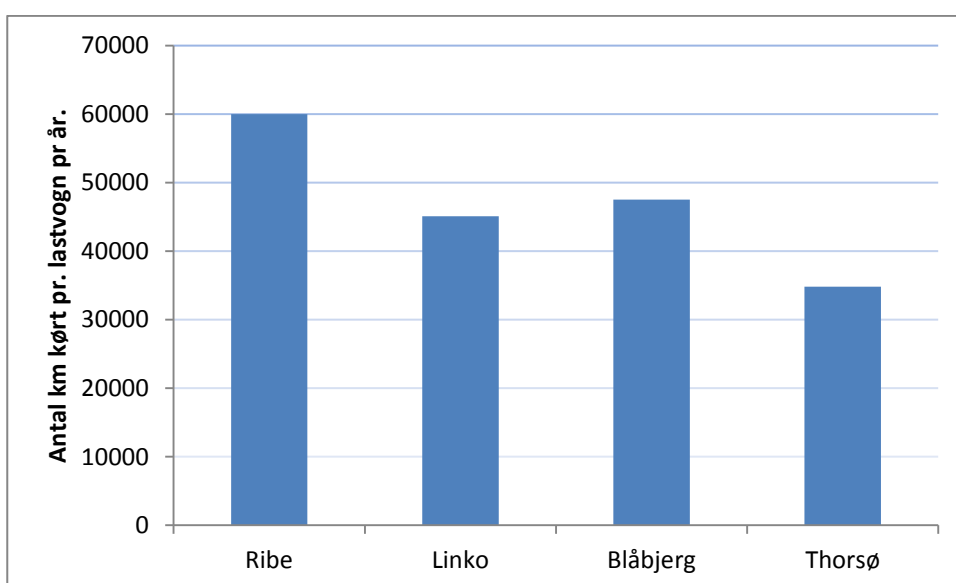
I nedenstående Figur 4.27 er antallet af kørte km sat i forhold til den behandlede biomasse mængde



Figur 4.27. Antal kørte km pr. ton behandlet biomasse mængde.

Længste gennemsnitstransport pr. ton findes hos Ribe Biogas. Forklaringen er her, at en del affald hentes med egen lastvogn. Dernæst følger Thorsø. Begge disse anlæg kører ekstra af hensyn til omfordeling af gylle, hvilket er forklaringen på den ret betydelige forskel mellem de viste anlæg.

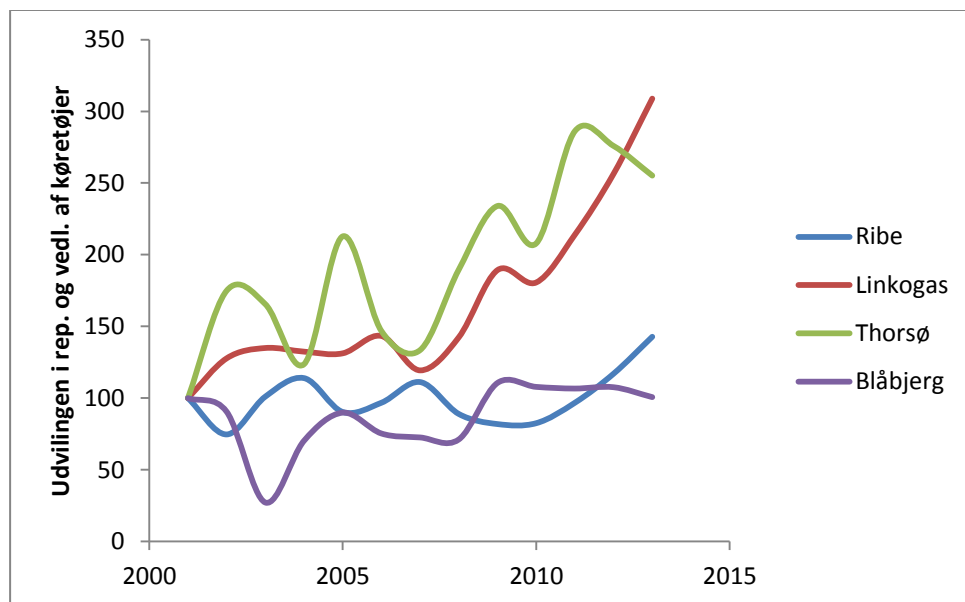
Tilsvarende kan se på antal km der køres med de enkelte biler. En sådan analyse vises i nedenstående figur 4.28.



Figur 4.28. Antal km kørt pr. lastvogn pr. år

Ribe køre med knap 60.000 km pr lastvogn pr. år 30 % længere pr. bil end Linkogas og Blåbjerg, og tæt på dobbelt så langt pr. bil som Thorsø, der har lige så mange biler til rådighed.

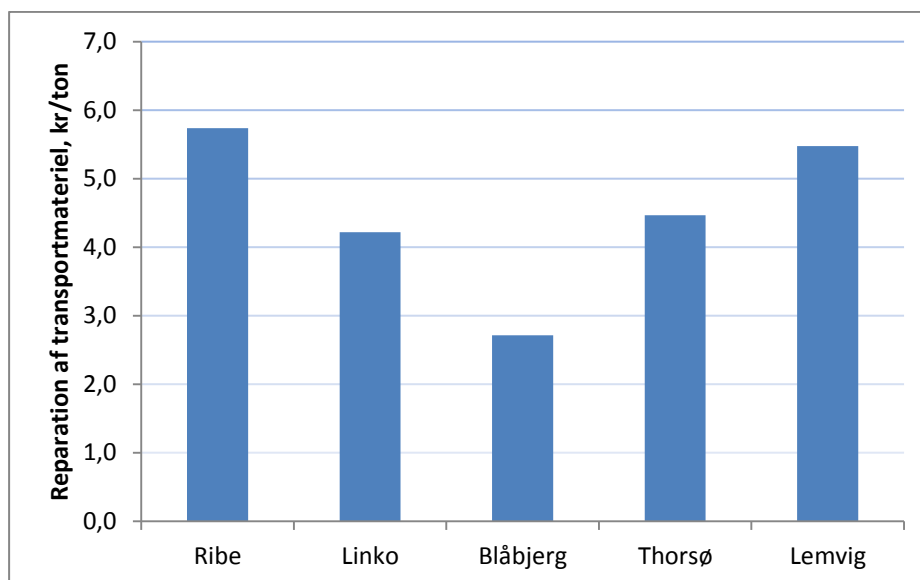
I nedenstående figur er vist udviklingen i reparation og vedligeholdelse af køretøjer for fire biogasfællesanlæg. Tallene er indekserede hvor 2001 = 100



Figur 4.29. Udviklingen i reparation og vedligeholdelse af køretøjer

Der er tilsyneladende en ret markant forskel i udviklingstakten mellem anlæggene. En af forklaringerne er, at Linkogas har udvidet behandlingskapaciteten i flere omgange. For Thorsøs vedkommende var der i 2011 ekstraordinært høje vedligeholdelsesudgifter på bilerne.

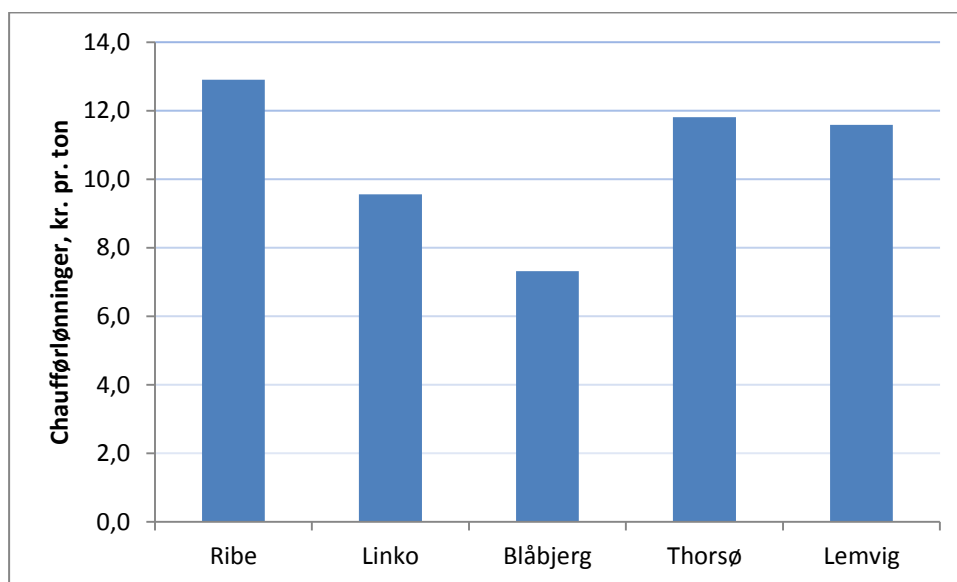
I nedenstående Figur 4.30. sammenlignes udgifter til reparation og vedligehold af køretøjer for fem biogasfællesanlæg. Tallene er fra 2013



Figur 4.30. Reparation og vedligehold af køretøjer pr ton behandlet i 2013

Udgifter til reparation og vedligeholdelse af køretøjer beløb sig i 2013 til mellem ca. 3 og ca. 6 kr. pr. ton biomasse behandlet. Blåbjerg Biogas ligger her lavest, hvilket tilskrives at man her havde så godt som nye biler.

Endelig er der udgifter til chaufførlønninger, der er analyseret i nedenstående Figur 4.31.



Figur 4.31. Chaufførlønninger pr. ton behandlet.

Ifølge figuren beløber chaufførlønningerne sig til mellem 7 og 12 kr. pr. ton. Chaufførlønninger hænger ret direkte sammen med hvor megen tid chaufføren bruger på at transportere den pågældende biomasse. Jvnf. Figur 4.28 er det netop Ribe og Thorsø der kører langt med gyllen, bl.a. i forbindelse med omfordeling af overskudsgylle, hvil-

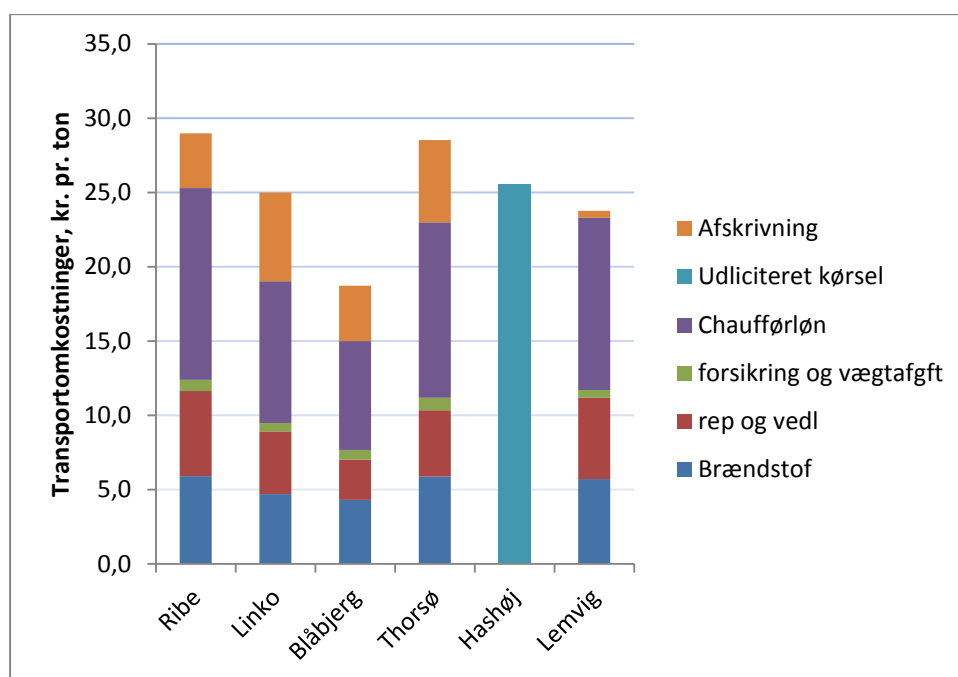
ket i øvrigt også er tilfældet for Lemvig, en aktivitet, der betales af gylleleverandørerne.

Afskrivninger.

Driftsmæssige afskrivninger af transportmateriel hænger principielt snævert sammen med materiellets fysiske levetid. Erfaringsmæssigt holder en trækker 5-6 år og sættevognen, eller i hvert fald tanken, i op imod 10 år. Alt naturligvis afhængigt af hvor hårdt materiellet belastes i den daglige anvendelse. Med udgangspunkt i disse forhold fastlægger anlæggenes ledelse, ofte i samarbejde med revisor, en afskrivningsprofil. Den vil typisk være en 4 – 5 kr. pr. ton, hvilket også var tilfældet for de fleste af de viste anlæg for 2013.

Herefter foreligger alle elementer, så de samlede transportomkostninger kan opgøres.

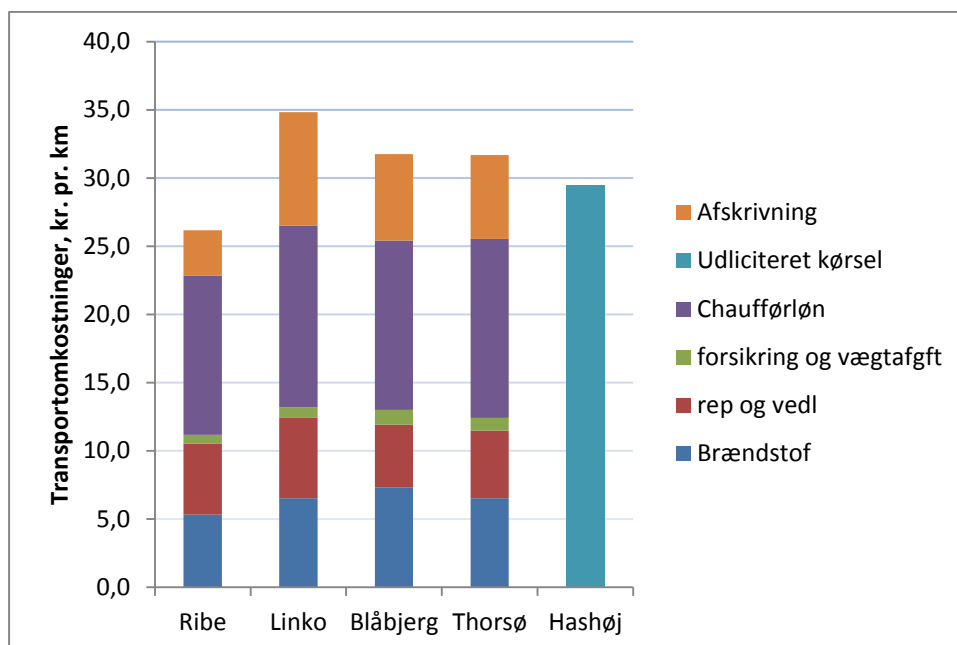
I Figur 4.32. nedenfor er transportomkostningerne vist for seks biogasfællesanlæg.



Figur 4.32. Transportomkostninger pr. ton biomasse behandlet.

Figuren viser transportomkostninger, der beløber sig fra knap 20 kr. pr. ton til knap 30 kr. pr. ton, med et gennemsnit på omkring 25 kr. pr. ton. Det fremgår, at chaufførlønningerne tegner sig for en meget stor del af transportomkostningerne, mest blandt de tre anlæg, der kører længst med gyllen, hvor den del, der vedr. omfordeling af afgasset gylle betales af gylleleverandørerne. Bemærk at den udliciterede transport målt som omkostninger pr. ton er konkurrencedygtig med de øvrige anlæg, der selv foretager transporten.

Hvis transportomkostningerne sættes i forhold til det kørte antal km kan nedenstående Figur dannes. Den viser transportomkostningerne pr. km

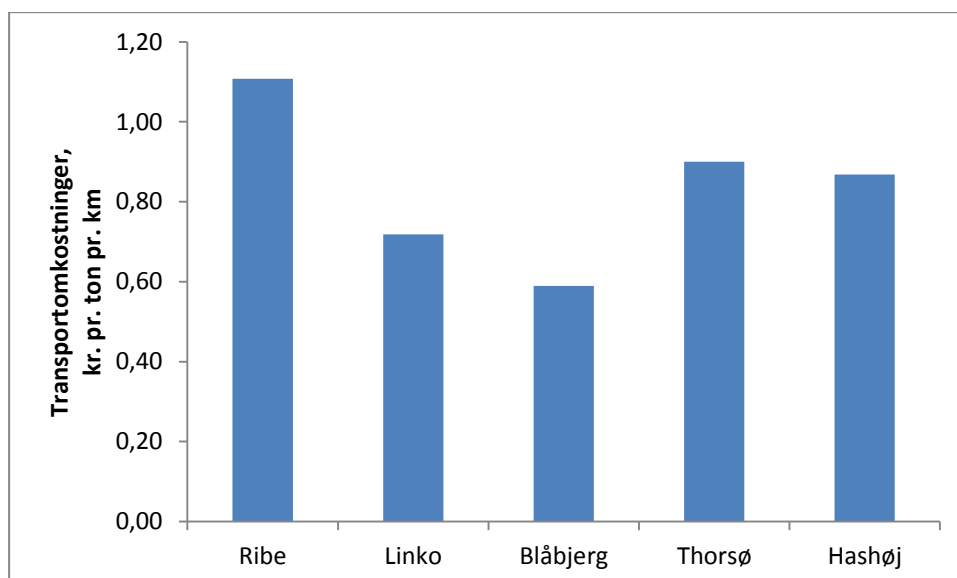


Figur 4.33. Transportomkostninger pr. kørt km.

Når transportomkostningerne således fordeles over antal kørte km har det ligeledes effekt for de anlæg, der kører længst med gyllen, men denne gang i nedadgående retning, således at omkostningerne pr. kørt km bliver mindre eller lige så store som hos de øvrige anlæg.

Figuren viser transportomkostninger mellem 26 og 35 kr. pr. km.

Herefter er det muligt at beregne hvad det koster at transportere 1 ton biomasse 1 km. resultatet af en sådan beregning er vist i nedenstående figur 4.34



Figur 4.34. Transportomkostninger, kr. pr. ton pr. km.

Analysen viser at det koster mellem 60 øre og 1,10 kr. pr. ton at transportere et ton en km med et gennemsnit på omkring 84 øre. Det der gør den ganske store forskel i transportomkostningerne pr. ton pr. km skal findes ovenfor i Figur 4.26, der viser en analyse af kapacitetsudnyttelsen af bilerne, og i Figur 4.27, der viser hvor langt anlæggene kører i gennemsnit pr. ton, samt figur 4.32, der viser transportomkostningerne pr. ton. De to anlæg, der ligger med de højeste transportomkostninger pr. ton pr. km, Ribe og Thorsø, kan jvnf. de to nævnte figurer siges at transportere hvert ton relativt mange km, med deraf følgende merforbrug af brændstof, chaufførlønninger etc. I modsætning hertil kører Blåbjerg hvert ton relativt få km, og realiserer derfor lavere transportomkostninger pr. ton pr. km. For Ribes vedkommende er der desuden tale om, at der hentes organisk industriaffald med eget transportmateriel, hvorved omkostningerne i princippet kan modregnes enten øgede modtagegebyrer eller lavere omkostninger til køb af affald eller kompensation for de transportomkostninger de afholder ved omfordeling eller flytning af gylle. Der er ikke i analyserne forsøgt korri-geret herfor.

5. DYBSTRØELSE OG ANDRE FASTE BIOMASSER

Den skærpede konkurrence om det organiske industriaffald har langsomt fået flere af de eksisterende anlæg til at se sig om efter alternativer. Biogasanlæggene udmærker sig ved at kunne udnytte restprodukter, der ikke, eller kun vanskeligt kan nyttiggøres på anden vis. Fordelen ved at tilføre koncentrerede biomassetyper er, at det gennemsnitlige tørstofindhold, og dermed gaspotentialet, øges. I de sidste to tre år har der været mange bud på hvilke biomasser, der kunne blive relevante for anlæggene at anvende, spændende fra græs fra grøftkanter eller naturarealer over halm og frøgræshalm til egentlige energiafgrøder. Det er imidlertid de færreste af disse ressourcer, der uden videre kan tilføres anlæggene uden at de må betale for dem, og det har de hidtil ikke været særligt villige til, for så kunne de jo ligeså godt købe fx glycerin eller majsensilage. Det sidste bør man dog ikke satse alt for meget på da det er dyrt, og mængden af energiafgrøder, der kan anvendes, gradvist reduceres til 12 % frem mod 2020. Energiafgrøder vil sandsynligvis derfor som hidtil kun få marginal betydning for biomasseforsyningen til biogasproduktion.

Der er imidlertid en biomassetype, der skiller sig ud i den henseende, nemlig dybstrøelse. Ifølge en tidligere undersøgelse (Birkmose et al, 2013) findes ca. en tredjedel af al husdyrgødningstørstof nemlig i dybstrøelse. Der er her tale om en betydelig ressource til biogasproduktion, som anlæggene kan hente indenfor egen leverandørkreds, i nogle tilfælde uden at der nødvendigvis skal betales for den, eftersom næringsstofindholdet returneres med tak for lån i form af afgasset gylle.

Af disse årsager er en række anlæg gået i retning af at etablere systemer til håndtering og indfødning af dybstrøelse. I nogle tilfælde foretages en egentlig forbehandling af dybstrøelsen forud for indfødning.

Erfaringerne har vist, at systemer til håndtering af dybstrøelse, skal være designet til at håndtere et vist indhold af fremmedlegemer, som ikke helt kan undgås i dybstrøelse og visse andre koncentrerede biomassetyper.

Det første system, der skal nævnes er etableret hos Thorsø Miljø og Biogasanlæg. Der er tale om en slaglemølle af mærket Huning, der knuser biomassen, hvorefter den knuste masse oprøres i en delstrøm af gylle og pumpes ind i anlægget. Systemet tænkes anvendt til både majsensilage og dybstrøelse, man kan også klare andre koncentrerede biomasser, blot må det ikke være tørt som fx halm.

I nedenstående Tabel 5.1. er der vist en beregning af rentabiliteten ved at erstatte svinegylle med majsensilage ved investering i Thorsøs forbehandlingssystem. Forudsætningerne er baseret på oplysninger fra anlægget. Der er i beregningen forudsat et gasudbytte på knap $72 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4$ pr ton majs

Tabel 5.1. Rentabilitet i forbehandlingsanlæg på Thorsø ved anvendelse af majsensilage.

Thorsø	Majs			
Målsætning pr år	7.200	ton/år	20	ton/dag
Investering forbehandling og indfødning	2.140.000			
Drift og vedligehold (skøn)	2	%		
Pasning	32.000			
Elforbrug	5,5	kWh a	0,7	kr/kWh
Levetid	10	år		
rente	5	%		
Værdi af gassen	5	kr/m ³ ch ₄		
Købspris majs	250	kr/ton		
Ekstra gasproduktion	516.840	Nm ³ CH ₄	71,8	Nm ³ CH ₄ /ton
Værdi	2.584.200	Kr/år	359	
Køb af majs	1.825.000	Kr/år	253	Kr/ton
Eludgift	27.720	Kr/år	3,85	Kr/ton
Forrentning /afskr.	277.140	Kr/år	38	Kr/ton
Drift og vedligehold	74.800	Kr/år	10	Kr/ton
Driftsomkostninger i alt	2.204.660	Kr/år	53	Kr/ton
Resultat	379.540	Kr/år	53	Kr/ton

Beregningerne viser et overskud på knap 380.000 kr. på årsbasis svarende til 53 kr. pr. ton majsensilage. Omkostningerne til drift af forbehandlingen er beregnet til 53 kr.

I nedenstående Tabel 5.2. er en tilsvarende beregning foretaget ved anvendelse af forbehandlingsudstyret til dybstrøelse til erstatning af svinegylle.

Her bliver den ekstra gasproduktion noget mindre end i ovenstående scenarie, omkostningerne til forbehandling øges ligeledes, men til gengæld skal der ikke betales for råvaren. Der er forudsat et gasudbytte på 48 Nm³ CH₄ pr. ton dybstrøelse.

Tabel 5.2. Rentabilitet i forbehandlingsanlæg på Thorsø ved anvendelse af dybstrøelse

Thorsø	Dybstrøelse			
Målsætning pr år	7.200	ton =	20	ton/dag
Investering forbehandling og indfødnig	2.140.000			
Drift og vedligehold (skøn)	4	%		
Pasning	32.000			
Elforbrug	8,23	kWh a	0,7	kr/kWh
Levetid	10	år		
rente	5	%		
Værdi af gassen	5	kr/m ³ CH ₄		
Købspris dybstrøelse	0	kr/ton		
Ekstra gasproduktion	346.896	Nm ³ CH ₄	48,2	Nm ³ CH ₄ /ton
Værdi	1.734.480	Kr/år	241	Kr/ton
Køb af dybstrøelse	0	Kr/år	0	Kr/ton
Eludgift	41.479,2		5,761	Kr/ton
Forrentning og afskrivning	277.140	Kr/år	38	Kr/ton
Drift og vedligehold	117.600	Kr/år	16	Kr/ton
Driftsomkostninger i alt	436.219	Kr/år	61	Kr/ton
Resultat	1.298.261	Kr/år	180	Kr/ton

Beregningen viser et overskud på knap 1,3 mio. kr. på årsbasis svarende til 180 kr pr. ton dybstrøelse. Omkostningerne til forbehandling er beregnet til 61 kr/ ton dybstrøelse

Som led i en renovering og udvidelse af anlægget har Vegger Energi investeret i et forbehandlingsanlæg til dybstrøelse. Anlægget består af et fødesystem til en såkaldt kædeknuser, leveret af firmaet Xergi, hvor to ståklodser monteret i kæder knuser biomassen under rotationen. Efterfølgende røres den knuste biomasse op i gylle og pumpes ind.

Vegger skal efter planen behandle 7.200 ton dybstrøelse pr. år.

Tabel 5.3. Rentabilitet i forbehandlingsanlæg på Vegger Energi ved anvendelse af dybstrøelse.

Vegger ombygget	Dybstrøelse			
Målsætning pr år	7300	ton/år	20	ton/dag
Investering forbehandling og indfødnig	2.500.000			
Drift og vedligehold (skøn)	6,5	%		
Pasning	100.000			
Elforbrug	11,5	kWh a	0,7	kr/kWh
Levetid	10	år		
Rente	5	%		
Værdi af gassen	5	kr/m ³ ch ₄		
Købspris dybstrøelse	0	kr/ton		
Ekstra gasproduktion	346.896	Nm ³ CH ₄	47,5	Nm ³ CH ₄ /ton
Værdi	1.734.480	Kr/år	238	Kr/ton
Køb af dybstrøelse	0	Kr/år	0	Kr/ton
Eludgift	58.765		8,05	Kr/ton
Forrentning og afskrivning	323.761	Kr/år	44	Kr/ton
Drifts og vedligeholdelse	262.500	Kr/år	36	Kr/ton
Driftsomkostninger i alt	645.026	Kr/år	88	Kr/ton
Resultat	1.089.454	Kr/år	149	Kr/ton

Beregningerne viser et overskud på knap 1,1 mio. kr. på årsbasis, svarende til 149 kr. pr. ton dybstrøelse ved omkostninger på 88 kr. pr ton dybstrøelse.

Endelig har Linkogas investeret i et indfødningsystem, som man forventede var i stand til at håndtere en vifte af biomassetyper. Anlægget består af stor biomixer, hvor biomassen homogeniseres ved roterende knive. Snegle i bunden fører biomassen i en pumpestrøm af varm gylle fra reaktorerne, hvorefter blandingen pumpes direkte ind i reaktortankene. Erfaringerne viste imidlertid, at systemet er særdeles følsomt overfor fremmedlegemer, der kiler sig fast i sneglene eller ødelægger rotorerne i pumpen. I sin nuværende konfiguration er systemet nok kun rigtig velegnet til majsensilage, eftersom fremmedlegemer må påregnes i både dybstrøelse og græsensilage.

Konsekvensen for Linkogas er, at der medgår en del ressourcer til at holde anlægget kørende, og der skal sandsynligvis en anden løsning til, hvis Linkogas skal anvende store mængder af dybstrøelse eller græs fra naturarealer.

Tabel 5.4. Rentabilitet i forbehandlingsanlæg på Linkogas ved anvendelse af dybstrøelse.

Linkogas	Dybstrøelse			
Målsætning	18.250	ton/år	50	ton/dag
Investering indfødning	2.000.000			
Drift og vedligehold (skøn)	10	%		
Pasning	325.000			
Elforbrug, kWh pr ton	20	kWh a	0,7	kr/kWh
Levetid	10	år		
rente	5	%		
Værdi af gassen	5	Nm ³ CH ₄		
Købspris dybstrøelse	0	kr/ton		
Ekstra gasproduktion	635.100	Nm ³ CH ₄	34,8	Nm ³ CH ₄ /ton
Værdi	3.175.500	Kr/år	174	Kr/år
Køb dybstrøelse	0	Kr/år	0	kr/år
Eludgift	255.500		14	
Forrentning og afskrivning	259.009	Kr/år	14	kr/år
Drift og vedligeholdelse	525.000	Kr/år	29	kr/år
Driftsomkostninger i alt	1.039.509	Kr/år	57	Kr/år
Resultat	2.135.991	Kr/år	117	Kr/år

Beregningerne viser et overskud på 2,1 mio. kr. på årsbasis og 117 kr. pr ton dybstrøelse ved behandlingsomkostninger på 57 kr. Resultatet gælder naturligvis under forudsætning af at systemet kan håndtere dybstrøelsen.

Med baggrund i ovennævnte analyser er der grundlag for at konkludere, at anlæggene med fordel kan erstatte en vis mængde gylle med dybstrøelse eller andre koncentrerede biomasser. Blandt de her viste eksempler er der gode bud på hvordan det rent teknisk lader sig gøre. Udstyr til forbehandling og indfødning af dybstrøelse mv. er beskrevet i den faglige rapport (Møller, H.B. 2015)

Det helt centrale spørgsmål der mangler svar på er, i hvor høj grad det er nødvendigt, endside rentabelt, at foretage en egentlig forbehandling af dybstrøelse eller andre koncentrerede biomasser. Med forbehandling menes her en knusning af materialet eller lignende.

Der kan være to grunde til at forbehandle, nemlig for at opnå et højere gasudbytte eller for rent teknisk at kunne håndtere det højere tørstofindhold i biomassen.

Vi ved at Bånlev oprører dybstrøelse med efterfølgende snitning svarende til 2 % af den samlede indpumpede mængde

Vi ved også at nogle gårdanlæg opblander 10 % dybstrøelse i fortanken og pumper det ind.

Endelig ved vi, at tyske Agrikomp med paddelomrører opblander 20 % dybstrøelse

Thorsø og Vegger knuser 5 hhv. 10 % dybstrøelse, rører det op i en delstrøm af gylle og pumper det ind.

Brødrene Madsen ved Skive har gjort den erfaring, at når tørstofindholdet kommer over 11,5 % bliver blandingen vanskelig at pumpe, og ikke mindst sværere at varme op. Her er her tale om biomasse, der ikke er forbehandlet.

Endelig kører forsøgsanlægget i Foulum med 13 – 14 % TS som gennemsnit for det der går ind i anlægget. Men her er halm, som der fortrinsvist er tale om, enten forudgående ekstruderet eller briketteret. Desuden snegles denne del af biomassen ind i toppen af reaktoren.

Denne liste af erfaringer giver naturligvis ej heller alle svarene, men de giver i det mindste et indtryk af hvad der kan lade sig gøre og hvad der skal til.

Henrik Møller fra AU har vist (Møller, H.B, 2012) at ekstrudering eller brikettering af halm kan give godt 10 % højere gasproduktion end ingen behandling. I nærværende projekt fandt han imidlertid hos Thorsøanlægget et merudbytte på ca. 7 % , men at forskellen udlignes ved opholdstider på 30 – 40 dage.

Spørgsmålet er så om det alene af hensyn til gasudbyttet kan betale sig at forbehandle fx dybstrøelse. I nedenstående analyse er der anvendt gasudbytter for forbehandlet og ikke forbehandlet dybstrøelse, samt omkostninger til forbehandling fra Thorsø Miljø og Biogasselskab, som de er beregnet ovenfor. Gasudbytterne er fundet hos Århus Universitet, som led i nærværende projekt, og gælder ved den aktuelle opholdstid som anvendes hos Thorsø anlægget.

Tabel 5.5. Fortjeneste ved anvendelse af 20 ton **forbehandlet** dybstrøelse pr. dag på Thorsø

Dybstrøelse	20	ton/dag
Gasudbytte dybstrøelse	42	Nm ³ CH ₄
Forbehandling	61	kr/ton
Gaspris	5	kr/Nm ³ CH ₄
Gassalg	4.200	kr/dag
Omkostninger til forbehandling	1.220	kr/dag
Resultat	2.980	kr/dag

Beregningen viser, at 20 tons forbehandlet dybstrøelse pr. dag alt andet lige vil kunne resultere i en merindtjening på knap 3000 kr. pr. dag

Men hvis ikke dybstrøelse blev forbehandlet, men alene blev ført op i fortanken og pumpet ind, ser resultatet ud som i Tabel 5.6. nedenfor.

Tabel 5.6. Fortjeneste ved anvendelse af 20 ton **ubehandlet** dybstrøelse pr. dag på Thorsø

Dybstrøelse	20	ton/dag
gasudbytte dybstrøelse	39	Nm ³ CH ₄
Indfødning	25	
Gaspris	5	kr/Nm ³ CH ₄
Gassalg	3.900	kr/dag
Omkostninger indfødning	500	kr/dag
Resultat	3.400	kr/dag

I eksemplet er der forudsat 25 kr. pr. ton dybstrøelse til håndtering og indfødning af dybstrøelsen.

Eftersom de 60 kr. til forbehandling er fundet som det billigste af de to undersøgte forbehandlingsmetoder vurderes det, at det generelt ikke kan betale sig at forbehandle alene af hensyn til gasudbyttet, medmindre der findes billigere forbehandlingsmetoder. Balancepunktet findes ved ca. 30 kr. pr. ton dybstrøelse

Denne lille analyse indikerer, at man ikke alene af hensyn til gasudbyttet pr. ton dybstrøelse skal etablere en egentlig forbehandling. Men der kan være gode grunde til at gøre det alligevel. Nemlig det faktum, at der efter en forbehandling kan håndteres større mængde tørstof i anlægget. Dette er analyseret i kapitel 6.

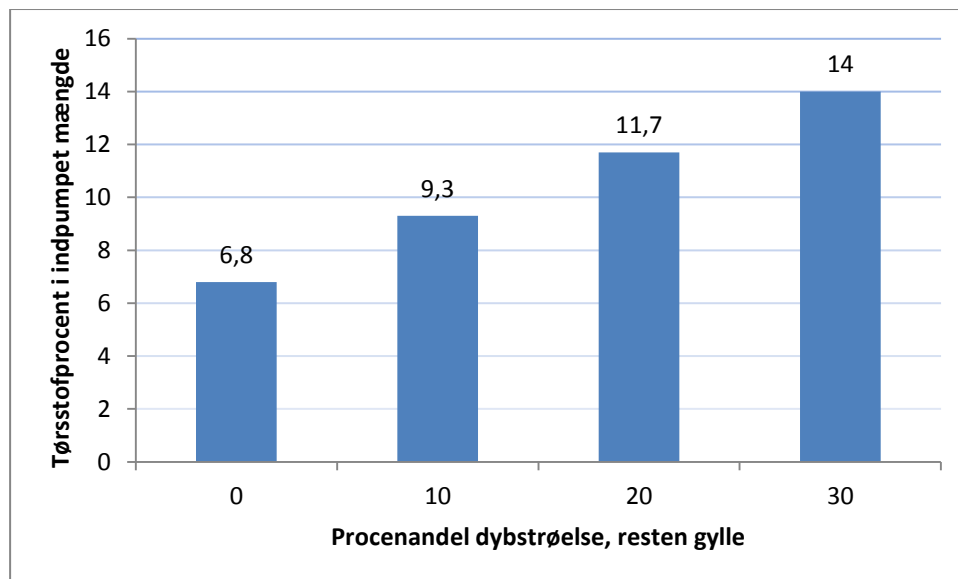
6. DET ØKONOMISKE POTENTIALE VED AT HÆVE TØRSTOFINDHOLDET.

For det første kan behovet for forbehandling være nødvendigt af hensyn til den øvrige anlægskonstruktion. Hvis man som i Thorsø, og de fleste andre store fællesanlæg, foretager opvarmningen af biomassen via et system af varmevekslere, vil en konsekvent forbehandling af for eksempel dybstrøelse formentlig være en forudsætning, med mindre dybstrøelsen tilføres reaktorerne via et separat indfødningsystem.

For det andet vil en forbehandling efter alt at dømme være med til at reducere tendensen til flydelagsdannelse inde i anlægget og/eller medvirke til at lette omrøringen af biomassen i reaktorerne.

Med de topmonterede langsomtgående omrørersystemer, der har vist deres duelighed over en længere årrække i reaktortanke af stål med tørstofindhold i reaktorerne på 8-9 %, kan en forbehandling være de eksisterende anlægs mulighed for at håndtere større mængder af dybstrøelse, græs fra naturarealer eller halm.

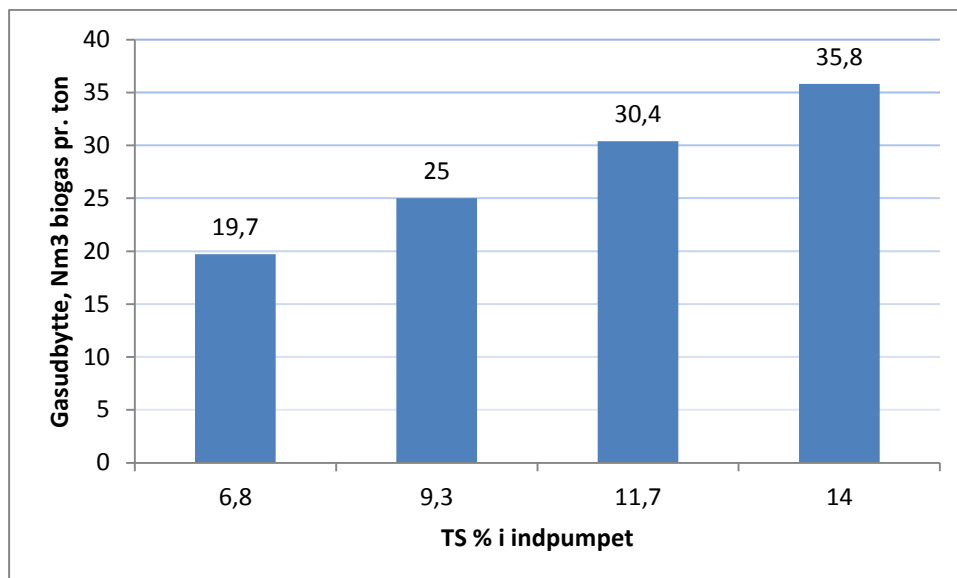
I nedenstående Figur 6.1. og Figur 6.2. er der vist en analyse af produktionspotentialet ved at tilføre dybstrøelse. Der er forudsat et anlæg, der i udgangspunktet kun anvender gylle. Der forudsættes så tilført hhv. 10, 20 og 30 % dybstrøelse og det realiserede tørstofindhold i den indpumpede mængde er derefter beregnet.



Figur 6.1. Tørstofindhold i indpumpet mængde ved forskellig tilførsel af dybstrøelse

Figuren viser, at tørstofindholdet i den indpumpede mængde kan hæves fra knap 7 % i udgangspunktet til 14 % ved tilførsel af 30 % dybstrøelse.

I Figur 6.2 er det herefter beregnet hvilket gasudbytte det kan give anledning til ved tilførsel af disse mængder dybstrøelse



Figur 6.2. Gasudbytter ved forskellige niveauer for tørstofindhold

Det fremgår af figuren, at gasudbyttet kan øges endog meget markant ved tilsætning af dybstrøelse i store mængder. Men som det blev nævnt ovenfor begynder der at være håndteringsmæssige problemer uden forbehandling ved 11,5 % tørstof selv i systemer uden brug af varmevekslere, og måske endda problemer med omrøringen ved lavere tørstofindhold.

Spørgsmålet er derfor, om det vil være rentabelt med en forbehandling med henblik på at kunne håndtere et højere tørstofindhold i biomassen, også selvom der er betydelige omkostninger forbundet med forbehandlingen.

Der er gennemført en sådan analyse ved anvendelse af ovennævnte forudsætninger og en omkostning til forbehandling på 60 kr. pr. ton dybstrøelse. Resultatet af denne analyse er vist i Tabel 6.1. nedenfor.

Tabel 6.1. Økonomisk potentiale ved øget tørstofindhold muliggjort af forbehandling

Methanpris	5	Kr/Nm ³ CH ₄		
Procent dybstrøelse	0	10	20	30
TS% i indpumpet	6,8	9,3	11,7	14
Gasudbytte, Nm ³ biogas pr. ton	19,7	25	30,4	35,8
Mergas Nm ³ biogas pr. ton		5,3	5,4	5,4
Akkumuleret		5,3	10,7	16,1
Forøget omsætning, kr/ton behandlet		17,2	34,8	52,3
Pr år, 1000 t anlæg, øget omsætning		6.300.000	12.700.000	19.000.000
Forbehandlet mængde dybstrøelse		36.500	73.000	109.500
Omkostninger forbehandling, kr/ton	60			
Omkostninger forbehandling, kr/år		2.200.000	4.400.000	6.600.000
Resultat for 1000 ton anlæg		4.100.000	8.300.000	12.400.000

I den øverste del af tabellen er det økonomiske potentiale beregnet pr. ton behandlet i anlægget ved tilsætning af hhv. 10, 20 og 30 % TS. Alt andet lige er potentialet beregnet til at kunne øge salgsindtægterne med mellem 17 og 52 kr. pr. ton biomasse behandlet.

Hvis resultaterne her overføres til et stort anlæg, der behandler 1000 ton om dagen, bliver der således, igen alt andet lige, tale om øget omsætning i millionklassen. Her skal så naturligvis fraregnes omkostninger til forbehandling, som i analysen er sat til 60 kr/ton dybstrøelse. Ikke desto mindre viser resultatet et markant økonomisk potentiale, nemlig mellem 4 og 12 mio. kr. på årsbasis. Der er således rigeligt plads til lidt højere omkostninger til større rørdimensioner, lidt større pumper og omrørere og ekstra forbrug af procesel.

Spørgsmålet er så hvor meget tørstof de eksisterende anlæg kan håndtere. I kapitel 5 blev der givet en række eksempler på anlæg, der har gjort sig erfaringer med dybstrøelse og halm. Denne erfaringsbaserede lister viser, at det er muligt at øge tørstofprocenten, men meget afhænger af graden af forbehandling og ikke mindst, om anlægget er forberedt til det. For eksempel er det tvivlsomt, om varmevekslersystemerne på en række fællesanlæg vil kunne håndtere højere tørstofindhold.

Et andet forhold, der sandsynligvis mange steder rummer et optimeringspotentiale er, hvor frisk gyllen kan bringes til biogasanlægget.

Århus Universitet (Møller, H.B. 2010) har tidligere fastslået, at der tabes gaspotentiale hvis gyllen ikke kan tilføres anlægget i helt frisk tilstand.

Problemet er størst ved gylle fra slagtesvin, og størst i sommermånederne når temperaturen er høj. I kvæggylle kan der tabes op til 5 % om vinteren og op til 10 % om sommeren. I slagtesvinegylle kan der tabes mellem 10 og 40 % om sommeren ved 20 dages opholdstid i stald eller forlager. Dette kan derfor have ret stor betydning for hvor stort et gasudbytte, der kan forventes fra gyllen. Normalt regnes med ca. 20 Nm³ biogas pr. ton gylle, men hvis man taber op til 40% af gaspotentialet inden gyllen hentes, kan der kun udvindes 12 Nm³ biogas pr. ton. Hvor den friske gylle har en gaspotentialeverdi på 65 kr. vil den 20 dage gamle slagtesvinegylle således kun være 39 kr. værd ved en gaspris på 5 kr. pr. Nm³ CH₄. Gyllens friskhed bør derfor være et fokuspunkt ved etablering af nye biogasanlæg, og nye stalde.

Endelig er der muligheden for at øge tørstofindholdet i rågyllen der leveres til anlægget. I nogle tilfælde er det muligt for landmændene at ændre håndteringen af gyllen og vandtilledning til den, så den gylle, der leveres til anlægget opnår en højere tørstofprocent. I kvægstalde føres vaskevand fra malkestalden ofte til gyllefortanken, hvilket ikke er hensigtsmæssigt, da det er med til at fortynde gyllen. Vandet bør i stedet føres til en separat tank. I nogle svinestalde kan det fx gøres ved at tømme gyllekanalerne før staldvask, og derefter lede vaskevandet til en separat tank.

På et ton sogylle med et tørstofindhold på 3,5 % TS kan der produceres knap. 7 Nm³ CH₄. Hvis tørstofindholdet som gennemsnit kan øges med 1 % øges gasudbyttet til knap 9 Nm³ CH₄. For et stort anlæg med en behandlingskapacitet på 1000 ton pr. dag vil det betyde en meromsætning på 3,7 mio. kr. årligt.

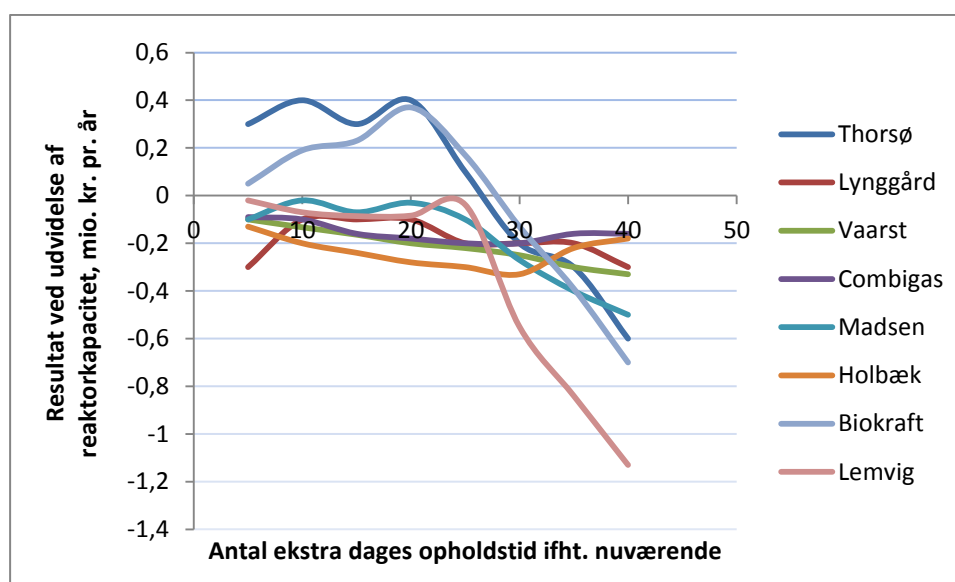
7. DET ØKONOMISKE POTENTIALE VED AT UDNYTTE RESTGAS- POTENTIALE.

Det vil altid være sådan, at en del af det organiske stof i biomassen ikke omsættes fuldt i biogasprocessen ved den valgte opholdstid. Det betyder, at der reelt er et vist gaspotentiale i biomassen når den forlader anlægget. Hvor stort dette potentiale er afhænger af opholdstiden i anlægget og hvor let eller tungt omsættelig biomassen er. Århus universitet (Møller, H.B, 2015) har som led i projektet analyseret restgaspotentialet i den afgassede gylle, der forlader anlæggene. Prøverne er indsamlet ved en besøgsrunde, og repræsenterer derfor kun et øjebliksbillede. Hvis et anlæg eksempelvis på prøveudtagningstidspunktet har procesproblemer, kan det fundne restgaspotentiale være for højt. Restgaspotentialet er ikke nødvendigvis noget driftsledelsen kender i detaljer.

Ud fra de målte gaspotentialer er der tegnet kurver over gasproduktionens forløb. Spørgsmålet vil så være, om det rent økonomisk kan betale sig at realisere dette gaspotentiale, og i givet fald, hvor meget af det. Til det formål er der tilvejebragt et estimat for hvad det koster at øge reaktorkapaciteten til en given kapacitet. Forudsætningerne herfor kan findes i Bilag 1 til nærværende rapport, (Ellegaard L, 2015). I det følgende er det derfor foretaget en analyse, der for hvert af de i projektet deltagende anlæg sammenholder restgaspotentialet for en given opholdstid og omkostningerne ved etablering og drift af den dertil nødvendige reaktorkapacitet.

For overskuelighedens skyld vises resultaterne af denne analyse i to figurer, Figur 7.1. og Figur 7.2.

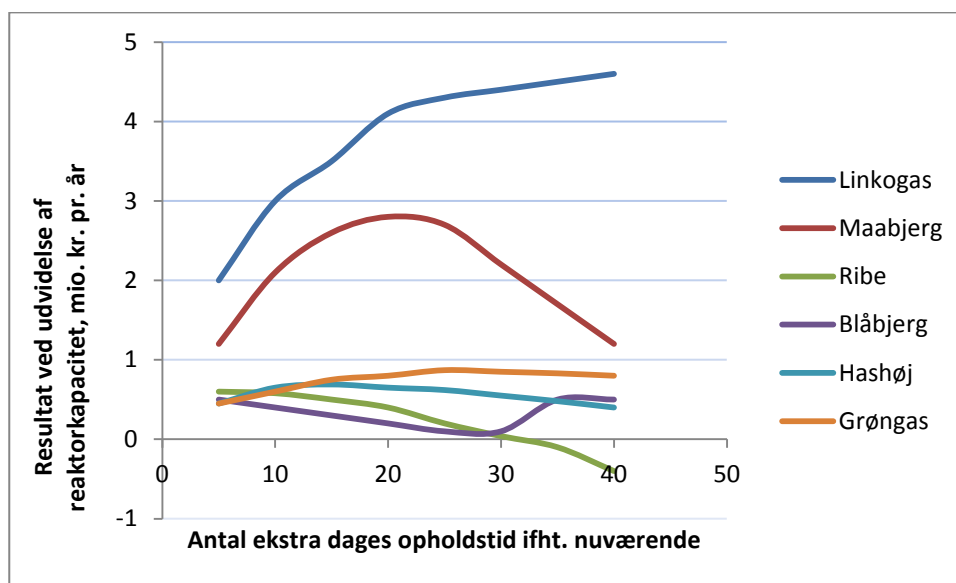
I den første figur, Figur 7.1. vises resultaterne for de anlæg, hvor den økonomiske gevinst ved at udnytte restgaspotentialet er under en halv mio. kr. årligt.



Figur 7.1. Resultat ved udvidelse af reaktorkapaciteten for anlæg med de laveste restgaspotentialer

Figuren viser, at disse anlæg udrådner biomassen så godt at den økonomiske gevinst ved at øge reaktorkapaciteten er begrænset. Thorsø kan ifølge resultaterne her realisere et øget resultat på 400.000 kr. på årsbasis, men her har man netop udvidet reaktorkapaciteten, og gevinsten er under alle omstændigheder beskednen i forhold til den usikkerhed der må påregnes. Resultatet er beregnet ved stigende antal dage ekstra opholdstid i forhold til den nuværende, som kan findes i den faglige rapport (Møller, H.B., 2015)

Der er imidlertid også en række anlæg, der kan realisere et årligt resultat på en halv mio. kr. eller derover. Resultaterne for disse anlæg er vist i Figur 7.2.



Figur 7.2. Resultat ved udvidelse af reaktorkapaciteten for anlæg med de højeste restgaspotentialer.

Resultatet er beregnet ved varierende dages ekstra opholdstid i forhold til den nuværende, som fremgår af den faglige rapport, (Møller, H.B., 2015)

Figuren viser at nogle af de største anlæg vil kunne realisere endog ret betydelige forbedringer af resultaterne ved investering i øget reaktorkapacitet. Det gælder i særlig grad Linkogas, men også Maabjerg.

Alle de øvrige kan ifølge disse resultater realisere en forbedring i årsresultatet i omegnen af en halv mio. kr. Om dette beløb er tilstrækkeligt incitament til at foretage investeringen kan tages med i overvejelserne ved senere anlægsudvidelser.

Som nævnt er de målte restgaspotentialer udtryk for et øjebliksbillede og skal derfor tages med forbehold. Et andet usikkerhedsmoment er, at udbytterne er fundet ved udrådning i batchforsøg, hvorfor det ikke er helt sikkert at anlæggene i praksis kan opnå helt de samme udbytter.

8. OM DE GRUNDLÆGGENDE ØKONOMISKE FORUDSÆTNINGER

8.1. Vidt forskellige grundvilkår

Der har gennem de sidste godt 25 år på forskellige tidspunkter været muligheder for at opnå anlægstilskud til etablering af biogasanlæg. Således blev en række af de store fællesanlæg, der er med i nærværende projekt, delvist finansieret med anlægstilskud. Eksempelvis fik Ribe og Linkogas 40 % i anlægstilskud, medens Lemvig, Thorsø og Hashøj, der blev etableret nogle år senere fik 20 %. Da eksempelvis Maabjerg blev etableret, var der ingen nationale støtteordninger, hvorimod der efter Grøn Vækstplanen blev givet store anlægstilskud til nye anlæg i 2010 hhv. 2012. For gårdbiogasanlæggenes vedkommende blev der fra Energistyrelsens daværende Værkpulje udbetalt støtte til et stort antal gårdbiogasanlæg, der blev etableret i 2000 og 2001. Herefter fulgte en periode uden anlægstilskud, men for øjeblikket giver Energispareordningen mulighed for at konvertere første års energiproduktion til et tilskud. Denne ordning gælder imidlertid kun for gårdbiogasanlæg.

Det var dog først efter at rammebetingelserne blev afgørende forbedret efter Energiaftalen i 2012, at der for alvor blev skabt optimisme i branchen og etableringen af nye anlæg tog fart. Ikke mindst muligheden for afsætning af biogas via naturgasnettet har været afgørende herfor.

Når biogasanlæggene leverer energi til kollektive varmforsyningsanlæg er de i udgangspunktet omfattet af varmforsyningslovens hvile-i-sig-selv regulering varmforsyningsloven. For de fællesanlæg, der blev etableret omkring 1990 og senere fik det den umiddelbare betydning, at de kunne optage lån i kommunernes kreditforening mod en kommunegaranti.

Endelig er der spørgsmålet om energiafsætning, prisen for denne, men også i hvor høj grad varmeproduktionen fra kraft-varmeheder har kunnet værdisættes. Mange af fællesanlæggene har levet med det problem, at afsætningen af varme om sommeren har været begrænset fordi behovet for boligopvarmning der er meget lav. Gårdanlæggene har typisk ikke kunnet udnyttet varmeproduktionen fuldt ud. Der er dog i de seneste år set eksempler på, hvor store gårdanlæg forsyner lokale kraft-varmehæder med biogas.

Flertallet af nye fællesanlæg og gårdanlæg satser på at levere opgraderet biogas til naturgasnettet.

8.2. Salgspriser for energi

Salgsprisen for elektricitet produceret på biogas har hele tiden været givet via lovgivningen, hvis man vælger at få tilskuddet som en fast afregningspris, hvilket flertallet har gjort på grund af de lave elpriser.

Men salget af biogas og salg af varme har været henvist til lokale aftaler samtidig med at varmforsyningslovens hvile-i-sig-selv princip kunne bruges til en yderligere omfordeling af overskud ind i form af en efterregulering. Hertil kommer prisudviklingen på olie og naturgas, der også spiller en rolle for prisfastsættelsen i nogle tilfælde. En række anlæg har gennem årene i regi af Foreningen for Danske Biogasanlæg indgivet deres opnåede afregningspriser for salg af biogas og varme.

Tabel 8.1. Gennemsnitligt opnåede salgspriser for biogas, kr. pr. Nm³ biogas

Anlæg	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Ribe	1,81	1,92	2,12	-	2,47	2,47	2,79	2,9	2,83	3,67
Lemvig	1,48	2,01	1,97	-	2,12	2,21	2,36	2,24	2,39	2,81
Hashøj	1,36	1,28	1,22	1,49	1,45	1,55	-	2,82	2,09	2,55
Thorsø	2,12	2,32	2,61	2,35	2,92	2,49	2,9	2,77	2,99	4,02
Blåbjerg	2,47	2,47	2,46	2,47	2,65	2,65	2,89	2,93	2,99	3,75
Vaarst	1,73	-	1,82	1,99	2,22	2,08	1,81	2,23	-	-

Der er således ikke en fast skabelon for hvordan prisfastsættelsen for biogas eller varme sker. I de fleste tilfælde fastlægges prisen for et år ad gangen, og i nogle tilfælde sker der en regulering ifht. sidste års resultat for biogasselskabet. Det er disse forhold, sammen med forbedrede afregningspriser for el produceret fra biogas fra 2008 og igen fra 2012 medfører de udsving der findes for de enkelte anlægs afregningspriser i Tabel 5.1. Ønskes priserne omregnet til kr. pr. GJ kan følgende formel anvendes: pris i kr. pr Nm³ biogas*(0,65*35,8)*1000

Tabellen viser at de fleste anlæg, der sælger gas, fik en forbedring i 2008 da der forrige gang kom en forbedret afregningspris for elektricitet, og igen et betydeligt løft, for de flestes vedkommende efter Energifaen i 2012. Den viser også at Hashøj gennem en årrække har levet med en relativt lav gaspris.

I nedenstående Tabel 8.2. vises de opnåede salgspriser for varme udtrykt i kr. pr. MWh. De øverste tre anlæg sælger varme til et varmforsyningsselskab. Anlæggene i den nederste del af tabellen viser salgsprisen for varme ved salg direkte til forbrugerne. Denne pris er højere end for ovennævnte anlæg, da de også skal dække drift af fjernvarmesystemet.

Tabel 8.2. Salgspris for varme, kr. pr. MWh.

Anlæg	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Vegger	290	282	330	361	402	444	-	585	583	577
Linkogas	191	202	258	291	287	291	287	293	293	180
Filskov	710	715	865	752	874	921	869	860	459	460
Snertinge	-	374	-	-	986	1111	888	1112	1147	1178
Blåhøj	746	750	870	-	715	768	762	-	-	729

De tre øverste anlæg sælger varmen til et varmeværk, og prisen aftales fra år til år i forhold til prisen på referencebrændslet. Linkogas er det anlæg, der har levet med den suverænt laveste varmepris, hvilket har været medvirkende til at selskabet nu har vendt sig mod opgradering af biogassen og distribution via naturgasnettet.

De fleste af anlæggene som sælger varme direkte til forbrugerne har generelt kørt med en relativt høj varmepris. Disse værker er forbrugerejede, og her er varmeprisen fastsat år efter år under hensyn til det foregående resultat for selskabet, altså hvor afregningsprisen er omkostningsbestemt. Eftersom momsens kom oveni har varmekunderne betalt varmeudgifter på højde med fx fyringsolie.

Hvis man vil vurdere og sammenligne anlæggenes økonomiske resultater må man have variationen i disse grundvilkår in mente. Der er ingen tvivl om, at forskelle i grundvilkårene har spillet en rolle for, om anlæggene fik økonomisk succes eller det modsatte.

Men det betyder også, at arbejdet med at skabe de rette forudsætninger forud for underskrivelsen af kontrakten om leverance af et anlæg er af overordentlig stor betydning for, hvordan det kommer til at gå senere hen.

9. ØKONOMISKE RESULTATER OG OPTIMERINGSPOTENTIALER

De indsamlede regnskabsdata er hvert år blevet præsenteret i hovedtal på det årlige Økonomiseminar i Foreningen for Danske Biogasanlægs økonomiseminar. I alle årene har den samme opgørelsesmetode været anvendt, som tager udgangspunkt i det faktum, at anlæggene skal være i stand til at honorere det indtjeningskrav, der er defineret af den løbende gældsafvikling, de løbende rentebetalinger samt de løbende reinvesteringer i udstyr, der ikke lånefinansieres. I vurderingen af den økonomiske udvikling fokuseres derfor på begrebet "Den løbende indtjening"

Den løbende indtjening defineres som forskellen mellem driftsindtægter og driftsudgifter, altså

$$\begin{aligned} & \text{Driftsindtægter} \\ & - \text{Driftsudgifter} \\ & = \text{Løbende indtjening.} \end{aligned}$$

Den løbende indtjening er det beløb, som anlæggene som gennemsnit skal realisere for at honorere de løbende reinvesteringer samt renter og afdrag på gæld.

I figurerne i dette kapitel kan den løbende indtjening aflæses som arealet mellem driftsindtægterne og driftsudgifterne.

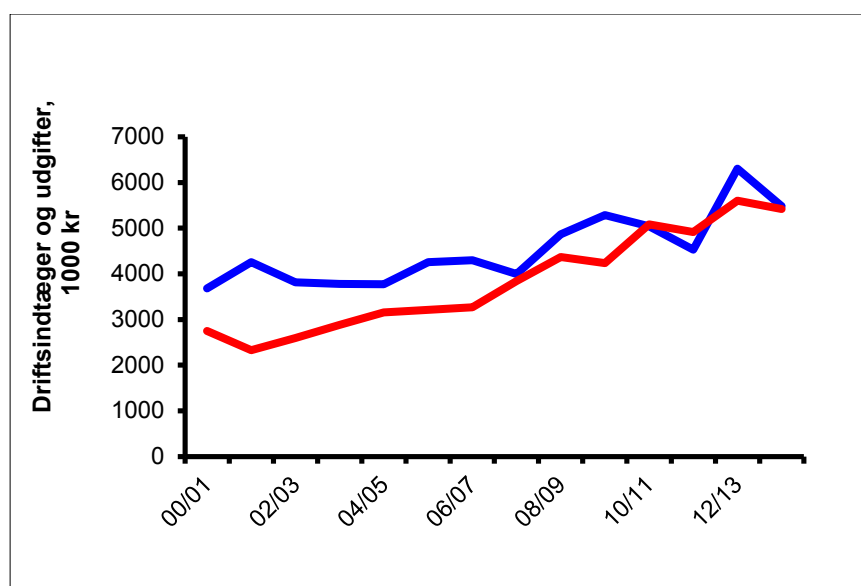
Endelig er der beregnet et mindstekrav for den løbende indtjening, som beskriver det niveau for den løbende indtjening, som anlæggene skal realisere på mellemlang sigt for netop at honorere løbende reinvesteringer, betaling af renter og afdrag. Indtjeningskravet er således ikke et traditionelt omkostningsbegreb, men snarere et mål for hvor mange penge, der skal i kassen for at holde skruen i vandet.

Metoden giver et konkret overblik over anlæggenes evne til at generere de nødvendige indtægter i lyset af den helt aktuelle gældssituation.

Nedenfor præsenteres de pågældende anlægs udvikling og status for indtjeningen fra 2000-2013. Der kommenteres desuden på udviklingen i anlæggets gældsafvikling. Endvidere foretages en mini-swot-analyse i form af en diskussion af styrkepositioner og svagheder, og endelig peges, som en del af denne på optimeringsmuligheder, der har vist sig som led i projektet.

9.1. Energi Vegger

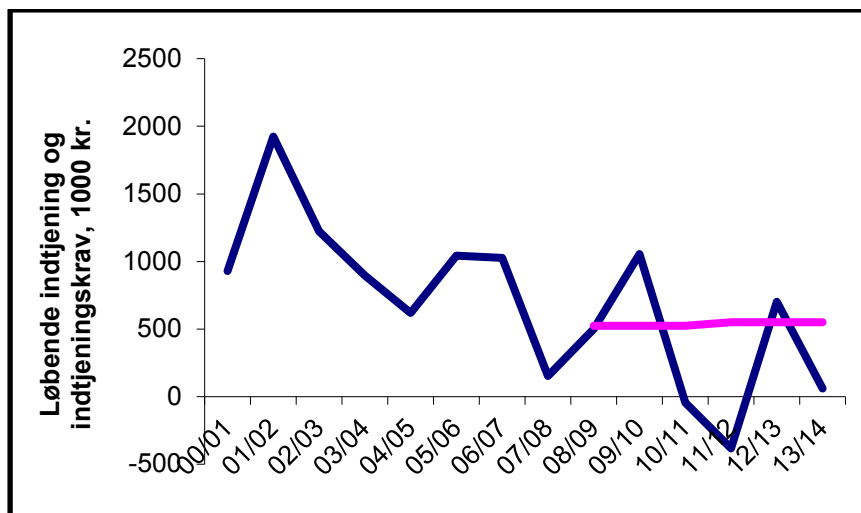
Biogassfællesanlægget i Vegger blev etableret og idriftsat i 1985 med en behandlingskapacitet på 20.000 tons pr. år. Som et af de første fællesanlæg var der dengang mange lærepenge, der måtte betales, og anlægget gennemgik senere både ombygning og udvidelse. Det blev klart at anlægget var afhængig af et højt produktionsniveau for at honorere omkostningerne, men så længe der var affald nok at få gik det endda. Men som nedenstående Figur 9.1 viser begyndte driftsudgifterne at hale ind på indtægterne, hvilket i den sidste ende ville gå galt, med mindre der blev handlet på det.



Figur 9.1. Driftsindtægter og driftsudgifter, Vegger Energiselskab

Derfor indgik biogasselskabet i 2014 i en fusion med varmeværket, med det nye navn Energi Vegger samtidig med, at anlægget blev totalt renoveret og udbygget. behandlingskapaciteten er nu knap 78.000 tons

Nedenstående Figur 9.2. viser udviklingen i den løbende indtjening for biogasselskabet i forhold til det beregnede indtjeningskrav. Dog er det sidste år, som er ombygningsåret, for det fusionerede selskab.



Figur 9.2. Udvikling i den løbende indtjening og indtjeningskravet.

Renovering og udvidelse af anlægget medførte investeringer på ca. 55 mio. kr. som er lånefinansieret fra kommunekredit. I fremtiden vil indtjeningskravet derfor være markant højere end skitseret in Figur 6.2. for det gamle biogasanlæg.

Tabel 6.1 Gældsudvikling

År	2009	2010	2011	2012	2013
Restgæld, mio. kr.	2,3	1,9	2,1	3,5	57

Tabellen viser at det daværende Vegger Energiselskab var så godt som gældfri forud for anlægsudvidelsen.

Styrker og svagheder

Eftersom renoveringen omfattede etablering af et system til forbehandling af dybstrøelse, har anlægget gode muligheder for at tilpasse sig markedsudviklingen for alternative biomasser. En stor del af gassen afsættes til et nærliggende mejeri, hvorved energiafsætningen er sikret. Samtidig kan anlægget modtage restprodukter fra mejeriet, således at anlægget nu er langt mindre sårbart i forhold til leverance af affaldsprodukter end tidligere.

Optimeringsmuligheder

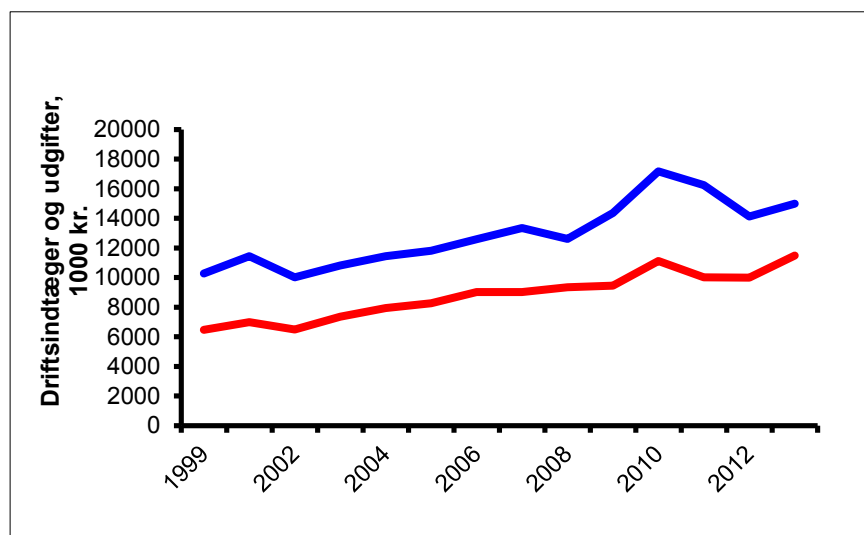
Anlægget må nu gøre sine erfaringer med forbehandlingen. Hvis det kan lade sig gøre at håndtere større mængder dybstrøelse i anlægget end de forventede 7.300 tons på årsbasis vil det repræsentere en optimeringsmulighed. Ifølge Figur 4.4 er tørstofindholdet i input beregnet til knap 12 %, hvilket er ganske højt for et fællesanlæg, og klart tilskrives at det nyrenoverede anlæg netop er i stand til at håndtere dybstrøelse.

6.2 Ribe Biogas A/S

Ribe Biogas blev etableret i 1990 som et aktieselskab og tilhørte en ny generation af fællesanlæg. Anlægget havde fra starten en behandlingskapacitet på 160.000 tons og var dermed i mange år landets største målt på behandlet mængde. Den helt store nyskabelse var de høje slanke reaktortanke med topmonterede omrørere, som på dette anlæg var veldesignede og velkørende i en sådan grad, at dette omrørerkoncept blev indbygget i mange senere anlæg.

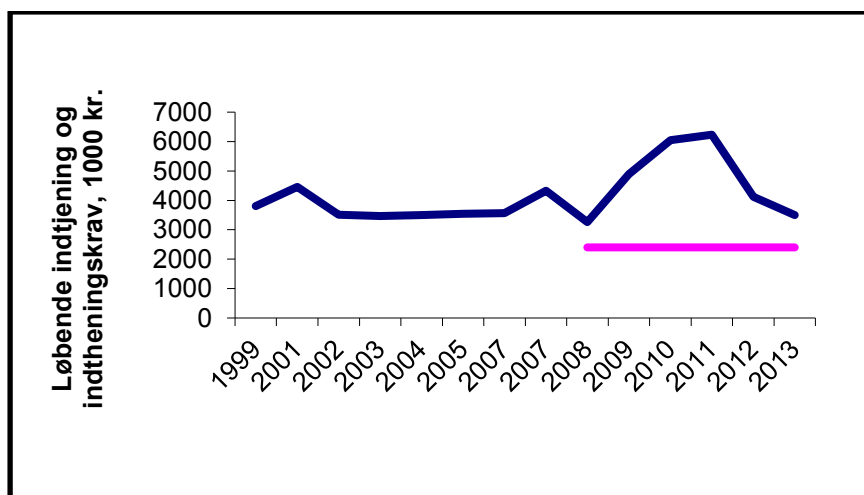
Medejerskab fra det nuværende Danish Crowns side sikrede stabil forsyning af affald fra slagteri og gode stabile leverancer af andet affald var med til at sikre en bemærkelsesværdig stabilitet i drift og resultater.

Figur 9.3. viser da også en udvikling i driftsindtægter og udgifter, der er næsten helt parallelle.



Figur 9.3. Udvikling i driftsindtægter og udgifter, Ribe Biogas.

Den høje grad af stabilitet kan også aflæses på nedenstående kurve for den løbende indtjening



Figur 9.4. Udvikling i den løbende indtjening i forhold til indtjeningskravet.

Ribe Biogas formåede at blive næsten gældfri i løbet af de første 20 driftsår. I 2014 blev der imidlertid foretaget en større udvidelse af anlægget, hvorved indtjeningskravet fremover vil være betydeligt højere end skitseret her for anlægget før udvidelsen. På det seneste har anlægget også etableret et indfødningssystem til koncentrerede biomasser, dog ikke en egentlig forbehandling, men biomassen snittes inden indpumpning i reaktorerne.

Tabel 9.2. Gældsudvikling

År	2009	2010	2011	2012	2013
Restgæld, mio. kr.	10,2	8,4	14,7	14,8	17,7

Styrker og svagheder.

Anlægget er renoveret og udvidet og dermed godt rustet til fremtiden. Man er nu i stand til at indføde en vis mængde koncentrerede biomasser, men er fortsat designet til overvejende at anvende flydende biomasser.

Det betyder, at anlægget fortsat vil skulle være på udikig efter letomsættelige restprodukter.

Optimeringsmuligheder.

En større satsning på eksempelvis dybstrøelse er en mulighed, men vil sandsynligvis kræve en form for forbehandling.

Gasafsætning har altid været et problem om sommeren. En optimeringsmulighed kunne være overvejelse om leverance til naturgasnettet. Det ville også kunne frigøre anlægget fra varmforsyningsloven.

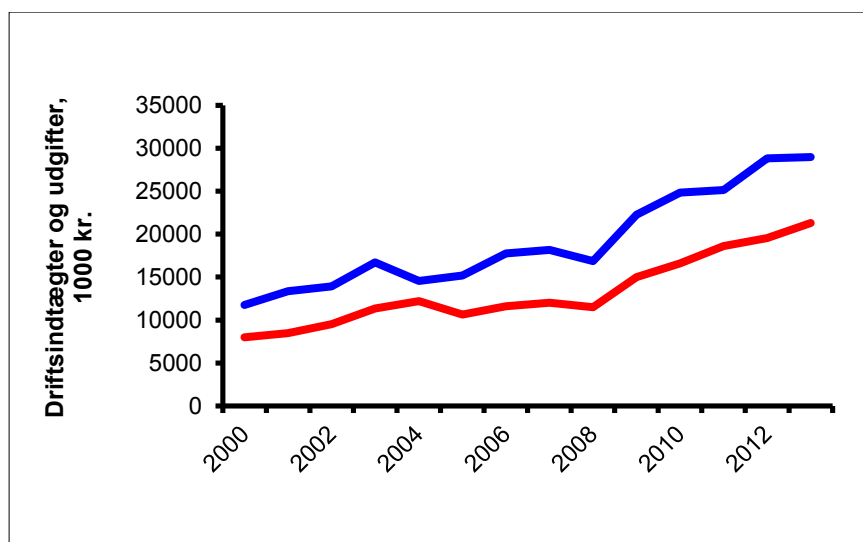
Ribe biogas har ifølge rapportens analyser relativt høje udgifter til især transport og administration, men også i nogen udstrækning til reparation og vedligehold.

Med hensyn til transporten anbefales det at undersøge om det affald der hentes med egne biler evt. kan erstattes med dybstrøelse. Dette vil også fremtidssikre anlæggets biomasseforsyning.

6.3. Linkogas

Linkogas blev i lighed med Ribe Biogas etableret i 1990 som et landmandsejet andels-selskab med en behandlingskapacitet på ca. 130.000 tons på årsbasis.

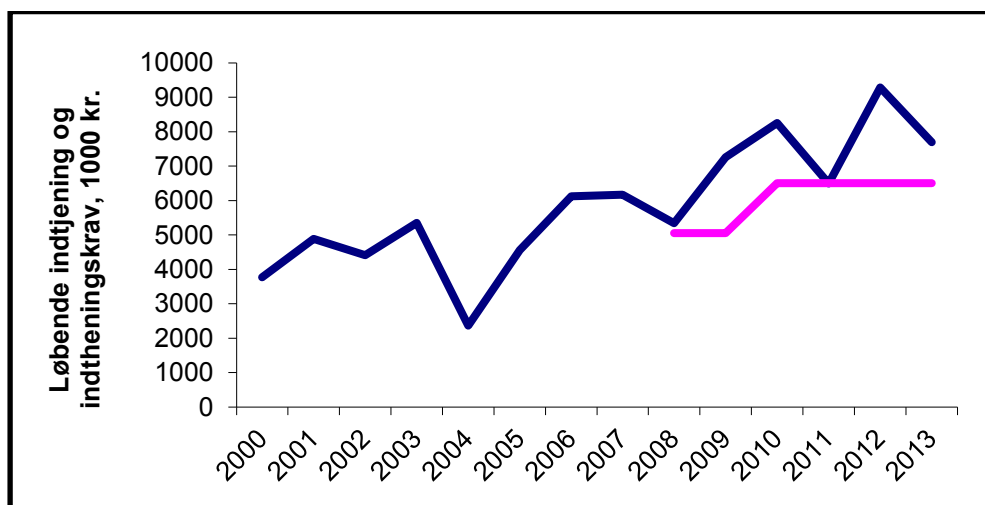
Anlægget er blevet udvidet i flere omgange, således at det i dag behandler mere end 300.000 tons på årsbasis. Anlægget blev ved årtusindskiftet omlagt til termofil drift, hvorved behandlingskapaciteten kunne øges markant. Anlægget overtog på et tids-punkt kraftvarmeproduktionen og solgte efterfølgende varme til fjernvarmeværket i Rødding by. Prisen for varmeleverancen blev fastlagt med træpiller som reference, senere blev det med halmvarme som reference. Det betød at Linkogas i mange år levede med meget lave varmepriser. Ikke desto mindre har Linkogas gennem de sene-ste 15 år gradvist forbedret den løbende indtjening, og i de seneste år med pæne regnskabsmæssige overskud



Figur 9.5. Udvikling i indtægter og driftsudgifter, Linkogas

I nedenstående Figur 9.6 ses udviklingen i den løbende indtjening i forhold til det be-regnede indtjeningskrav. Indtjeningskravet er relativt højt, fordi de senere års udvi-delser er finansieret med ret kortfristede lån, hvilket stiller særligt høje krav til indtje-ningen.

Den løbende indtjening og indtjeningskrav



Figur 9.6. Udvikling i den løbende indtjening i forhold til indtjeningskravet.

Linkogas har investeret i et system til indfødning af koncentrerede biomasser. Men systemet har vist sig særdeles følsomt overfor fremmedlegemer i biomassen, og er derfor i sin nuværende udformning ikke egnet til fx dybstrøelse, halm eller græs fra naturarealer, eftersom det må påregnes at der kan forekomme sten og metalstykker heri fra tid til anden.

Tabel 6.3. Gældsudvikling

År	2009	2010	2011	2012	2013
Restgæld, mio. kr.	22,9	36,3	38,4	32,6	25,6

Anlægget har finansieret de foregående års anlægsudvidelser med kortfristede banklån, hvilket stiller skrappe krav til anlæggets likviditet. Men gældsudviklingen viser, at man i hvert fald hidtil har været i stand til at honorere kravene.

Styrker og svagheder.

Linkogas er i dag et stort anlæg med potentiale til at blive endnu større, hvad der også er planer om, herunder en separat linie til økologisk gylle. Energiafsætningen er sikret ved at der nu er indgået aftale om at levere gas til naturgasnettet. Anlægget vil med den nuværende anlægskonstruktion fortsat skulle modtage betydelige mængder affald, hvilket vil være en trussel i takt med at konkurrencen øges. I forbindelse med en udbygning vil det derfor være formålstjenligt i højere grad at kunne modtage fx dybstrøelse.

Optimeringspotentialer

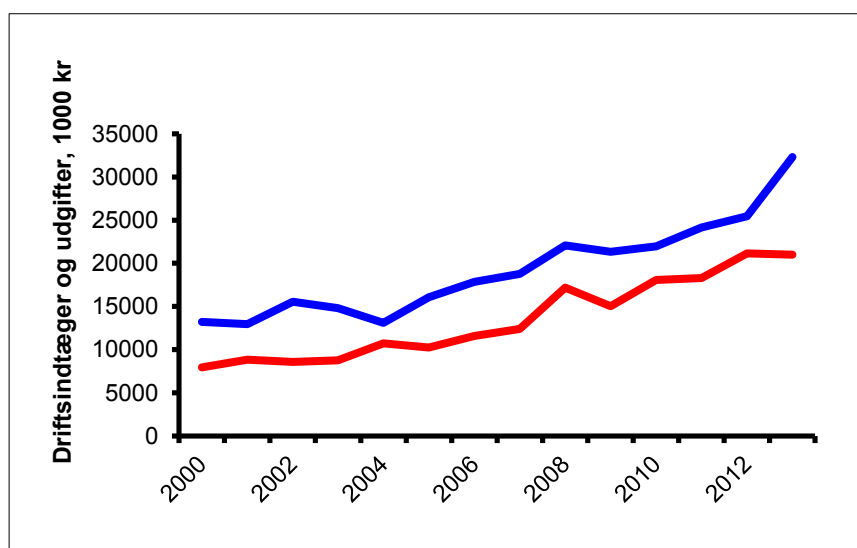
Anlægget har raden rundt præsteret relativt lave driftsomkostninger, godt hjulpet af den høje kapacitetsudnyttelse. Så optimeringspotentialer skal primært findes i råvareforsyningen.

Jvnf. kapitel 7 er der et meget betydeligt optimeringspotentiale ved at øge opholdstiden. Indtil videre er anlægget ikke i stand til at anvende dybstrøelse og restbiomasser i stor skala, men det indtænkes ifølge det oplyste i en kommende anlægsudvidelse.

9.4. Lemvig Biogas

Lemvig Biogas blev etableret i 1992 som et landmandsejet andelsselskab. Anlægget behandlede fra starten 157.000 ton biomasse på årsbasis. Anlægget er senere udvidet med en ny reaktor på 8.000 m³.

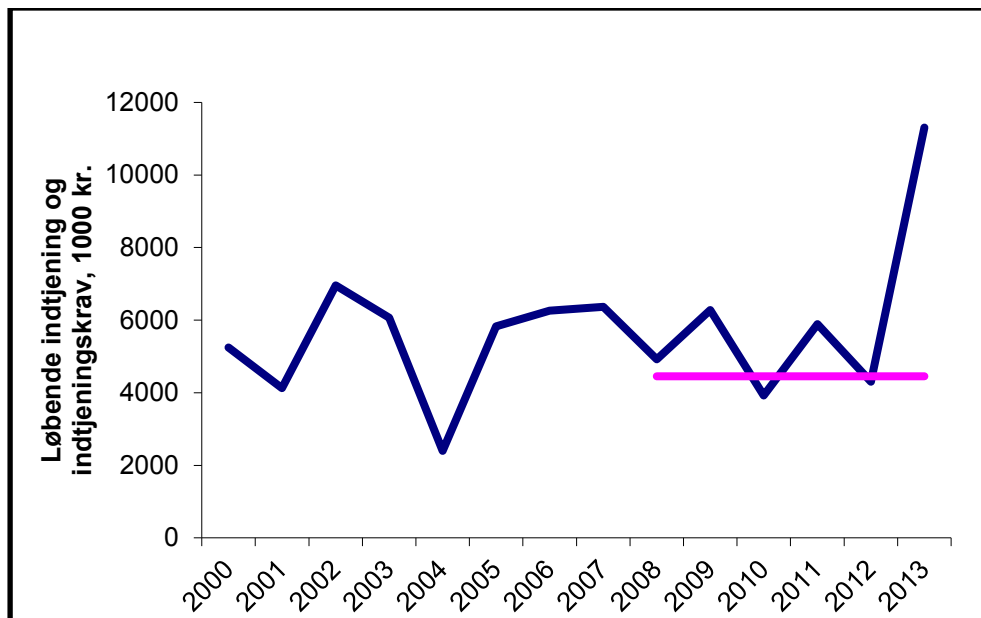
Anlægget blev oprindeligt opvarmet med træflis, men nu anvendes varme fra eget motor-generatoranlæg. Anlægget har fra starten solgt biogassen og dermed forsynet Lemvig by med kraft-varme, men nu forsynes også Klinkby. Biogassen sælges i dag til et kommunalt selskab, der videreformidler den til fjernvarmeværket



Figur 9.7. Udvikling i indtægter og driftsudgifter, Lemvig Biogas

Figuren viser såvel omsætning som driftsudgifter er steget gennem perioden, og at forskellen mellem dem ikke har ændret sig særligt udtalt, dog med 2013 som væsentlig undtagelse, især fordi forbedringen fra energiforliget for 2012 og 2013 blev udbetalt i dette år. Dermed signalerer figuren en høj grad af stabilitet i drift og indtjening, og som det fremgår af figur 9.8 nedenfor generelt på den rigtige side af indtjeningskravet.

Den løbende indtjening og indtjeningskrav



Figur 9.8. Udvikling i den løbende indtjening i forhold til indtjeningskravet.

Figuren viser relativt stabil løbende indtjening, der bortset fra et dyk i 2004, der skyldtes en efterregulering af gasafregningen, over eller på niveau med det beregnede indtjeningskrav.

Tabel 9.4. Gældsafvikling

År	2009	2010	2011	2012	2013
Restgæld, mio. kr.	36,5	36,8	30,9	30,4	27

Tabellen viser, at Lemvig Biogas har kunnet afdrage netto knap 10 mio. kr. i den viste periode, der også omfattede investering i en ny stor reaktortank.

Styrker og svagheder.

Anlægget er et stort anlæg med mulighed for at blive større. Et problem kan her blive gasafsætningen, eftersom der ikke er et naturgasnet i nærheden. Anlægget har i en periode at forsøgsmæssigt tilført sukkerroer. Derfor skal anlægget indtil videre være i markedet for at skaffe tilstrækkelige mængder organiske restprodukter.

Optimeringsmuligheder.

Anlægget har ifølge rapportens analyser relativt høje udgifter personalesiden, herunder især chaufførlønninger. I chaufførlønningerne hos Lemvig Biogasanlæg er der også medregnet lønninger til drift af biogasanlæggets vognmandsforretning som, i samme

periode (2013) omsatte for 3,4 mio. kr. En del af industriaffaldet afhentes også af biogasanlæggets egne lastbiler, hvilket også påvirker chaufførlønningerne.

Der kan peges på mulighederne for at etablere systemer der muliggør anvendelse af dybstrøelse eller andet som et optimeringspotentiale

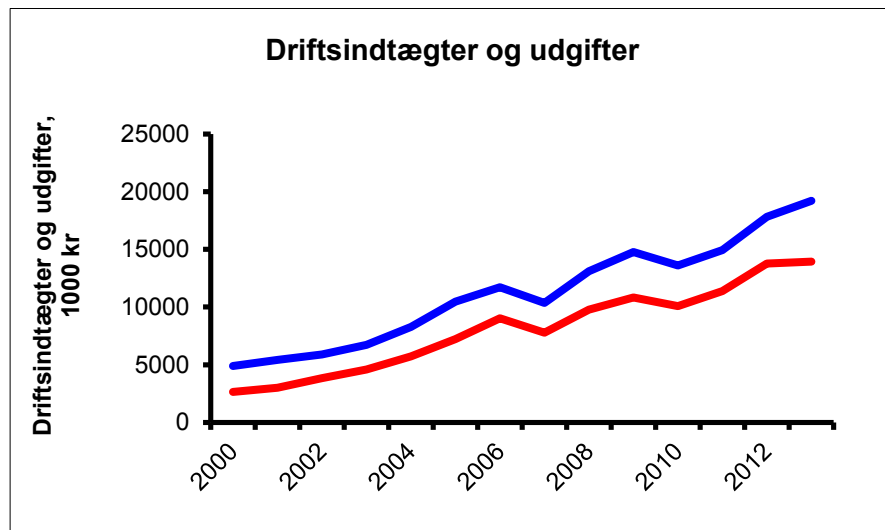
9.5. Hashøj Biogas

Hashøj Biogas blev etableret i 1994 som et landmandsejet andelsselskab med en behandlingskapacitet på 46.000 ton biomasse på årsbasis. I dag behandler anlægget 115.000 tons pr. år

Anlægget har generelt været velforsynet med affald, og har i sammenligning med de større fællesanlæg typisk haft et betydeligt højere gasudbytte pr. ton behandlet biomasse. Det har medvirket til, at anlægget i mange år kunne leve med en særdeles lav afregningspris for biogas, hvilket givetvis har været en betydelig fordel for et økonomisk trængt kraft-varmeselskab.

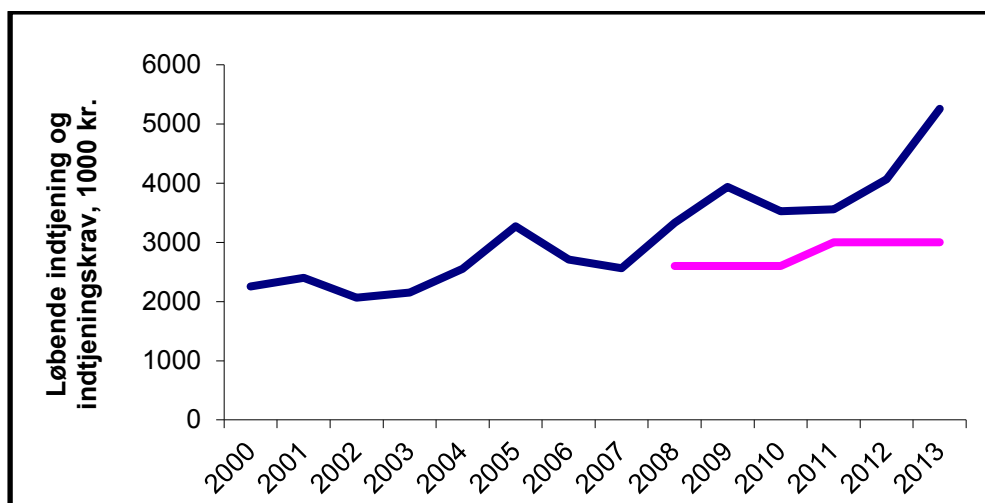
Anlægget er siden udvidet med en ny reaktor.

Således har anlægget præsteret en flerdobling af omsætningen over de seneste 10-15 år. Ganske vist er driftsudgifterne også øget, men forskellen er gradvist øget gennem perioden.



Figur 9.9. Udvikling i indtægter og driftsudgifter, Hashøj Biogas

Derfor er den løbende indtjening øget gennem perioden og i det seneste årti har den ligget på eller over niveauet for det beregnede indtjeningskrav.



Figur 9.10. Udvikling i den løbende indtjening i forhold til indtjeningskravet.

Efter i en årrække at have ligget lige omkring indtjeningskravet er den løbende indtjening siden 2008 øget og ligger over indtjeningskravet, med en stigende tendens.

Tabel 6.5. Gældsafvikling

År	2009	2010	2011	2012	2013
Restgæld, mio. kr.	17	15,2	14,8	10,9	9,3

Styrker og svagheder.

Anlægget har generelt været dygtig til at skaffe organisk affald, uden hvilken man ikke havde opnået de beskrevne resultater. Dette er for så vidt en styrkeposition, men jo også en svaghed idet øget konkurrence om affaldsmarkedet på Sjælland kan ændre på denne situation.

Optimeringsmuligheder.

Anlægget har jvnf. analyserne i denne rapport relativt høje udgifter til reparation og vedligeholdelse og på personalesiden. Der bruges også relativt mange penge på køb af biomasser.

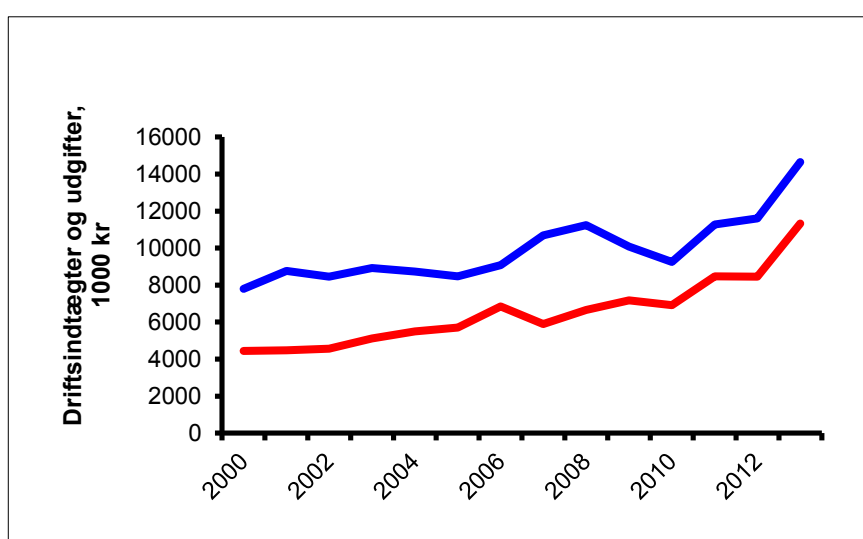
Der har imidlertid været overvejelser om etablering af et system til forbehandling og indfødning af dybstrøelse og madaffald.

9.6. Thorsø Miljø- og biogasanlæg Amba

Thorsø Miljø og Biogasanlæg blev etableret i 1994 som et landmandsejet andelsselskab med en behandlingskapacitet på 115.000 ton biomasse på årsbasis.

Gasproduktionen er gennem hele perioden solgt til kraft-varmeværket i Thorsø, bortset fra en mindre del af produktionen, der anvendes i egen motor, som leverer procesvarme. Anlægget blev i 2013 udvidet med en ny stor reaktor og et forbehandlingssystem til håndtering af dybstrøelse og andre koncentrerede biomasser.

Thorsø var et af de anlæg, der længe vægrede sig ved at betale for affaldsressourcerne, og gasudbyttet har derfor traditionelt ligget i den lavere ende blandt fællesanlæggene. Og som nedenstående Figur 9.11. antyder, kom indtjeningen derfor under pres de seneste år.



Figur 9.11. Udvikling i indtægter og driftsudgifter, Hashøj Biogas

Denne udvikling har givet været medvirkende til beslutningen om at udvide anlægget, og satse på koncentrerede biomasser.



Figur 9.12. Udvikling i den løbende indtjening i forhold til indtjeningskravet.

Figuren viser den udvikling i indtjeningen som i sidste ende kaldte på handling, som udkrystalliserede sig i førnævnte anlægsudvidelse. Af hensyn til investeringen er der sket ny lånoptagelse, som i figuren er illustreret ved at indtjeningskravet er øget.

Tabel 6.6. Gældsudvikling

År	2009	2010	2011	2012	2013
Restgæld mio. kr.	8,8	6,8	4,4	21,6	28

Tabellen viser, at Thorsøanlægget var godt på vej til at være gældfri før der i 2012 blev optaget nye lån til finansiering af anlægsudvidelsen.

Styrker og svagheder.

Thorsø har som et af de få store fællesanlæg taget konsekvensen af udsigterne til øget konkurrence om affaldsressourcerne og etableret et system til forbehandling og indfødning af koncentrerede biomasser. De første erfaringer tyder på at systemet fungerer udmærket også selvom man som de fleste øvrige store anlæg foretager opvarmning af hele biomassemængden i et varmevekslersystem.

Optimeringsmuligheder

I princippet har Thorsø mulighed for at øge andelen af koncentrerede biomasser som en optimeringsmulighed, men vekslersystemet og omrøringskapacitet i reaktorerne kan vise sig at sætte grænsen for denne mulighed. Gasafsætning kan blive en barriere for yderligere ekspansion. Det vil formentlig kræve opgradering af biogassen og salg via naturgasnettet, som til gengæld er en mulighed.

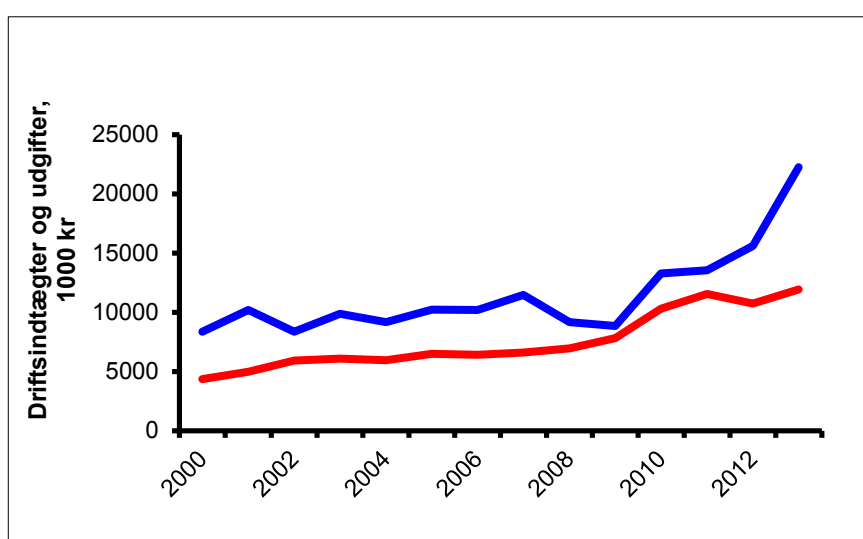
Thorsøanlægget har jvnf. analyserne i denne rapport relativt høje udgifter til reparation og vedligeholdelse, som dog skal ses i sammenhæng med, at anlægget har de laveste udgifter til pasning af anlægget. Der er også relativt høje udgifter til chaufførlønninger, der som tidligere nævnt kan henføres til omfordeling af afgasset gylle, som leverandørerne betaler for, og især i nogle år relativt høje administrationsudgifter.

9.7. Blaabjerg Biogas

Blåbjerg Biogas blev etableret i 1996 som et landmandsejet andelsselskab med en behandlingskapacitet på godt 110.000 ton biomasse på årsbasis. Den producerede biogas er gennem hele perioden solgt til det nærliggende varmeværk, der forsyner Nr. Nebel med fjernvarme. Siden er der etableret en gasledning til Nymindegab til forsyning af Nymindegablejren.

De første år var der som konsekvens af varmeforsyningslovens hvile-i-sig-selv princip en del stridigheder om afregningsprisen på biogas. Efter afgørelse i en voldgiftsret har afregningsprisen været omkostningsbestemt.

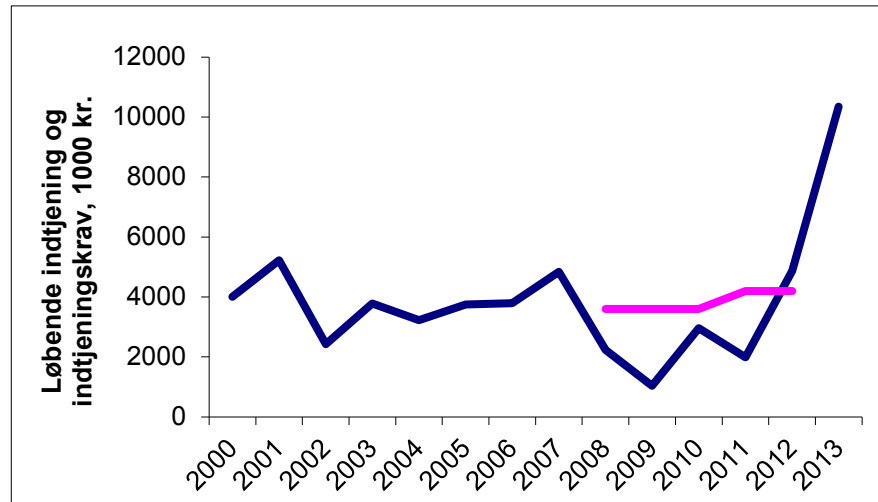
Der er bygget to nye reaktorer i de seneste år, hvorved det er lykkedes at fordoble omsætningen i forhold til tidligere. Der behandles i dag godt 160.000 tons



Figur 9.13. Udvikling i indtægter og driftsudgifter, Blåbjerg Biogas

Omsætningsfremgangen tilskrives anlægsudvidelsen, forbedrede afregningsforhold for el og indkøb af organisk affald, hvorved produktionen er øget. Bortset fra det udmærker anlægget sig ved at være drevet for relativt lave omkostninger.

Den løbende indtjening og indtjeningskrav



Figur 9.14. Udvikling i den løbende indtjening i forhold til indtjeningskravet.

Det fremgår af figuren, at den løbende indtjening kom under pres fra 2007, hvilket skyldtes stigende energisalg. Denne udvikling kaldte på handling og derfor blev anlægget udvidet med to nye reaktortanke på hver 5.000 m³, og den løbende indtjening følgelig øget markant.

Gældsudvikling

Tabel 6.7.

År	2009	2010	2011	2012	2013
Restgæld mio. kr.	24	21	30	25	25

Gælden er øget i forbindelse med investeringer i nye reaktortanke. I øvrigt afvikles gælden planmæssigt.

Styrker og svagheder.

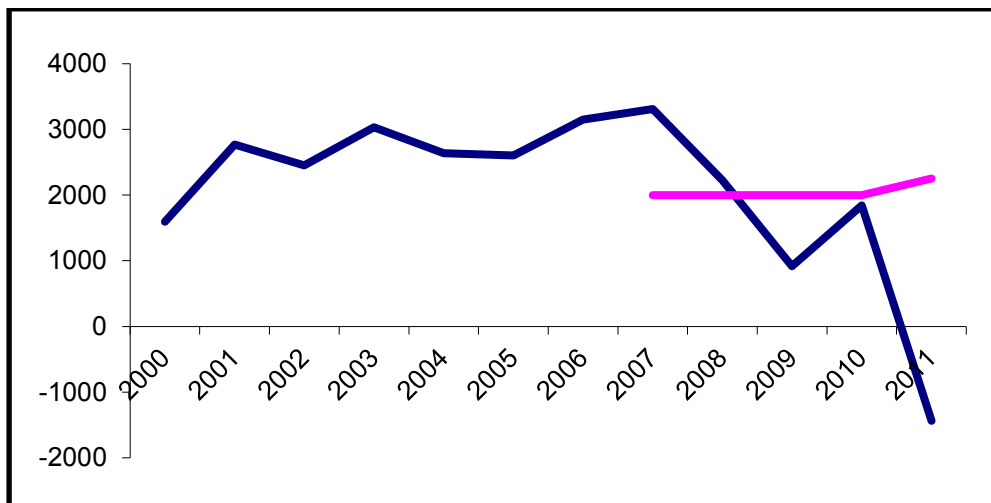
Anlægget drives som nævnt for relativt beskedne omkostninger, men har også traditionelt et ret lavt gennemsnitligt gasudbytte. Indtil videre er produktionsforøgelsen, i hvert fald delvist, kommet fra tilsætning af organisk affald. Anlægget må imødesætte stigende konkurrence om dette affald. Energiafsætningen kan blive en barriere for yderligere ekspansion. Der er nu etableret en helt ny gasledning for afsætning til Nymindegab og senere et vandland, der ligger på strækningen.

Optimeringsmuligheder

Anlægget har ikke hidtil arbejdet med planer om systemer til forbehandling og indføddning af dybstrøelse og andre koncentrerede biomasser, hvilket derfor kunne være et oplagt optimeringsområde. Anlægget bruger relativt mange penge på indkøb af organisk industriaffald for at opnå tilstrækkelig produktion. Derfor er det vigtigt at holde øje med at man får valuta for pengene. Alternativt kan man som nævnt vælge at satse på at øge tørstofindholdet og dermed gasudbyttet af den tilførte biomasse.

9.8. Nature Energy Vaarst (tidligere Vaarst Fjellerad biogas)

Vaarst Fjellerad biogas blev etableret i 1997 som et relativt lille fællesanlæg med en behandlingskapacitet på godt 31.000 ton på årsbasis. Den producerede biogas blev solgt til kraftvarmeproduktion, og som nedenstående figur viser gik det egentlig rimelig godt i en årrække. Men da det blev nødvendigt at etablere hygiejniseringsanlæg ifbm. indførsel af biproduktforordningen gik det galt. Det lykkedes ikke ledelsen at finde finansiering til den nødvendige investering, og renovering af anlægget i øvrigt. Derfor måtte anlægget frasige sig organisk affald af animalsk oprindelse, hvorved produktion og indtjening faldt drastisk. Det endte i en konkurs, hvorefter Nature Energy overtog anlægget i 2014. Anlægget har i projektperioden været under rekonstruktion, og derfor er der ingen aktuelle økonomiske resultater for det nye selskab.



Figur 9.15 Udvikling i den løbende indtjening for det gamle Vårst- Fjellerad biogasselskab.

Det nye selskab får en behandlingskapacitet på 300.000 ton på årsbasis. Det bliver udstyret med et system til forbehandling og indfødning af dybstrøelse og gasafsætningen sikres gennem opgradering af biogas og salg via naturgasnettet.

Anlægget har været under ombygning i projektperioden, og har derfor ikke bidraget med nye økonomidata.

9.9. Biokraft Bornholm

Biogasanlægget blev etableret på Bornholm i 2006.

Oprindeligt blev der i tilknytning til anlægget etableret et avanceret anlæg til separation af den afgassede gylle. Denne del af projektet led imidlertid relativt hurtigt skibbrud af tekniske og økonomiske årsager.

Fra starten blev det forsøgt at tilføre anlægget fiberfraktion fra separeret gylle, men tekniske og økonomiske problemer med dette fik mange landmænd til at opgive at separere gyllen. Der er dog fortsat 7-9 leverandører af fiberfraktion.

Det efterlod anlægget i en vanskelig situation hvor manglen på biomasser med et højt gaspotentiale præger de økonomiske muligheder. Med til denne historie hører, at anlægget ikke råder over hygiejniseringsanlæg, hvorfor anlægget ikke kan modtage affald af animalsk oprindelse.

Anlægget var i drift i en årrække før der blev etableret mulighed for varmeafsætning til Åkirkeby

Der foreligger ikke økonomiplysninger til brug for projektet

Styrker og svagheder.

Anlægget er i mellemstørrelsen, og ligger ifølge Figur 4.4. mht. gasudbytte på niveau med øvrige fællesanlæg, men ville med de rette biomasser kunne producere mere. Anlægget er umiddelbart begrænset i afsætning af varme. Anlægget har generelt lidt af en lang række tekniske problemer, og gør det stadig. Anlægget råder over et indfødningssystem til koncentrerede biomasser, som også anvendes, men som har vist sig at være følsom overfor fremmedlegemer.

Optimeringsmuligheder.

Som det eneste anlæg på Bornholm har anlægget være selvskrevet til at modtage organisk industriaffald af animalsk oprindelse fra fødevareproduktionen på øen. Men anlægget råder ikke over de nødvendige faciliteter til modtagelse og hygiejnisering af sådant affald. Det er en oplagt optimeringsmulighed at anskaffe sig en hygiejniserings-tank.

9.10. Maabjerg Bioenergy

Anlægget ligger i Holstebro, og blev taget i drift i 2012. Der behandles 700.000 ton biomasse på årsbasis.

Styrker og svagheder

Anlægget er det største af de deltagende anlæg, med deraf følgende mulighed for at realisere størrelsesøkonomiske fordele, og være i stand til at modtage en hvilken som helst mængde affald, som en affaldsleverandør måtte stå med.

Projektet blev udviklet i en tid hvor der var et ønske eller et behov for at eksportere overskydende næringsstoffer ud af området. Derfor var det fra starten tanken, at al afgasset gylle skulle separeres og fiberfraktionen afbrændes i det nærliggende biomassefyrede kraft-varmeværk. Derfor er anlægget udstyret med en række decantercentrifuger, som foretager separering af hele mængden. Derefter skal ca. 40.000 ton fiberfraktion fjernes, hvilket er blevet yderligere kompliceret ved, at kraft-varmeværket alligevel ikke ønsker at aftage fiberen til afbrænding. Økonomisk er disse forhold en klods om benet på anlægget.

Optimeringsmuligheder.

Anlægget drives i dag ved relativt lavt tørstofindhold, så en øgning af tørstofindholdet synes at være en oplagt mulighed. Men der er problemer med at omrøre fortankene fordi der står bærestolper i tankene. Erfaringer med anvendelse af forbehandlet dybstrøelse tyder imidlertid også på, at omrørerkapaciteten i reaktorerne kan være underdimensionerede. Hvis det er en barriere for at øge tørstofprocenten må det overvejes at skifte omrørerne til større modeller.

Analyser i nærværende rapport viser, at anlægget med fordel kan øge opholdstiden. Det vil øge gasudbyttet og reducere mængden af fiberfraktion, der skal afsættes. På sigt bør anlægget ud af forpligtelsen med at separere og afsætte den enorme mængde fiberfraktion. Problemet er for nærværende, at landmændenes miljøgodkendelser er hængt op på denne praksis. Det anbefales at undersøge, om dette kan ændres, Endelig bruges der ret betydelige ressourcer på at rense varmevekslere og rørstrækninger for struvit. Erfaringer fra Blåbjerg viser, at dette kan løses ved tilsætning af polymer.

Der foreligger ikke økonomidata til brug for projektet.

9.11. Lynggård

Biogasanlægget tilhører den generation af gårdbiogasanlæg, der blev bygget omkring årtusindskiftet, med lodret reaktortank med topmonteret omrøring.

Styrker og svagheder.

Anlægget er velforsynet med biomasse og kører med relativt højt tørstofindhold og realiserer det højeste gasudbytte blandt de deltagende anlæg. Omkostningerne målt pr. ton biomasse behandlet er højere end nødvendigt fordi anlægget drives for nedsat kapacitet, fordi den nuværende miljøgodkendelse ikke muliggør fuld udnyttelse af anlægget. Som alle andre anlæg er Lynggårdanlægget følsomt overfor øget konkurrence om organisk industriaffald. Som hos andre gårdanlæg kan det være et problem at udnytte varmeproduktionen fra gasmotoren.

Optimeringsmuligheder.

Som gårdbiogasanlæg er der mulighed for i ønsket omfang at kompensere for manglende affald ved at inddrage halm og andre restbiomasser fra landbrugsdriften, hvilket der også er planer om. Der er planer om at etablere et formalingsanlæg til halm før det blandes med gylle og pumpes ind i anlægget.

9.12. Grøngas

Biogasanlægget tilhører ligeledes den generation af gårdbiogasanlæg, der blev bygget omkring årtusindskiftet.

Anlægget drives med relativt højt tørstofindhold og gasudbytte, som opnås ved tilsætning af roer, majsensilage og organisk industriaffald

Styrker og svagheder.

Som alle andre biogasanlæg er anlægget følsomt overfor øget konkurrence om affaldsressourcerne. Omvendt er der som gårdanlæg mulighed for at kompensere for manglende affald ved at tilføre energiafgrøder, halm og afgrøderester. Anlægget sælger varme til fjernvarmesystemet i Hjørring by.

Anlægget har ikke bidraget med økonomidata til projektet.

9.13. Holbæk Biogas

Anlægget blev etableret i 2011/2012. Biomassegrundlaget består af gylle og dybstrøelse fra egen kvægbesætning og fra naboer. Der suppleres med majsensilage, kornafrens og afgrøderester.

Styrker og svagheder.

Gassen sælges til et nærliggende kraftvarmeværk. Desuden er der på anlægget et motorgeneratoranlæg designet til at forsyne anlægget med procesvarme. Der er et system til oprøring og indfødning af koncentrerede biomasser, hvilket muliggør at anlægget håndterer et relativt højt tørstofindhold, der giver et øget gasudbytte. Anlægget råder over en relativt lang opholdstid, og den afgassede gylle er godt udrådnet.

Anlægget har ikke bidraget med økonomidata til projektet.

9.14. Combigas

Anlægskonceptet repræsenterer en i dansk sammenhæng ny generation af anlæg, der på flere punkter adskiller sig fra traditionel dansk teknologi.

Anlægget tilføres koncentrerede biomasser ved at opblende dem i en pumpestrøm fra en forhydrolysetank, hvorefter blandingen pumpes ind i anlægget. Der tilføres dog også rågylle.

Styrker og svagheder.

De koncentrerede biomasser oprøres i en lille fortank i rågylle eller recirkuleret gylle og pumpes videre med en langakslet knivpumpe. Dette system muliggør, at der kan opnås et højt tørstofindhold i reaktortankene, med bl.a. deraf følgende højt gasudbytte. Der tilføres også organisk industriaffald, som anlægget afholder betydelige transportomkostninger for at få tilført. Som alle andre er anlægget sårbart overfor øget konkurrence om affaldet. Omvendt råder anlægget allerede nu over systemet til oprøring og indfødning af dybstrøelse, våd halm og andre koncentrerede biomasser, hvilket øger fleksibiliteten ifht. hvilke biomasser der er til rådighed.

Optimeringsmuligheder

Der er planer om gasafsætning til naturgasnettet. Indtil videre er gassen anvendt til kraftvarmeproduktion.

De meget høje omkostninger til kørsel med affald springer i øjnene. Det bør overvejes om denne praksis er rentabel i længden.

9.15. Madsen Bioenergi

Madsen Bioenergi er et helt nyt gårdbiogasanlæg. Det er et stort anlæg, der behandler gylle fra ejerkredsens husdyrhold og fra naboer. Der suppleres med dybstrøelse, energiafgrøder og frøgræshalm.

Styrker og svagheder

Det er en styrke for anlægget at gasproduktionen kan afsættes til naturgasnettet. Det er også indtil videre en styrke, at der modtages henvendelser om leverance af dybstrøelse. De første erfaringer har vist at der maksimalt kan indpumpes biomasse med 11,5 % tørstof før det giver problemer med opvarmningen

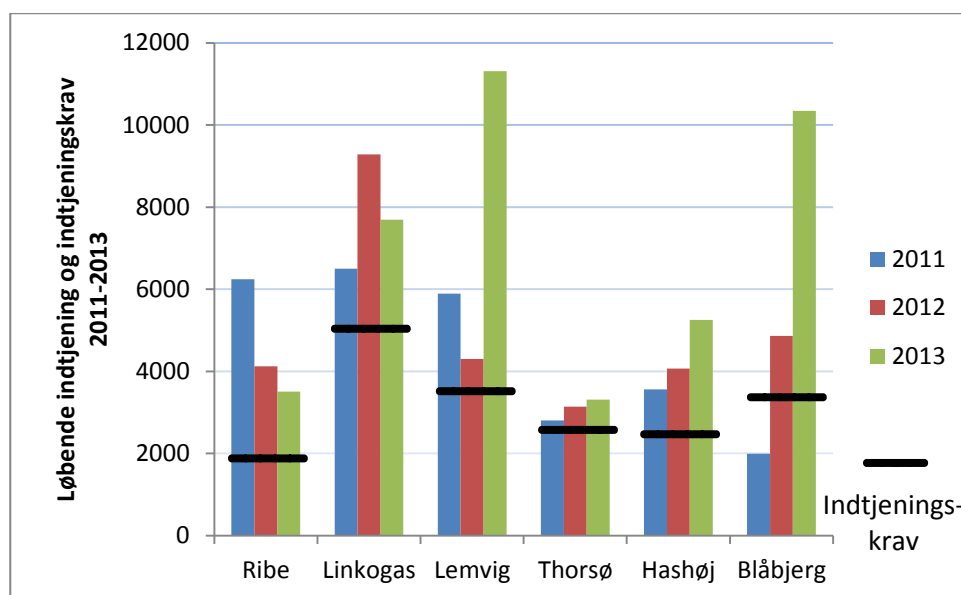
Optimeringsmuligheder.

Tørstofindholdet vil kunne øges yderligere såfremt en del af de koncentrerede biomasser blev sneget ind i reaktor tanken. Det vil kunne øge gasudbyttet.

Der bruges halm og varmepumpe til opvarmning. Det kan undersøges om det er rentabelt at genvinde varme fra den afgassede gylle.

10. SAMMENLIGNENDE ANALYSE AF IND TJENINGEN

På baggrund af gennemgangen af udviklingen i fællesanlæggenes løbende indtjening i det foregående kapitel er nedenstående figur udarbejdet for en tværgående sammenligning. I Figur 10.1 nedenfor er seks fællesanlæg præsenteret med den løbende indtjening for 2011-2013. det beregnede indtjeningskrav er indtegnet med sort som en tværstreg.



Figur 10.1 Løbende indtjening og indtjeningskravet.

Figuren viser at de her viste anlæg i alle årene har præsteret en løbende indtjening på niveau med eller over det beregnede indtjeningskrav, på nær det første år hos Blåbjerg Biogas. Når der går lidt ind bag ved tallene fremgår det, at så godt som alle udsvingene i den løbende indtjening kan henføres til udsving i energisalget. Det skyldes dels udsving i produktionen, dels ændringer i afregningsprisen. Den store stigning i indtjeningen for Lemvig og Blåbjerg i 2013 kan således henføres til udbetaling af det nye elstilskud (for både 2012 og 2013) og den efterfølgende væsentligt højere gaspris. Eneste større udsving, der kan henføres til øgede driftsudgifter er nedgangen for Linkogas` s vedkommende i 2013.

Det er således jvnf. figurerne i kapitel 9 ikke udsving i og manglende kontrol af driftsudgifter, der er afgørende for om indtjeningen når det niveau, der kan honorere indtjeningskravet. Derimod synes anlæggenes udfordring først og fremmest at være at skaffe tilstrækkelig kvalitet i den tilførte biomasse til at den nødvendige gasproduktion kan opnås ved den aktuelle gaspris.

Anlæggene sørger med andre ord først og fremmest for at regulere produktionen for at balancere økonomien, hvilket også er i tråd med, at flere af dem er underlagt varmforsyningslovens hvile-i-sig-selv princip.

Mange af fællesanlæggene har et urealiseret potentiale for at øge tørstofindholdet i anlægget. Det vil ganske vist kræve betydelige investeringer for de fleste af de i Figur

10.1. præsenterede anlæg, som derfor fortsat er i overvejelsesfasen når det drejer sig om at få gennemført den før eller siden nødvendige omstilling til at finde alternativer til industriaffald fx i form af dybstrøelse til supplerende af gyllen. Denne omstilling vil for mange være den langtidsholdbare strategi, med mindre der bliver adgang til nye affaldsressourcer i form af affald fra servicesektoren og kildesorteret husholdningsaffald.

Men foruden at fokusere på fremtidens råvareforsyning må anlæggene også holde et vågent øje med andre vigtige elementer i anlægsøkonomien, herunder forbruget af procesel og procesvarme, men ikke mindst driftsudgifterne. Her er der især fundet forskelle i niveauet for køb af anden biomasse mv., personaleudgifter, reparation og vedligeholdelse samt administration. Der henvises til kapitel 4 for analysen af driftsudgifter.

11. KONKLUSION OG ANBEFALINGER

Det er primært den opnåede produktion af biogas, der er afgørende for om anlæggenes indtjening når det ønskede niveau i de enkelte år. Når man ser på fællesanlæggenes løbende indtjening er det altovervejende udsving i energiproduktion og salg, der er afgørende for det realiserede niveau for indtjening. Dette er i sagens natur afhængigt af gasudbyttet, men også ændringer i afregningsprisen for el, varme og gas. Man kan sige, at fællesanlæggene så vidt muligt skaber økonomisk balance ved at sikre sig biomasse, der kan give den nødvendige produktion for økonomisk balance.

Der er en ret markant forskel i det tørstofindhold, der behandles i fællesanlæggene og i gårdanlæggene. Gårdanlæggene kan håndtere mest, og det er medvirkende til, at de også opnår et højere gasudbytte. En anden årsag er, at enkelte af dem anvender energiafgrøder.

Det er også medvirkende til at de har et højere elforbrug end fællesanlæggene typisk har. En anden årsag hertil er, at de typisk har en længere opholdstid, og nogle af dem udelukkende dykkede omrørere, som er mere strømforbrugende.

Der er på nogle punkter konstateret betydelige forskelle i driftsudgifter anlæggene imellem. Det gælder især udgifter til køb af anden biomasse mv., personaleudgifter, herunder især chaufførlønninger og administration. Mht. chaufførlønninger er der imidlertid det særlige at bemærke, at i hvert fald en del af forskellene kan tilskrives at nogle anlæg afhenter affald meget egne biler, og/eller foretager omfordeling eller flytning af gylle mod betaling, hvilket der ikke er korrigeret for i opgørelsen af udgifterne.

Optimeringspotentialer i relation til driftsudgifterne er imidlertid minimale i forhold til det økonomiske potentiale som især flere af de gamle biogassfællesanlæg kan realisere ved enten at forøge opholdstiden, så man får mere af gaspotentialet ud, og/eller ved at indrette sig på et højere tørstofindhold i den tilførte biomasse.

Det er i nærværende rapport fundet, at flertallet af de deltagende anlæg kan behandle et ton biomasse for ca. 80 kr. pr. ton. Med et standard gasudbytte på 30 Nm³ biogas pr. ton biomasse behandlet kan produktionsprisen for biogas således beregnes til 2,66 kr/ Nm³ biogas eller 4,09 kr/Nm³ CH₄, svarende til 114 kr. pr. GJ, ekskl. omkostninger til konvertering eller opgradering af biogassen.

De laveste driftsomkostninger findes hos anlæg, der har en enkel anlægsopbygning og få led i værdikæden samt høj kapacitetsudnyttelse på transportmateriel og mandskab. Derved opnås nogle grundforudsætninger der gør, at det er muligt at drive anlægget for relativt få omkostninger.

Det er i rapporten, ved brug af forudsætninger fra de deltagende anlæg, beregnet, at dybstrøelse mv. kan forbehandles for mellem 60 og 80 kr. pr. ton. Med forbehandling menes i denne sammenhæng at dybstrøelsen knuses, oprøres i gylle og pumpe ind.

Indfødningssystemer, der ikke indbefatter en egentlig forbehandling, kan foretages noget billigere, især ved høj kapacitetsudnyttelse.

Det er i nærværende rapport analyseret, hvordan en række anlæg kan realisere et betydeligt optimeringspotentiale alene ved at forlænge opholdstiden.

Det er i rapporten konkluderet, at det næppe er rentabelt at foretage en forbehandling alene af hensyn til gasudbyttet i den pågældende biomasse. Men der er gode grunde til at gøre det alligevel. Ikke mindst det forhold, at en forbehandling meget vel kan være en forudsætning for at kunne håndtere betydelige mængder dybstrøelse eller halm. Det er i rapporten endvidere påvist, at det økonomiske potentiale ved at øge tørstofindholdet i reaktorerne er endog meget stort.

Den gennemførte analyse af transportomkostningerne viser at transporten koster ca. 25 kr. pr. ton biomasse behandlet. Enkelte anlæg har højere omkostninger pr. ton, men det tilskrives at de enten afhenter organisk industriaffald med eget materiel og/eller kører ekstra km. for at omfordele overskudsgylle. Anlæggene opkræver betaling herfor, men det er ikke modregnet i nærværende omkostningsanalyser.

Konklusionen på nærværende rapport er, at det er anlægskoncepter, der formår at håndtere en større tørstofmængde, der vil vinde frem. Vi ser blandt de i nærværende projekts deltagende anlæg flere forskellige bud på hvordan det kan gøres. Men måske kommer fornyelsen fra den generation af biogasanlæg, der er på vej.

Det anbefales at eksisterende og nye anlæg gør sig overvejelser om at gå i denne retning, nemlig at indstille sig på at kunne håndtere gylle og restbiomasser med højere tørstofindhold, men også at tilpasse opholdstiden så den er optimal i forhold hertil.

For øjeblikket er der en ny udvikling, der går ud på, at nye store biogasanlæg sikrer sig forsyningen med affald fra servicesektoren ved, at der i samarbejde med affaldsbranchen etableres forarbejdningsstationer for affald i tilknytning til de nye biogasanlæg.

Det er en kendt sag, at der er et vist optimeringspotentiale i at øge tørstofindholdet i den leverede gylle. Potentialet er imidlertid langt større dersom staldsystemerne fra starten var indrettet på at levere en prima kvalitet gylle, hvilket vil sige frisk gylle med højt organisk tørstofindhold. Det anbefales derfor, at statslige støtteordninger til nye staldbyggerier indrettes, så det bliver muligt at opnå støtte til hvad man kunne kalde "den biogasoptimerede stald."

12. LITTERTURHENVISNING

Møller, H.B, Udvikling og effektivisering af biogasproduktionen i Danmark, Fagrapport, delrapport 1, Aarhus Universitet, 2015

Møller, H.B. Halm til biogas, Aarhus Universitet, 2012

Birkmose, T.S. et al, Biomasse til biogasproduktion nu og i fremtiden, AgroTech, 2013

Møller, H.B. Husdyrgødning kan give mere gas. FIB nr. 34, 2010

Bilag 1. Ellegaard, L.S. Notat: Omkostning ved udvidet reaktorkapacitet, BWSC, 2015