

Energiintegration af biogasproduktion og opgradering

Energi og Omkostningsoptimering af Bionaturgasproduktion
EUDP jr. nr. 64018-0512



25. november 2020

NORDJYLLAND

Jyllandsgade 1
9520 Skørping
Tel. +45 9682 0400
Fax +45 9839 2498

MIDTJYLLAND

Vestergade 48 H, 2. sal
8000 Aarhus C
Tel. +45 9682 0400
Fax +45 8613 6306

SJÆLLAND

A.C. Meyers Vænge 15
2450 København SV
Tel.: +45 2224 2562

www.planenergi.dk
planenergi@planenergi.dk

CVR nr.: 7403 8212

Sags. nr. 19-002

Indholdsfortegnelse

1	FORORD	3
2	INDLEDNING	4
3	KONKLUSION OG OPSUMMERING	5
4	KORTLÆGNING AF FORUDSÆTNINGER	7
5	LEVERANCER/AKTIVITETER	9
6	VARMEPUMPE – KØLING AF FORTANK	10
7	VARMEPUMPE – VARME FRA EFTERLAGERTANK	12
8	VARMEPUMPE PÅ GAS, GASMOTOR DREVET VARMEPUMPE	18
9	HØJTEMPERATUR VARMEPUMPE, HTVP	19
10	VARMEVEKSLING	30
11	AFGIFTER I FORBINDELSE MED OVERSKUDSVARME	35
12	POTENTIELLE UDVIKLINGSOMRÅDER	37

1 Forord

Denne rapport er udarbejdet i projektet "Energi- og Omkostningsoptimering af bionaturgasproduktion", EUDP jr. nr. 64018-0512. De deltagende parter er Dansk Gasteknisk Center a/s (projektleder), PlanEnergi, Aarhus Universitet, Biogas Danmark (tidl. Foreningen Biogasbranchen), Evida og Dansk Fagcenter for Biogas. Projektets formål er at foreslå tiltag, der kan forøge indtægter og at reducere omkostninger til produktion af opgraderet biogas (biogas, der bliver opgraderet og sendt til gasnettet), samt foreslå tiltag, der kan reducere klimabelastningen.

Projektet er delvis finansieret af det Energiteknologiske Udviklings- og Demonstrationsprogram (EUDP), der er en offentlig tilskudsordning. Ordningen støtter ny teknologi på energiområdet, som kan bidrage til at indfri Danmarks målsætninger inden for energi og klima. Projektet startede i januar 2019 og afsluttes i november 2020.

Denne rapport er resultatet af arbejds pakken AP 7 – *Energiintegration af biogasproduktion og biogasopgradering* og er udarbejdet af:

Thomas Ahrens Nielsen, PlanEnergi
 Line Borup, PlanEnergi
 Grethe Hjortbak, PlanEnergi
 Kristian Bjørndal Sørensen, PlanEnergi

Projektets offentligtgjorte resultater kan frit citeres med kildeangivelse.

Tabel 1: Modelanlæg fra arbejds pakke 2

Modelanlæg	Mindre biogasanlæg (Stort gårdanlæg / mindre fællesanlæg) <i>Anlæg 1-M</i>	Mellemstort biogas- anlæg (mellemstort fælles- anlæg) <i>Anlæg 2-A</i>	Stort biogasanlæg (stort fællesanlæg / industrianlæg) <i>Anlæg 3-A</i>	Meget stort biogas- anlæg (meget stort indu- strianlæg) <i>Anlæg 4a-A og Anlæg 4b-A</i>
Procestemperatur	52 °C	52 °C	52 °C	52 °C
Biomasseinput	130.000 tons/år	420.000 tons/år	840.000 tons/år	1.780.000/1.030.000 tons/år
Metaneksport til gasnet	4.300.000 Nm ³ CH ₄	12.900.000 Nm ³ CH ₄	25.800.000 Nm ³ CH ₄	51.600.000 Nm ³ CH ₄
Opgraderingsanlæg	Membran	Aminskrubber	Aminskrubber	Aminskrubber

2 Indledning

Energiforbrug ved bionaturgasproduktion er af væsentlig betydning for produktionsprisen på bionaturgas, der er specielt et stort energiforbrug forbundet med opvarmning til procestemperatur i reaktortanke og til brug i opgraderingsanlæg. Tidligere projekter viser en udgift på 5-7 % af den årlige indkomst ved anlæg med aminopgradering og 0,5 % ved membran anlæg, dertil skal tillægges en øget el udgift ¹. Derfor er det essentielt at undersøge energieffektivisering for at gøre produktion bionaturgas både mere konkurrencedygtigt samt grønnere.

Dette notat vil undersøge muligheder for optimering og udveksling af varme internt i systemet, samt yderligere at undersøge muligheder for at sælge varmen til omkringliggende fjernvarmeværker eller andre med et stort varmebehov. Det store varmebehov og flows i et biogasanlæg gør også, at der er øget mulighed for at genanvende og optimere disse ved brug af en varmepumpe.

Ved produktion af varme til biogasprocessen anvendes der i dag primært naturgaskedler, mens nogle bruger biomassekedler. Derfor undersøges det, hvilken klimaeffekt og miljømæssige fordele der kan opnås via energieffektivisering og mindsket forbrug af fossile brændsler til produktion af bionaturgas.

¹ Erfaringstal fra PlanEnergi 2020.

3 Konklusion og opsummering

Det er undersøgt, hvorvidt en varmepumpe på fortanken er en rentabel investering for at reducere metanudledningen fra biogasproduktionen, dette er gældende for anlæg uden gastæt overdækning. Temperaturen i fortanken varierer med udetemperaturen fra 15 til 27 °C, og da metanudledningens størrelse afhænger af temperaturen på mediet, vil der være et større tab om sommeren. Ved installation af en varmepumpe på fortanken kan temperaturen sænkes til ca. 15 °C over hele året, hvilket betyder at metanproduktion bringes i stå. Dette er rentabelt, fordi den højere metanproduktion udnyttes i anlægget og tilfører en ekstra indtægt. Forslaget skal ses som et alternativ til gasopsamling.

Mulighederne for udnyttelse af varmen i den afgassede gylle er undersøgt og beregnet. Den afgassede gylle har ofte en temperatur mellem 35 og 40 °C og kan variere henover året, men i denne case benyttes en konstant temperatur på 40 °C. Der er derved et varmpotentiale, samtidig med at det miljømæssigt vil være en fordel at gyllen er nedkølet når den leveres ud til landmændene, enten til lagring i lagertank eller til direkte udsprengning. Omkostningerne ved at investere og drifte et varmepumpeanlæg er beregnet og sammenholdt med de indtægter som salg af varme kan give. Tilbagebetalingstiden kan være 6-7 år i visse tilfælde, som er meget afhængig af om biogasanlægget kan sælge varme til fjernvarme, bruge det selv til procesvarme, eller der er overskud af varme på anlægget.

Det er undersøgt hvorvidt gasdrevne varmepumpe kan konkurrere med eldrevne varmepumpe, selvom gasvarmepumpen har en lavere effektivitet og har højere investeringsomkostninger. I eksemplet sammenlignes en 0,12 MW_{varme} eldrevet varmepumpe med en 0,12 MW_{varme} gasdrevet varmepumpe i EnergyPro med el og naturgaspriser fra 2019, og det findes at det giver den største årlige besparelse at investere i en gasdrevet varmepumpe.

Det er undersøgt om det er muligt og rentabelt at udnytte højtemperatur varmepumper, for derved at fortrænge fossilt brændselsindkøb f.eks. naturgas, som ofte anvendes ved levering af hedt vand til Amin-opgraderingsanlæg. Der er regnet på tre scenarier for integration af varmepumper. Driftsomkostningerne kan reduceres med hhv. 90.000, 390.000 til 350.000 for scenarierne 1 til 3. I det økonomisk mest fordelagtige eksempel kan varmepumper næsten konkurrere med naturgaskedlen, men afhænger dog i stor grad af muligheden for tilskud til investeringsomkostninger til varmepumper, da de har højere investeringsomkostninger end en naturgaskedel.

Mulighederne og besparelspotentialer i varmeveksling mellem den afgassede biomasse og den biomasse, som pumpes ind i anlægget, er undersøgt. Det er antaget, at biomassen, der pumpes ind i varmeveksleren allerede er forvarmet til 33 °C med standard varmeveksling, som findes på langt de fleste anlæg, mens den varme strøm til varmeveksleren er en delstrøm fra opgraderingsanlægget med 53 °C. To forskellige veksleropbygninger fra hhv. Alfa Laval og WEISS er undersøgt. Det er fundet, at der fra første år er en nettobesparelse ved veksleren fra WEISS på hhv. ca. 63.000 kr., 270.000 kr., 580.000 kr., 640.000 kr. og 880.000 kr. for de fem modelanlæg. Besparelsen ved veksleren fra Alfa Laval er hhv. 70.000 kr., 140.000 kr., 330.000 kr., 380.000 kr. og 760.000 kr.

I forbindelse med brug af gylle varmevekslere på biogasanlæg, er der et behov for rengøring. Rengøringen er idet fouling (belægning på indersiden af røret) sænker rørets indre diameter og varmeoverføringsevne. Dette forårsager i øget pumpetid og behov for større tryk fra pumper og derved øget elforbrug. Der anvendes store mængder syre til rengøring. Det er derfor undersøgt, hvor stort et besparelspotentiale der er ved at anvende et system, der frasorterer foulingen fra syren og derved gør det muligt at genanvende den. Besparelsen ved de tre modelanlæg er fundet til hhv. 12.500 kr., 37.500 kr. og 75.000 kr.

Tabel 2: Samlede resultater arbejdsplan 7

Tiltag til reduktion af produktionsomkostninger til opgraderet biogas (kr./Nm³ CH₄)					
	Anlæg 1-M	Anlæg 2-A	Anlæg 3-A	Anlæg 4a-A	Anlæg 4b-A
Varmepumpe på fortank	-0,010	-0,005	-0,006	+0,019	-0,029
Varmepumpe på efterlagertank	-0,008	-0,012	-0,013	-0,014	-0,008
Varmepumper til integration mellem opgraderings- og biogasanlæg	+0,12	+0,12	+0,12	+0,12	+0,12
Varmeveksling WEISS	-0,015	-0,021	-0,023	- 0,017	-0,012
Varmeveksling Alfa Laval	-0,016	-0,005	-0,013	-0,015	-0,007
CIP - rengøring af rør og vekslere	-0,003	-0,003	-0,003	-0,003	-0,002

4 Kortlægning af forudsætninger

En varmepumpe udnytter en varmekilde ved at flytte varmeenergien for et temperatursæt til et andet. En egnet varmekilde er derfor først og fremmest vigtig at få identificeret, samt hvilke flows der kan udnyttes til energiintegration på et biogasanlæg. Derudover kigges der på tilgængelighed, temperaturer, variationer over året og energimængde. Fælles for biogasanlæg er en kontinuerlig produktion, hvilke giver gode muligheder for varmepumpeprojekter.

Kortlægning af muligheder for energiintegration mellem biogasproduktion og opgraderingsanlæg tager udgangspunkt i de tre modelanlæg opstillet i AP 2 – et mindre biogasanlæg, et mellemstort, stort og meget stort biogasanlæg, som præsenteret i Tabel 3. Ved opgraderingsteknologien på de store anlæg er vandskrubber fravalgt, da den maksimale kapacitet fra en producent er på 5000 m³ biogas/h, og der derfor er behov for flere enheder, som gør løsningen dyr og optager mere plads.

Tabel 3 modelanlæg fra arbejdsmappe 2.

Modelanlæg	Mindre biogasanlæg (Stort gårdanlæg / mindre fællesanlæg) <i>Anlæg 1-M</i>	Mellemstort biogasanlæg (mellemstort fællesanlæg) <i>Anlæg 2-A</i>	Stort biogasanlæg (stort fællesanlæg / industrianlæg) <i>Anlæg 3-A</i>	Meget stort biogasanlæg (meget stort industrianlæg) <i>Anlæg 4a-A og Anlæg 4b-A</i>
Procestemperatur	52 °C	52 °C	52 °C	52 °C
Biomasseinput	130.000 tons/år	420.000 tons/år	840.000 tons/år	1.780.000/1.030.000 tons/år
Metaneksport til gasnet	4.300.000 Nm ³ CH ₄	12.900.000 Nm ³ CH ₄	25.800.000 Nm ³ CH ₄	51.600.000 Nm ³ CH ₄
Opgraderingsanlæg	Membran	Aminskrubber	Aminskrubber	Aminskrubber
Temperatur fortank ²	Varierer mellem 15-27 °C over året			
Gns. temperatur efterlagertank ³	40 °C			

Som det kan aflæses af Tabel 3 er der opstillet nogle temperatursæt for temperaturen i fortank og efterlagertank for at beregne på potentialet. Der anvendes målinger fra MEC-Biogas i fortanken og Vegger Biogas for temperatur i efterlagertanken. Temperaturerne i efterlagertanken kan svinge fra anlæg til anlæg alt efter om, der anvendes varmeveksling og hvilken procestemperatur udrådningen foregår med i reaktoren.

Som det er beskrevet i arbejdsmappe 6 (AP6) anvendes der en stor mængde varme ved aminopgradering, som ofte produceres af naturgas eller biomasse. Der er allerede et stort fokus på varmegenindvinding for at gøre aminanlæggene konkurrencedygtige, derfor genanvender nogle anlæg mellem 40 og 80 % af den tilførte varme til proces eller salg af varme til fjernvarmenet. I anlæg med membran anlæg er der ligeledes mulighed for varmegenindvinding. I denne arbejdsmappe vil det undersøges, hvordan der kan opnås en bedre varmeintegration mellem opgradering og biogasanlæg ved at integrere en varmepumpe i systemet for at få varme af en højere værdi fra processen.

² Målinger fra MEC-Biogas

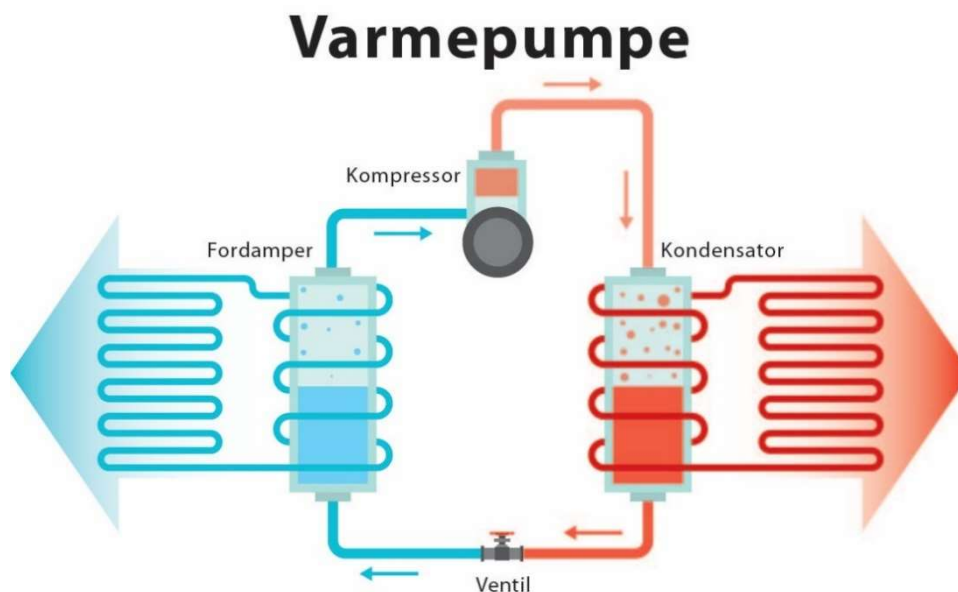
³ Målinger fra Vegger Biogas

Gennemgående i notatet er tiltagens økonomiske gevinst sat i relation til potentielle besparelser på modelanlæggene i Tabel 3 fra arbejdsmappe 2.

Intro til varmepumper

Der forudsættes et vist kendskab til varmepumpeteknologien, der vil dog være en kort introduktion til varmepumper, der kan være relevante at undersøge i forbindelse med overskudsvarmeprojekter på biogasanlæg. På Figur 1 ses en simpel model af en varmepumpe, varmepumpen producerer varme og køling. Fordamperen optager energi fra omgivelserne, i dette tilfælde overskudsvarme fra en proces og overfører det via en varmeveksler til varmepumpens kølekreds. Dette får kølervæsken i varmepumpens kreds til at fordampe. Derefter presses dampen sammen i en kompressor, så trykket og temperaturen stiger. Den varme damp ledes igennem en kondensator, der afgiver varmen til en vekslerkreds, der nu kan udnyttes til det ønskede formål ved en højere temperatur. Kølemidlet kommer igen på væskeform og ledes via en ventil tilbage i fordamperen og processen gentages. Der er forskellige kølemidler til brug i varmepumpen både naturlige og ikke naturlige. Brug af de ikke naturlige kølemidler (HFC-holdige kølemidler) som har været meget anvendt tidligere, men der arbejdes på primært at benytte naturlige kølemidler som CO₂, propan, ammoniak og vand i fremtidige varmepumper. Der findes to forskellige typer varmepumper; en kompressionsvarmepumpe (drives af en elektrisk motor eller en forbrændingsmotor) og en absorptionsvarmepumpe (drives af varme ex. damp, varmt vand eller olie).

Derudover findes der hybridvarmepumper, der har den fordel, at de alt efter, hvilket drivmiddel der er billigst, kan anvende f.eks. el eller gas.



Figur 1: Eldrevet varmepumpe.

Rentabiliteten i en varmepumpeløsning afhænger af, hvor effektivt den kan konvertere den tilførte energi (el til at drive kompressoren) til varme (den mængde energi varmepumpen leverer), det udtrykkes som COP (Coefficient Of Performance). En varmepumpes COP udregnes ved forholdet mellem leveret varme ("hvad man får ud af det") og den tilførte energi ("det man betaler"):

$$COP = \frac{\text{Leveret varmeeffekt (kW)}}{\text{Samlet energiforbrug - effekt (kW)}}$$

Varmepumpens COP afhænger ligeledes af de temperatursæt varmepumpen opererer under, dette kan ses ud fra udtrykket for den teoretisk maksimale COP, Carnot-COP. Carnot-COP arbejder med konstant kildetemperatur (varmepumpens kolde side, T_L) og varmeaftagertemperatur (varmepumpens varme side, T_H):

$$COP_{Carnot} = \frac{T_L}{T_H - T_L}$$

Lorenz-COP er en udvidet version af Carnot-COP. Lorenz-COP er populært sagt den samlede COP for uendeligt mange seriekoblede varmepumper, der hver har en Carnot-COP. Lorenz-COP gør derfor, at vi kan regne på et system der er mere effektivt end Carnot-COP, hvis der er tale om en varmekilde og eller aftager, der ændrer sig over året.

5 Leverancer/aktiviteter

På baggrund af en kortlægning af relevante strømme i biogasanlæg og opgraderingsanlæg, er der opstillet fem udvalgte cases for energioptimering til detaljering:

- 6 Elektrisk drevet varmepumpe – køling af fortank
- 7 Elektrisk drevet varmepumpe - varme fra efterlagertank
- 8 Gasvarmepumpe som erstatning eller supplement til en elektrisk drevet varmepumpe.
- 9 Højtemperatur varmepumpe i forbindelse med opgraderingsanlæg
- 10 Varmeveksling

Hvert af de fem energiintegrationstiltag vil indeholde detaljerede beregninger af CAPEX, OPEX og genvunden energi for modelanlæg præsenteret i Tabel 3. Derudover er der som opsamling på hvert afsnit, vurderet på tiltaget økonomiske og miljømæssige betydning.

6 Varmepumpe – køling af fortank

I forbindelse med EUDP-projektet ”Præ-proces - Biogas til Energi” er det undersøgt, hvilke muligheder der er for at reducere metantabet fra fortanke og derved øge biogasproduktionen fra biogasanlægget⁴. Ved målinger på Maabjerg- og Thorsø Biogas er det fundet at metantabet i fortanke afhænger af temperaturen i fortanken og at denne svinger mellem 15 og 27 °C afhængigt af ude temperaturen over året. Yderligere er det fastlagt, at ved temperaturer på 15 °C og derunder er metan produktionen meget begrænset. I projektet er der ligeledes udført målinger på flow af biogas og sammensætningen af metan fra to fortanke ved Maabjerg Biogas. Det er fundet, at metantabet i høj grad er temperaturafhængigt og tabet af metan ved Maabjerg og Thorsø biogas er hhv. 250 Nm³CH₄/døgn og 60Nm³CH₄/døgn. For at begrænse metan produktionen i fortanken er der regnet på køling via en vand/vand varmpumpe. Varmepumpen køler på biomassen i fortanken og kan derved levere procesvarme til reaktortanken med høj effektivitet.

For at optimere på opvarmning til procesvarme til reaktortanken samtidig med at reducere metan udledningen, er lignende beregninger lavet på baggrund af forudsætninger for de øvrige modelanlæg for at vurdere, hvilken indflydelse det har for OPEX, CAPEX og ikke mindst prisen pr. Nm³ CH₄.

Målet for analysen er at komme så tæt på en gennemsnitstemperatur på 15 °C over året for at stoppe metaniseringen, men samtidig uden at gå på kompromis med varmpumpens COP og derved økonomi.

Forudsætninger for beregninger:

Det er antaget, at den varme som produceres ved kondensering i varmpumpen kan genanvendes til opvarmning af biomassen inden reaktortanken og derved substituerer naturgas. Der er ikke medregnet en gevinst ved den varme, der produceres, da biomassen skal opvarmes igen inden den tilføres reaktoren og derfor blot udliges.

Potentialet for varmpumpen er den tilførte biomasse til fortanken, hvilket består af gylle fra svin, kvæg og mink i dette tilfælde. Det antages, at biomassetilførslen til reaktor foregår kontinuert over ugen, men at der kun køres gylle til fortanken mandag til fredag.

Værdien af køling på fortank er fastsat ved værdien af den øgede biogasproduktion i reaktortanken, denne er sat til 1 % af den samlede årlige gasproduktion⁵. Prisen på bionaturgas er sat til 6 kr.

Varmepumpen vil starte når temperaturen kommer over en fastsat max temperatur på 16 °C i fortanken og slukke når temperaturen i fortanken er min 14 °C for at forhindre metanisering af biomassen.

Varmepumpens investeringspris er 5 mio. kr./MW, og indeholder samtlige komponenter til varmpumpen, på nær varmeveksleren, som beregnes separat ud fra størrelsen på varmpumpen.

Udgifterne til drift af varmpumpen fordeler sig mellem drift og vedligeholdelsesomkostningerne på 15 kr./MWh-varme, og indkøb af elektricitet til en pris på 484 kr./MWh, hvilket er inkl. elpris og tariffer, men ekskl. afgifter, da varmen produceret på el udnyttes til proces. I beregningerne finansieres varmpumpen med en afskrivningsperiode på 20 år, som er varmpumpens tekniske levetid, samt ved en lånerente på 10 %.

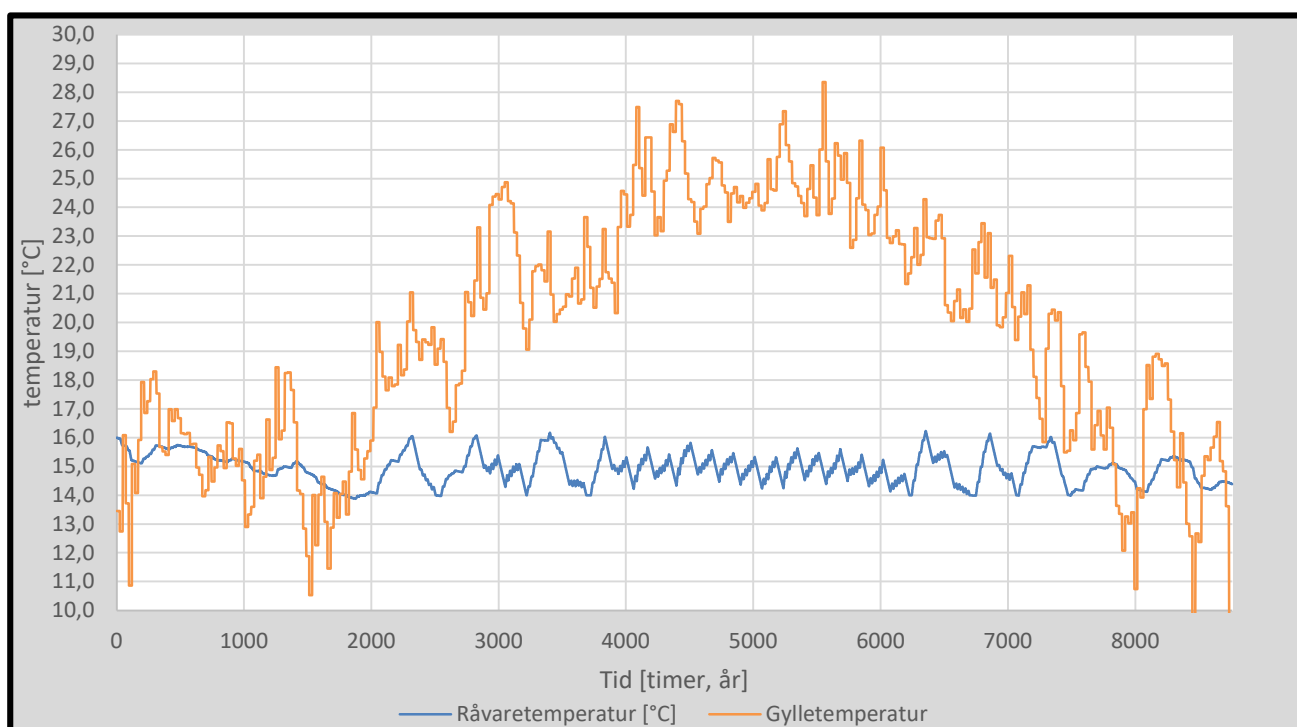
⁴ Møller, Nielsen & Nedergaard, 2019 – Præproces – biogas til energi.

⁵ Møller, Nielsen & Nedergaard, 2019 – Præproces – biogas til energi.

Resultater

I dette afsnit ses en gennemgang af resultaterne ved varmepumpe der henter varme fra fortanken ved modelanlæggene.

På Figur 2 kan gylletemperaturen på biomassen i fortanken aflæses, som den gule kurve. Det ses at den i høj grad afhænger af udetemperaturen. Den blå kurve viser råvaretemperaturen i lageret efter implementering af køling via varmepumpe. Målet for analysen var som sagt at opnå en gennemsnitstemperatur over året på ca. 15 °C for at nedbringe metan udledningen fra fortanken, mens samtidig opnå en høj COP på varmepumpen for at opnå god rentabilitet i projektet. Den maksimale temperatur på lageret er fastsat til 16 °C, mens min. temperaturen er fastsat til 14 °C. Det kan ses på Figur 2 at varmepumpen begynder at køle gyllen, når dennes temperatur er højere end 16 °C og slukker igen, når temperaturen har nået en min. temperatur på 14 °C. Dette gør sig også gældende for de øvrige modelanlæg.



Figur 2: Temperatur i fortank m. gyllekøling ved modelanlæg 1M

I Tabel 4 ses de samlede resultater fra analysen ved modelanlæggene. På baggrund af de reducerede drifts-omkostninger ved at installere en varmepumpe, samt en øget gasproduktion, da gassen opsamles og udnyttes i gassystemet, findes der en omkostningsændring i kr./Nm³ CH₄ pr. modelanlæg på mellem -0,029 og +0,019, nærmere fremgår af Tabel 4.

Tabel 4: Samlede resultater ved køling på fortank for de tre modelanlæg.

Varmepumpe på fortank	Anlæg 1-M	Anlæg 2-A	Anlæg 3-A	Anlæg 4a-A	Anlæg 4b-A
Drifts og produktion					
Gyllens gns. temp gylle, °C	14,9	14,9	14,9	14,6	14,8
Fuldstimer, timer	3999	3307	3312	1985	2868
Installeret effekt VP, MW-varme	0,13	0,61	1,21	4,14	1,46
Total varmeproduktion, MWh	633	2009	4019	8191	4183
COP _{varme} (årgennemsnit)	4,17	4,18	4,19	4,17	4,17

Økonomi					
Netto investering VP + varmeveksler (CAPEX)	1.163.693 kr.	3.969.395 kr.	7.757.937 kr.	25.989.546 kr.	9.286.248 kr.
CAPEX bidrag inkl. finansiering pr. år	136.687 kr.	466.244 kr.	911.244 kr.	3.052.722 kr.	1.090.759 kr.
Driftsomkostninger (OPEX) pr. år m. VP	82.921 kr.	262.630 kr.	524.516 kr.	1.074.497 kr.	548.449 kr.
Driftsomkostninger (OPEX) pr. år u. VP	0 kr.	0 kr.	0 kr.	0 kr.	0 kr.
Øget biogasproduktion	263.073 kr.	787.749 kr.	1.578.352 kr.	3.156.705 kr.	3.156.705 kr.
Ændring i OPEX + øget biogasproduktion	180.151 kr.	525.119 kr.	1.053.836 kr.	2.082.208 kr.	2.608.256 kr.
Omkostningsændring kr./Nm³ CH₄	- 0,010	- 0,005	- 0,006	0,019	- 0,029

Yderligere der opnås en betydelig effekt på anlæggets metan udslip til omgivelserne og derved være med til at indfri Biogas Danmarks mål om mindst 1 % metantab⁶, da det antages at den sættes i bero. Der må ligeledes forventes en besparelse på lugtrensning.

Ovenstående eksempel kan ses som et alternativ til gasopsamling på fortanke. Dette er især relevant på mindre og ældre anlæg, hvor den eneste mulighed for at reducere metantabet er ved køling af fortanken. Dette metantab kan også opnås ved en investering i gasopsamling på et anlæg, dette koster ca. 300.000 kr.

Gasopsamling er dog primært relevant, hvor gassen opgraderes enten ved amin eller membran anlæg. Ved anlæg med motordrift, kan den svingende gaskvalitet gøre at der vil opleves udfald i motordriften. Selv ved anlæg med opgraderingsteknologier skal det bemærkes at da gassen fra fortanken vil indeholde en større mængde CO₂ kan det betyde større energi eller membran overflade for at rense metanen.

7 Varmepumpe – varme fra efterlagertank

Det 2. energiintegrationstiltag vil indeholde detaljerede beregninger af CAPEX og OPEX ved at udnytte den varme, som findes i den afgassede gylle ved efterlagertanken.

Indskæring for Varmepumpe

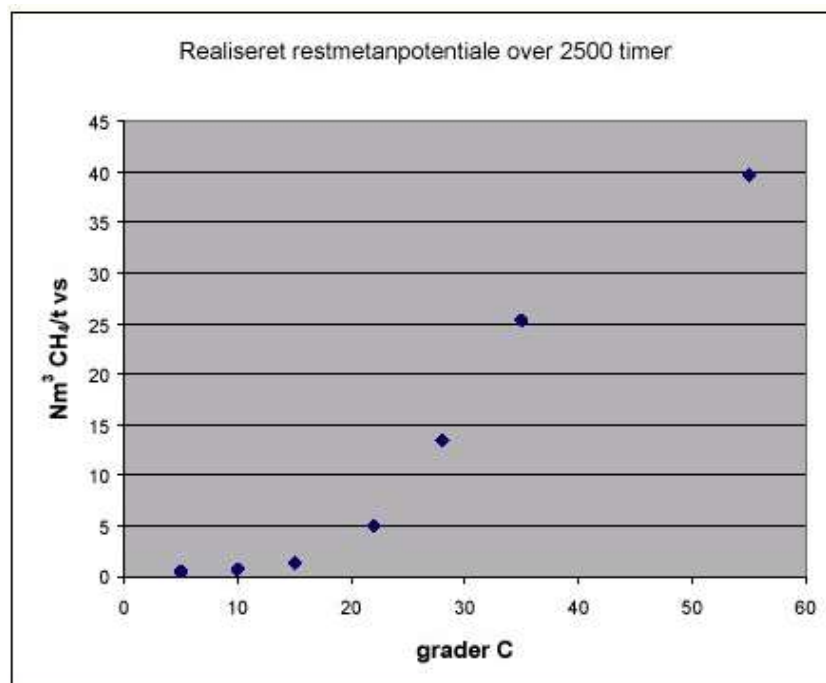
Varmepumpen tilkøbes før efterlagertanken, og vil i et serieforbundet kredsløb, med konstant flow af biomasse, kunne udnytte varmen fra den afgassede biomasse. Langt fra alle biogasanlæg er ens, og derfor findes der også anlæg, som ikke har en konstant levering af gylle til efterlageret. Ved et inkonsistent medie vil varmpumpen muligvis have en forringet effektivitet, da varmpumpeteknologien ikke er en hurtigregulerende teknologi, og det ved ændringer i driftsbetingelserne, vil tage varmpumpen tid at kompensere og indstille driften igen. I nedenstående beregninger for brugen af varmpumper på efterlagertanke, er der udelukkende lavet beregninger på en gyllemængde, som er konstant hen over døgnet, baseret på det årlige biomasseinput fra modelanlæggene i AP2.

⁶ Biogas Danmark. (2019). Frivilligt måleprogram for metantab.

<https://biogasbranchen.dk/nyheder/2019/frivilligt-m%c3%a5leprogram-for-metantab>

Rest metan potentiale

Da der på nogle anlæg allerede vil være gasopsamling på efterlagertanken, vil det ikke være relevant at installere køling, da man mister en del af sin metanproduktion, hvis metaniseringen sættes i stå. Figur 3 viser restpotentialet i den afgassede biomasse ved forskellige temperaturer. Det giver en indikation af, hvor stor en indflydelse kølingen har på gasproduktionen fra efterlageret. Hvis temperaturen falder ved en køling fra 40 til 15 grader vil det betyde et fald fra 31 til 0-1 Nm³ CH₄ pr. ton VS, hvilket svarer til en reduktion på 97 %. Forudsætninger for Figur 3 er afgasset organisk dagrenovation efter en termofil proces på 15 dage, hvor der er opnået en omsætningsgrad på ca. 75 %, så hvis opholdstiden er længere, vil betyde mindre ved nedkøling af gassen, da der produceres mindre i efterlagertanken.



Figur 3: Restmetanpotentialet i Nm³ CH₄ pr. T VS ved temperaturerne 5, 10, 15, 22, 28, 35 og 55 °C⁷.

Forudsætninger og drift af varmepumpe

Der er opsat en række forskellige forudsætninger, for at kunne beregne økonomien ved at benytte en varmepumpe, som udnytter den varme, der er i den afgassede biomasse i efterlagertanken. De forudsætninger som er benyttet, foruden det før omtalte biomasseinput, kan opdeles i to kategorier, forudsætning for mediet (gyllen) og forudsætninger for varmepumpen.

Forudsætninger for mediet

Den færdigbehandlede biomasse strømmer med konstant flow til efterlagertanken ved en temperatur på 40 °C med en beregnet tørstofprocent på 6,1-6,3 % afhængig af, hvilket modelanlæg der regnes på.

Forudsætninger for varmepumpen

⁷ [kilde: <https://www2.mst.dk/udgiv/publikationer/2003/87-7972-702-6/html/kap03.htm>]

Det antages at den varme, som produceres ved kondensering i varmepumpen, kan sælges til et fjernvarmenet til en pris på 250 kr./MWh. ved en fremløbstemperatur på 70 °C. Alternativt vil varmen kunne bruges på selve anlægget, og på den måde fortrænge fossile brændsler til opvarmning, som benyttes til opvarmning. Det kunne f.eks. være relevant at bruge varmen i hygiejniseringsprocessen eller til opvarmning af gyllen til procestemperatur før reaktoren. Hygiejniseringsprocessen foregår ved 70 °C.

Varmepumpens driftsdata er indhentet på en varmepumpeløsning fra ThermoNova, på 30-200 kW pr. unit, som kan udnytte varmekilder mellem 15-55 °C. Kølemiddelet som bruges i varmepumpens lukkede kredsløb, er R-134a – Tetrafluorethan – som er et naturligt kølemiddel og blandt andet benyttes i aircondition og klimaanlæg. Varmepumpen, som er en vand til vand, er designet til bl.a. køling af gylle, og kan levere varme ved op til 85 °C.

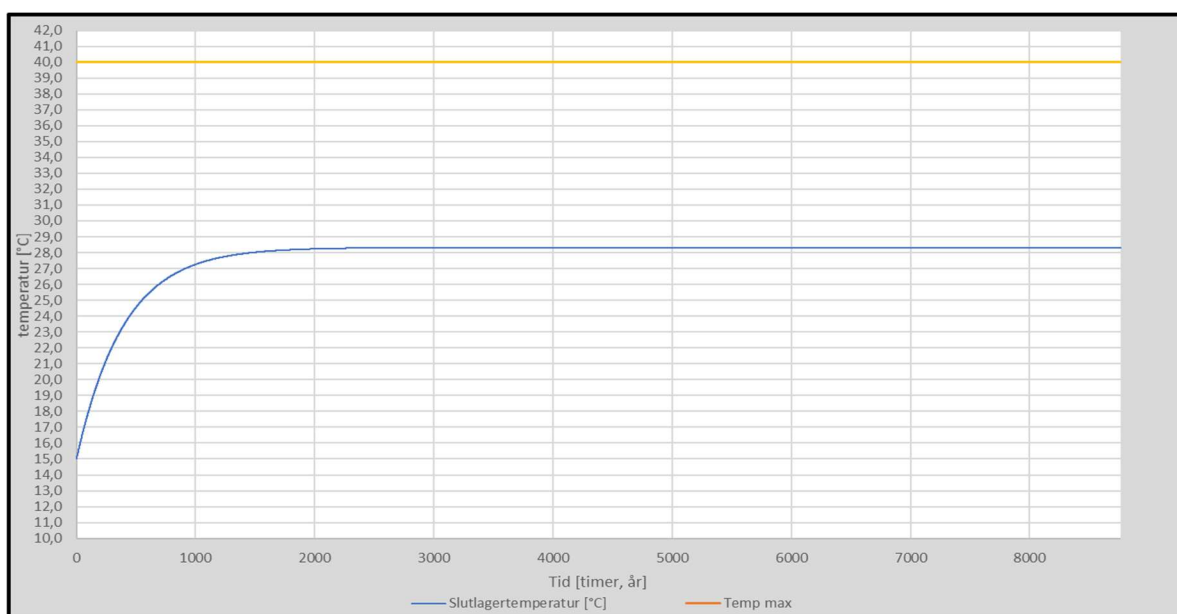
Varmepumpens investeringspris er ca. 5 mio. kr./MW_{varme}, og indeholder samtlige komponenter til varmepumpen, på nær varmeveksleren. Varmeveksleren er en Lackeby slam/vand varmeveksler, og beregnes ud fra varmepumpens køleeffekt og gennemsnitlige priser leveret af leverandøren.

Drift- og vedligeholdelsesomkostningerne til varmepumpen er baseret på energistyrelsens teknologikatalog med en samlet omkostning på 15 kr./MWh-varme. Elprisen er 484 kr./MWh inkl. afgifter. Varmepumpens tekniske levetid er 20 år. I beregningerne finansieres varmepumpen med en afskrivningsperiode på 20 år, ved en lånerente på 10 %.

Drift af varmepumpe

Varmepumpen driftes ud fra et princip om at varmepumpen skal kunne køle mediet til den ønskede temperatur i efterlageret. Det er antaget at varmepumpen som minimum skal køle mediet ned til ca. 35 °C for at kunne optage den nødvendige varme, så kondenseringstemperaturen til fjernvarmenettet, kan hæves til 70 °C.

Vælges der en for lille varmepumpe er det ikke muligt at køle mediet til den ønskede temperatur, som det også er illustreret i Figur 4. I Figur 4 ønskes en temperatur på slutlageret på 15 °C, men varmepumpen har kun kapacitet til at køle mediet til ca. 28 °C på den måde, er det muligt at afgøre om størrelsen på varmepumpen er tilstrækkelig.



Figur 4: En varmepumpe med for lille kapacitet kan ikke køle til den ønskede temperatur.

Det er yderligere blevet undersøgt, hvorvidt det vil være rentabelt af køle gyllen til 20 °C, for derved at reducere metaniseringen. På den måde kan emissionen fra et anlæg uden gasopsamling reduceres.

Resultater

Det er i beregningerne ikke taget højde for at flere units med flere temperaturløft kan øge ydelsen (COP) på varmepumpen, hvorfor der kan være en øget gevinst forbundet med sådanne varmepumpesammensætninger.

Beregningerne af varmepumpen på efterlagertanken er baseret på den kortest mulige tilbagebetalingstid, hvilket resulterer i en kapacitet for varmepumpen på de tre modelanlæg på hhv. 0,14 MW, 0,43 MW og 0,85 MW, og en simpel tilbagebetalingstid på hhv. 7,1, 6,3 og 6,1 år.

For de tre modelanlæg kan varmepumperne stort set driftes på fuldlast i alle årets timer, ved at køle gyllen fra 40 °C til 32 °C, hvorfor varmeproduktionen er næsten optimal for anlæggene.

Tabel 5: Resultater CAPEX og OPEX for varmepumpe på efterlagertank.

Varmepumpe, efterlagertank					
Varmepumpe på efterlagertank	Anlæg 1-M	Anlæg 2-A	Anlæg 3-A	Anlæg 4a-A	Anlæg 4b-A
Drift og produktion					
Gyllens gns. temp gylle, °C	32	32	32,5	32	32
Fuldlasttimer, timer	8639	8760	8760	8760	8760
Varmepumpe effekt MW _{varme}	0,18	0,56	1,10	1,81	1,05
Total varmeproduktion, MWh/år	1572	4896	9679	20554	11943
ÅrsCOP	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16
Økonomi					
Netto investering VP + varmeveksler (CAPEX)	1.297.879 kr.	3.619.891 kr.	6.982.804 kr.	14.629.504 kr.	8.574.795 kr.
CAPEX-bidrag inkl. finansiering kr. pr. år	152.448 kr.	425.191 kr.	820.198 kr.	1.718.376 kr.	1.007.192 kr.
Driftsomkostninger (OPEX) kr./år	206.447 kr.	642.954 kr.	1.270.955 kr.	2.698.925 kr.	1.568.249 kr.
Salg af fjernvarme, kr./år	393.048 kr.	1.224.101 kr.	2.419.734 kr.	5.138.402 kr.	2.985.742 kr.
Omsætning, kr./år	186.601 kr.	581.147 kr.	1.148.778 kr.	2.439.477 kr.	1.417.493 kr.
Nettobesparelse kr./år	34.153 kr.	155.956 kr.	328.581 kr.	721.101 kr.	410.301 kr.
Simpel tilbagebetalingstid, år	7,0	6,2	6,1	6,0	6,0
Omkostningsændring kr/Nm³ CH₄	- 0,008	- 0,012	- 0,013	- 0,014	- 0,008
Rest metan potentiale, Nm ³ CH ₄ /år	47.499	179.363	381.716	763.433	361.073
Rest metan potentiale, kr./år	284.995 kr.	1.076.180 kr.	2.290.297 kr.	4.580.597 kr.	2.166.436 kr.

En investering i en varmepumpe på efterlageret må betragtes som rentabel, da den årlige nettobesparelse er positiv for alle modelanlæg. Den årlige nettobesparelse er på mellem 34.000 og 720.000 afhængig af størrelsen på anlægget, hvilket giver en gevinst på 0,008 og 0,014 kr. pr. produceret Nm³ CH₄. Dog skal der i ovenstående beregninger indregnes et tab i rest metan potentiale, i det tilfælde hvor gasopsamling haves på lageret. Restpotentialet efter udrådning er fundet ved de tre anlæg på baggrund af biomasseinput, HRT (opholdstiden i reaktoren) og temperaturen gyllen afkøles til. Beregning af tab af restpotentialer er pålagt store usikkerheder, da det ikke er sikkert, at hele restpotentialer kan udnyttes i efterlagertanken.

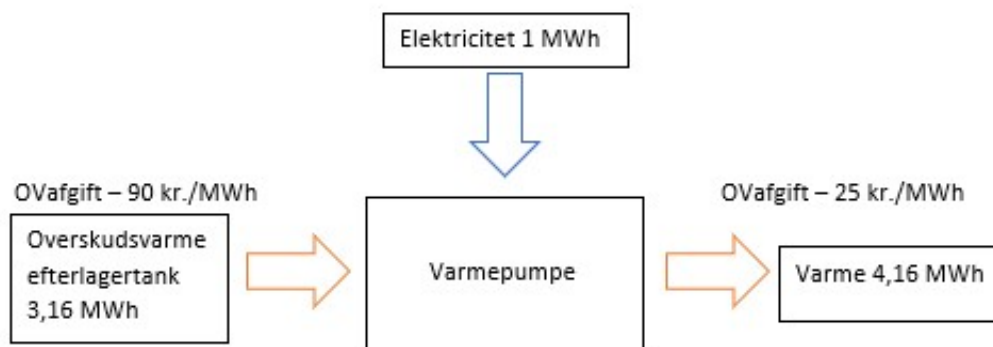
Derudover er det undersøgt, hvad det vil betyde for tilbagebetalingstiden at køle temperaturen på efterlagertanken ned til 20 °C. Disse resultater fremgår af Tabel 6. Resultatet af disse beregninger er en tilbagebetalingstid på mellem 7 og 9 år afhængig af anlægsstørrelsen.

Tabel 6: Resultater CAPEX og OPEX for varmepumpe på efterlagertank.

Varmepumpe, efterlagertank					
Varmepumpe på efterlagertank	Anlæg 1 M	Anlæg 2 A	Anlæg 3 A	Anlæg 4a-A	Anlæg 4a-A
Drift og produktion					
Gyllens gns. temp gylle, °C	20	20	20	20	20
Fuldlasttimer, timer	8760	8760	8760	8760	8760
Varmepumpe effekt MW _{varme}	1,02	1,89	3,29	6,58	3,83
Total varmeproduktion, MWh/år	1.547	15.803	28.840	57.679	33.515
ÅrsCOP	3,05	16541	3,05	3,05	3,05
Økonomi					
Netto investering VP + varmeveksler (CAPEX)	1.297.879 kr.	11.569.183 kr.	20.039.270 kr.	39.901.611 kr.	23.259.513 kr.
CAPEX-bidrag inkl. finansiering kr. pr. år	152.448 kr.	1.358.912 kr.	2.353.805 kr.	4.686.828 kr.	2.732.054 kr.
Driftsomkostninger (OPEX) kr./år	203.168 kr.	2.872.287 kr.	5.007.815 kr.	10.015.625 kr.	5.819.722 kr.
Salg af fjernvarme, kr./år	386.806 kr.	4.135.329 kr.	7.209.920 kr.	14.419.832 kr.	8.378.849 kr.
Omsætning, kr./år	183.638 kr.	1.263.041 kr.	2.202.105 kr.	4.404.207 kr.	2.559.127 kr.
Nettobesparelse kr./år	31.190 kr.	-95.871 kr.	-151.701 kr.	-282.622 kr.	-172.927 kr.
Simpel tilbagebetalingstid, år	7,1	9,2	9,1	9,1	9,1
Omkostningsændring kr./Nm³ CH₄	0,007	-0,007	-0,006	-0,006	-0,003
Rest metan potentiale, Nm ³ CH ₄ /år	108.570	531.664	1.065.254	2.130.510	825.309
Rest metan potentiale, kr./år	651.418	3.189.982	6.391.526	12.783.060	4.951.853

Yderligere er der en vigtig parameter, som kan have betydning for rentabiliteten i projektet. Dette er overskudsvarmeafgiften, som skal medtages, når overskudsvarmen genanvendes i en varmepumpe og sælges til fjernvarmenettet. Overskudsvarmeafgiften er yderligere beskrevet i afsnit 11, og er relevant, når processen hvorved overskudsvarmen opstår, kan føres tilbage til et brændsel, hvor der er opnået afgiftsgodtgørelse fx fossile brændsler. Overskudsvarmeafgiften lyder på 90 kr./MWh, det er dog muligt at reducere denne til 36 kr./MWh, men det kræver at biogasanlægget har certificeret energiledelse. Hvis overskudsvarmens temperatur hæves med en varmepumpe inden det sælges, afhænger overskudsvarmen af varmepumpens COP, da der kun betales afgift af en del af overskudsvarmen forudsat, at der er betalt elvarmeafgift. Der betales kun overskudsvarmeafgift, hvis varmepumpens COP er over 3. Varmepumpens COP er i alle tre scenarier på 4,16, derfor betales overskudsvarmeafgift af 1,16 MWh, hvilket svarer til ca. 25 kr./MWh, se nedenstående eksempel og Figur 5. Hvis overskudsvarmen ikke hæves med en varmepumpe inden den sælges, betales der overskudsvarmeafgift af hele overskudsvarmemængden også selv om overskudsvarmen hos fjernvarmeselskabet hæves med en varmepumpe.

$$4,16 \text{ MWh} - 3 \cdot 1 \text{ MWh} = 1,16 \text{ MWh} , \quad \frac{1,16 \text{ MWh} \cdot 90 \frac{\text{kr}}{\text{MWh}}}{4,16} \approx 25 \text{ kr.}$$



Figur 5: Overskudsvarmeafgift ved brug af VP til at levere varme til fjernvarmenet.

Tillægges afgiften projektet betyder dette, at tilbagebetalingstiden hæves betydeligt for alle modelanlæggene.

Samlet set kan det konkluderes, at investeringen er rentabel på baggrund af de valgte forudsætninger, da varmepumpen er tilbagebetalt indenfor dennes levetid, og at projektet begynder at give overskud efter 10 til 12 år. Dette skal dog yderligere beregnes og varmepumpen skal dimensioneres i det enkelte projekt.

Miljømæssige fordele ved køling på efterlagertank

Ved at udnytte overskudsvarme fra biogasprocessen via en varmepumpe til enten fjernvarme eller til interne processer, findes der miljømæssige fordele, hvorved fossile brændsler substitueres. Ved de tre modelanlæg anvendes der naturgas til biogasproces og opgradering. Det kan ligeledes antages at den producerede varme kan substituere fossilbaseret varme i fjernvarmenettet.

Ved at udnytte varmen fra gyllen i efterlagertanken, er det muligt at opnå en emissionsreduktion på mellem 221 og 2.940 ton CO₂-ækv. årligt, afhængig af anlægsstørrelse, hvis det varme der fortrænges, er produceret på naturgas. Ved en varmeproduktion på andet fossilt brændsel, f.eks. olie, vil reduktionen være højere, da olie har højere emissionsfaktor end naturgas.

Klimaeffekten kan ligeledes reduceres betragteligt ved at køle gyllen længere ned end 32 °C, da metanisering af biomassen reduceres væsentligt ved afkøling.

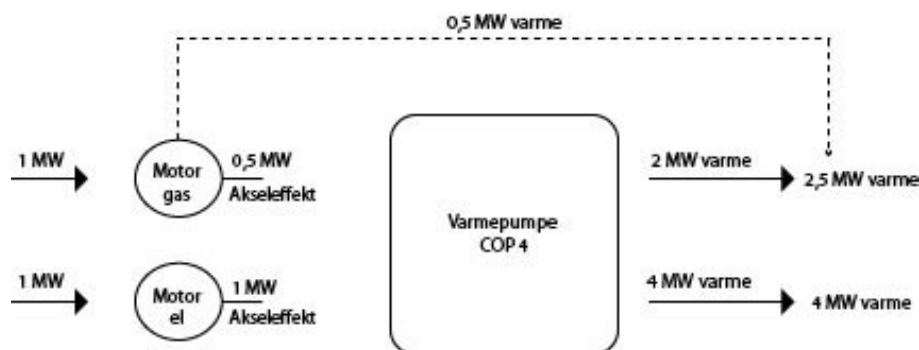
Tabel 7: CO₂ reduktion ved substitution af naturgas.

CO ₂ beregning	Anlæg 1-M	Anlæg 2-A	Anlæg 3-A	Anlæg 4a-A	Anlæg 4b-A
Elforbrug VP, kWh	371.818	1.159.650	2.325.113	4.939.298	2.870.050
CO ₂ ved VP, kg CO ₂ -ækv.	20.078	62.621	125.556	266.722	154.983
Naturgasforbrug kedel (100% effektivitet), kWh	1.547.225	4.825.580	9.675.353	20.553.608	11.942.967
CO ₂ ved naturgaskedel, kg CO ₂ -ækv./år	241.367	752.791	1.509.355	3.206.363	1.863.103
Reduktion ved VP, kg CO ₂ -ækv./år	221.289	690.169	1.383.799	2.939.641	1.708.120
Forudsætninger for beregninger					
CO ₂ el, kg CO ₂ -ækv. /kWh	0,054				
CO ₂ naturgas, kg CO ₂ -ækv. /kWh	0,156				

8 Varmepumpe på gas, gasmotor drevet varmepumpe

I ovenstående to regneeksempler på fortank og efterlagertank er forudsætningen elektriske varmepumper. I dette afsnit, rettes fokus på gasmotor drevet varmepumper, for at skabe en forståelse af, hvordan de to varmepumpe typer differentierer fra hinanden. Varmepumper der kan drives af både gas- og elmotorer, har varierende effektivitet og effekt, afhængigt af energikildetypen og kondenseringstemperaturen. Varmepumperne kan anvende alle typer af energikilder så som udeluft, spildevand, grundvand, havvand etc.

Systemeffektiviteten, er en vigtig parameter der kan være med til at forklare forskellen på en eldrevet og en gasdrevet varmepumpe. Nedenstående illustration viser, at ved at bruge gas som drivmiddel falder systemeffektiviteten da gas motorens akseffekt (virkningsgraden) er ringere end elmotorens. Typisk vil en gas motors virkningsgrad være mellem 30-50 %. Varmepumpens COP er i nedenstående tilfælde 4, hvorfor en varmeproduktion i dette tilfælde vil være på hhv. 2,5 MW og 4 MW. Den stiplede linje illustrerer den varme, som generes fra gasmotorens akse (spildvarme).



Figur 6: Principtegning elektrisk og gas motordrevet varmepumpe

Illustrationen viser at, en gasmotor performer dårligere end en elmotor. I ovenstående tilfælde benyttes 1MW el og 1 MW varme. En simpel beregning af produktionsprisen for varmen vil derfor kunne beregnes ud fra forudsætninger om en:

- Elpris (gennemsnitlig Spotpris 2019) = 287 kr./MWh
- Naturgaspris (2019) = 200 kr./MWh

Dette vil give en:

Produktionspris el = $287/4 = 71,75$ kr./MWh_{varme}

Produktionspris gas = $200/2,5 = 80$ kr./MWh_{varme}

Eksemplet er simpelt, men skaber en forståelse for, hvordan gas- og elvarmepumpen differentierer fra hinanden. På den baggrund er der opstillet et mere detaljeret eksempel, som sammenligner varmepumperne ud fra en økonomisk betragtning. Eksemplet tager udgangspunkt i en reference, hvor varmebehovet på et givent anlæg i forvejen opfyldes af en naturgaskedel.

Der er opstillet et fiktivt varmebehov på ca. 1000 MWh, fordelt ligeligt over årets 8760 timer. Det er derfor valgt et varmepumpe størrelse, som kan levere $1000 \text{ MWh} / 8760 \text{ timer} = \text{ca. } 120 \text{ kW}$ varme i timen. Gasvarmepumpen er som regel dyrere i både investering og vedligeholdelse. Dette er grundet dens kompleksitet og det faktum at der formentlig skal installeres en skorsten. På den baggrund er det PlanEnergis erfaring fra tidligere godkendte projektforslag, at en gasvarmepumpe er mellem 10-20 % dyre i investering ift. elvarmepumpen, samt en vedligeholdelsesomkostning på 25 kr./MWh imod elvarmepumpens 15 kr./MWh.

Brændselsprisen for hhv. gas- og elvarmepumpen er for naturgas en fast pris på 2,197 kr./Nm³ inkl. afgifter mens prisen på el er baseret på el-spot prisen i DK1 + transmissions-, system og distribution tariffer samt en lempet energiafgift på 4 kr./MWh.

Resultater

Tabel 8 viser de årlige besparelser ved hhv. en el og en gasdrevet varmepumpe sammenlignet med reference, som er en gaskedel. Ved at sammenligne rentabilitet i at investere i en gasdrevet eller eldrevne varmepumpe findes det at det er billigere at investere i en gasdrevet varmepumpe, dette til trods for at den er mindre effektiv og dyrere i investeringsomkostninger og driftsomkostninger.

Tabel 8: Økonomisk beregning af el og gas drevet varmepumpe på et biogasanlæg

Økonomisk beregning		Gaskedel ref.	El. Luft Vand varmepumpe 0,12 MW	Gasmotor Luft Vand varme-pumpe 0,12 MW
Driftsomkostninger (OPEX)	kr./år	209.671 kr.	154.000 kr.	123.000 kr.
Driftsbesparelse ift. referencen	kr./år		55.671 kr.	86.671 kr.
Investering	kr.	- kr.	600.000 kr.	660.000 kr.
Kapitalomkostninger (CAPEX)	kr./år	- kr.	57.805 kr.	63.586 kr.
Samlet årlig omkostningsændring	kr./år		-2.134 kr.	23.085 kr.

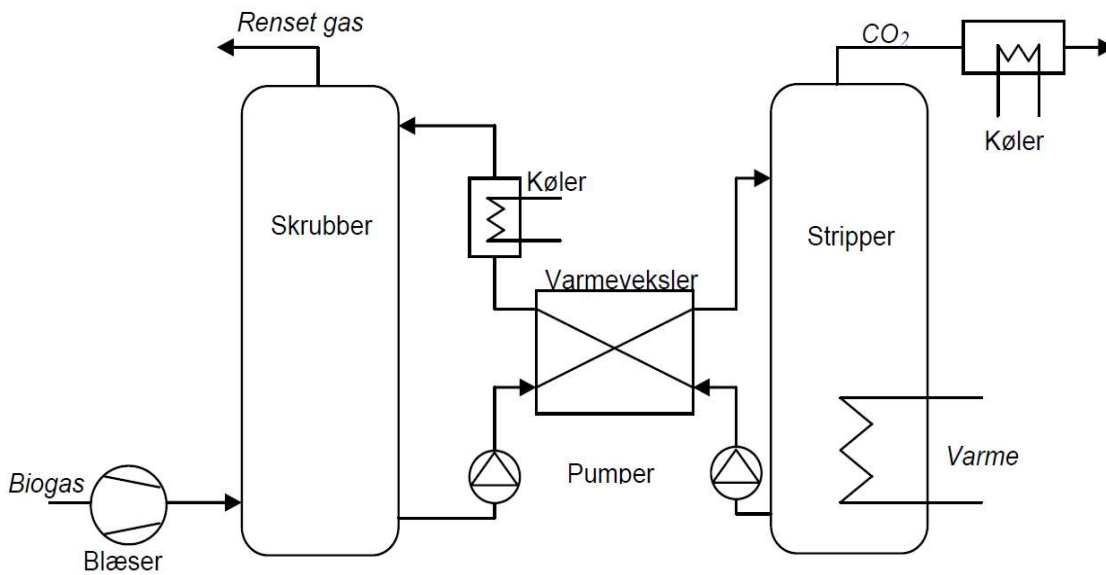
Årsagen til dette, er naturgas til proces er langt billigere end at benytte elektricitet, grundet mulighed for afgiftsgodtgørelse på naturgas. En stor del af elprisen er tariffer til TSO (Energisets transmissionsomkostninger) og DSO (elnets selskabet distributionsomkostninger). Dette vil få indflydelse på fremtidens investeringer i energiteknologi til optimering af proces i industrien. I stedet for at elektrificere, hvor det er muligt med en høj effektivitet, er det mere fordelagtigt at udnytte en gasdrevet varmepumpe ved lavere effektivitet. Alternativt skal biogasanlæggene bruge det bionaturgas, der kan produceres på anlægget efter de har nået der årsnorm og derved ikke kan få tilskud til opgradering.

9 Højtemperatur varmepumpe, HTVP

I dette afsnit undersøges muligheden for at optimere på integration mellem biogasanlæg og opgraderingsanlæg. Analysen tager udgangspunkt i et aminopgraderingsanlæg, som har brug for store energimængder, og der er derved et stort potentiale for varmegenindvinding mellem opgradering og biogasanlæg. Overskudsvarmen fra et aminanlæg, vil være tilnærmelsesvis konstant over året. Dette betyder samtidig, at kilden vil være til stede hele tiden, da der kun forventes en nedetid på 1,2 % svarende til 180 timer over året.

Kort teknisk beskrivelse af Amin-opgraderingsanlæg

Processen foregår i to kolonner, som vist på Figur 7, biogassen blæses ind i skrubberkolonnen, hvor aminvæsken risler ned over den opstigende biogas. Amin, som er en basisk væske, binder CO₂ fra gassen. Når den rensede gas forlader skrubberen i toppen, komprimeres den til 4-5 bars tryk for levering til naturgasnettet. Den rensede gas består nu af 99 % metan. I bunden af skrubberen opsamles den nu CO₂-mættede aminvæske. Via en varmeveksler sendes væsken videre til næste kolonne, afstripperen, den har til formål at fjerne CO₂-en fra aminvæsken, så den kan ledes tilbage i skrubberen for igen at rense gassen. Dette gøres ved, at damp ledes op igennem kolonnen. Her opstår et partialtryk og CO₂ udskilles fra væsken. CO₂-en er nu ren og kan bruges i en industriel proces. Ved denne proces bruges der store mængder varme, da der kræves høje temperaturen før aminen frigiver CO₂.



Figur 7: Aminopgradering - DGC

Som det kan ses af Figur 7, køles der varme væk to steder for at opnå den rette procestemperaturer på aminvæsken, så den kan rense biogassen for CO₂.

Integration mellem opgraderingsanlæg og biogasanlæg

Der tages udgangspunkt i et konkret biogasanlæg, der i dag producerer sin procesvarme på en gaskedel. Opgraderingsanlægget procesvarmebehov er på 1.200 kW, hvorefter højtemperaturoverskudsvarme fra stripperen i dag anvendes til opvarmning af biomassen i rådnetanke og rumvarme i stalde og administrationsbygninger. Der kan i alt genvindes, hvad dette svarer til 35 % eller 420 kW fra stripperen. Lavtemperaturoverskudsvarmen anvendes på nuværende tidspunkt kun delvist i systemet, mens resten køles væk i køletårn, for at opnå den rigtige procestemperatur på aminvæsken. Genvindingspotentialet fra skrubberen er på 45 % eller 520 kW af den tilførte varme.

Det er forudsat at biogasanlæggets eksisterende varmeproduktionsenheder samt køletårn bevares som backup, da de også anvendes ved opstart af anlægget. Derudover er der lavet en lang række antagelser om fremløbstemperatur og afkøling, samt variationer hen over året. Scenarierne skal således primært anvendes til at illustrere, hvilke muligheder der er for genvinding af varmen, og hvorledes højtemperaturvarmepumper kan integreres, og hvorledes opgraderingsprocessen kan elektrificeres.

Der er regnet på tre scenarier, hvor fokus for optimering er forskelligt. De tre scenarier er beskrevet herunder:

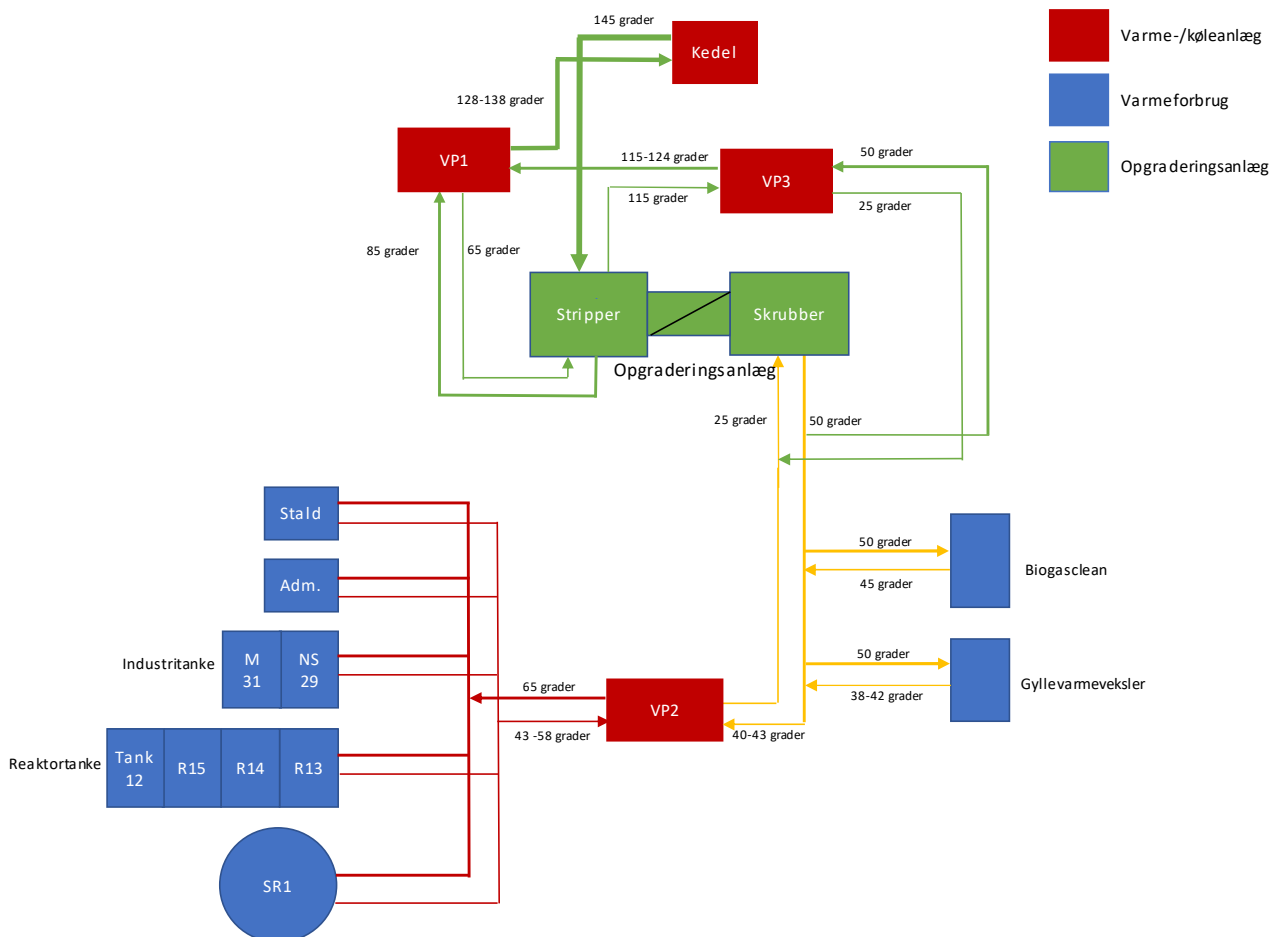
- Scenario 1: Udnyttelse af alt overskudsvarmen, og dækning af egne behov
- Scenario 2: Udnyttelse af alt overskudsvarme, og maksimal fortrængning af naturgas
- Scenario 3: Økonomisk optimering

Scenario 1

Målet er, at varmepumperne kan dække varmekonsumet med lavtemperaturvarmen, og at den resterende del af lavtemperaturvarmen samt højtemperaturen fra stripperen udnyttes til at fortrænge naturgas.

Der ses et spænd i temperaturerne, hvilket skyldes årsvariationer fra sommer til vinter, da der er mindre varmebehov om sommeren. VP1, VP3 og kedlen er serieforbundet, da det giver den mest energioptimerede løsning, da der derved kan opnås bedst COP på varmepumperne. Om vinteren vil varmemængden til VP3 være yderst begrænset, mens den om sommeren vil øge varmegenvindingen med ca. 60 %, i forhold til kun at udnytte overskudsvarmen fra stripperen.

Scenario 1



Figur 8: Energiintegration i scenario 1

Ved beregning af COP-værdi på varmepumperne, anvendes en såkaldt praksisfaktor på 0,5, se afsnit 0 for yderligere forklaring. Ovenstående systemdesign giver $SCOP_{VP1} = 3,9$, $SCOP_{VP2} = 6,8$ og $SCOP_{VP3} = 2,4$.

Resultater

Omkostninger ved brug af varmepumper er sammenlignet med opvarmning i naturgaskedel.

Forudsætninger for rentabilitetsberegningen:

Drift- og vedligeholdelsesomkostningerne til varmepumpen er baseret på energistyrelsens teknologikatalog med en samlet omkostning på 15 kr./MWh-varme (Energistyrelsen, 2020). Investeringsomkostninger for varmepumperne er for almindelige varmepumper sat til 2,5 mio. kr. pr MW, mens højtemperatur varmepumper forventes at koste 6 mio. kr. pr. MW. Priserne er de priser som forventes at kunne opnås i dag eller den

nærmeste fremtid, men er ikke konservativt sat. Disse investeringer dækker kun over selve varmepumpen derfor tillægges 100 % i investering til bygnings- og tilslutningsomkostninger. Elprisen er 484 kr./MWh inkl. afgifter og tariffer. Varmepumpens tekniske levetid er 20 år. I beregningerne finansieres varmepumpen med en afskrivningsperiode på 20 år, ved en lånerente på 10 %.

Der er regnet med en naturgaspris på 170 kr./MWh, det må dog betegnes som en forholdsvis lav naturgaspris. Drift- og vedligeholdelsesomkostningerne til gaskedelen er fundet til 7,5 kr./MWh-varme baseret på energistyrelsens teknologikatalog (Energistyrelsen, 2020). Investeringsomkostningerne er fundet til 0,5 mio. kr. pr MW. Det er forudsat at, der anvendes en 1,2 MW gaskedel for at kunne levere varmebehovet. Naturgaskedlen har en effektivitet på 90 %. Omkostningerne til køling er beskrevet nærmere sidst i afsnittet.

Tabel 9: Årlige omkostninger ved scenario 1 og naturgasløsning

Årlige omkostninger - Scenario 1	Kapacitet	Varmeproduktion	Pris	Omkostning
	kW	MWh	Kr./MWh	1.000 kr.
VP1 drift	500	4.600	114	525
VP2 drift	350	1.600	74	165
VP3 drift	350	1.500	157	239
Naturgas	650	4.300	196	854
Sum				1.783
Årlige omkostninger - Naturgas	Kapacitet	Varmeproduktion	Pris	Omkostning
Naturgas drift	1200	10.512	196	2.064
Omkostninger til køling				64
Sum				2.128

Investering VP-løsning	Investering	Tilskud	Ydelse
	1000 kr.	1000 kr.	1000 kr.
VP1	6.000	-	705
VP2	1.750	-	206
VP3	493	-	337
Kedel	325	-	38
I alt	12.275	0	1.442
Naturgas	Investering		Ydelse
Kedel 1,2 mW	600	-	70

Sammenligning af årlige omkostninger	
VP-løsning	3.224
Naturgas løsning	2.199

Beregninger i Tabel 9 viser, at under de opsatte forudsætninger er varmepumpeløsningen noget dyrere samlet set i forhold til naturgaskedlen. Det skyldes dog de høje investeringer i varmepumperne, da der rent driftsøkonomisk er en besparelse på ca. 350.000 kr./år. I klimaaftalen af 22. juni 2020 afsættes midler til grøn

omstilling af industrien og landbruget. Tilskuddet vil målrettes konverteringer væk fra brugen af fossile brændsler samt energieffektiviseringer. Dette udmøntes ved, at Erhvervspuljens midler øges frem til 2030.

Små virksomheder kan få op til 50 % i støtte til investeringer via Erhvervspuljen. Hvis højtemperaturvarmepumperne (VP1 og VP3) kan opnå 50 % tilskud vil de årlige samlede omkostninger reduceres med ca. 600.000 kr. hvorved omkostningerne nærmer sig omkostningerne for naturgaskedlen. Beregningerne og omkostningerne er meget case specifikke, men under de opsatte forudsætninger giver det helt klart mening at kigge videre på.

Omkostninger ved bortkøling i køletårn

I det konkrete projekt anslås det, en del af varmen til opgraderingsanlægges genindvindes til proces på biogasanlægget. Derved er der brug for ekstra køling for at opnå den rette til temperatur til processen. Der er omkostninger til bortkøling, da vandet skal blødgøres for at undgå aflejringer og derved opnå en problemfri drift af køletårnet. På Tabel 10 ses en oversigt over de omkostninger, der er til el og vandforbrug ved bortkøling. Værdier for vandforbrug på 1,16 m³/t og elforbrug på 8,9 kW er fremsendt af Ammongas.

Tabel 10: Omkostninger ved bortkøling i køletårn

Omkostninger ved bortkøling		
Elpris	484	Kr./MWh
Elforbrug - blødgøringsanlæg	0,0089	MWh/t
Omkostninger ved brug/time	4,3	Kr./t
Vandforbrug	1,2	m ³ /t
Vandpris (Udgangspunkt i navngivet anlæg)	3,2	Kr./m ³
Omkostninger til vand pr. time	3,8	Kr./t
Omkostninger til vand pr. år	29.696	Kr./år
Omkostninger til el pr. år	34.461	Kr./år

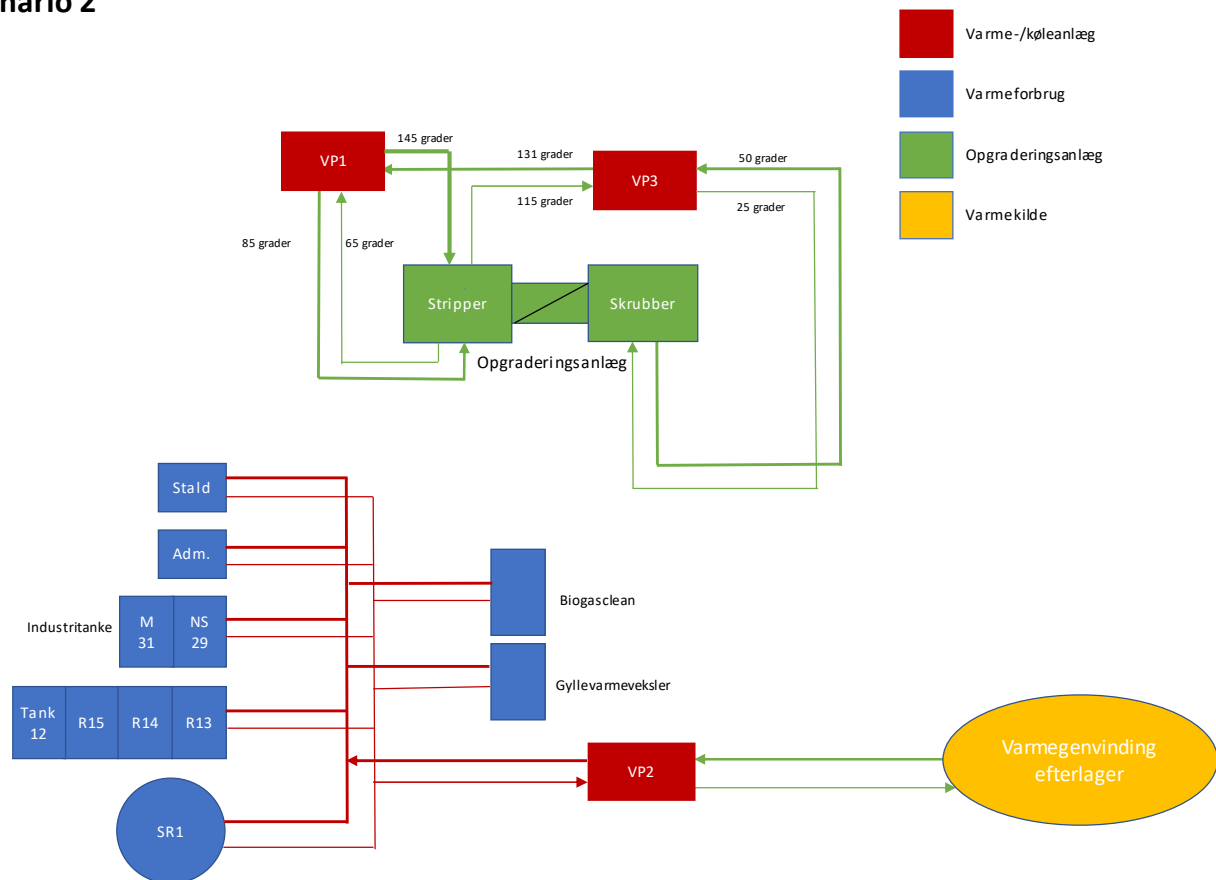
Det samlede potentiale ved at undgå bortkøling i køletårn er ca. 64.000 kr./år.

Scenario 2

Målet er, at varmepumperne fortrænger så meget af naturgassen som muligt. Det betyder, at biogasanlæggets interne varmebehov dækkes ved at udnytte varmen i efterlagertankene som beskrevet i afsnit 6. Økonomien kan ikke umiddelbart sammenlignes med eksemplerne i afsnit 6, da der her kun er lavet en overslagsberegning, samt at der er anvendt andre temperaturer, da der i afsnit 6 forudsættes at varmen afsættes til et fjernvarmeværk.

Der ses et spænd i temperaturerne, hvilket skyldes årsvariationer fra sommer til vinter, da der er mindre varmebehov om sommeren. VP1, VP3 og kedlen er serieforbundet, da det giver den mest energioptimerede løsning, da der derved kan opnås bedre COP på varmepumperne. Da der tilføres energi i varmepumperne i form af el, så kan naturgasanlægget i teorien helt kan undværes, men det vil skulle anvendes i forbindelse med opstart, eller der skal laves en anden opstartsforsyning, hvilket kan være en elpatron.

Scenario 2



Figur 9: Energiintegration i scenario 2

Ved beregning af COP-værdi på varmepumperne, anvendes en såkaldt praksisfaktor på 0,5, se afsnit 0 for yderligere forklaring. Ovenstående systemdesign giver $SCOP_{VP1} = 3,3$, $SCOP_{VP2} = 5,5$ og $SCOP_{VP3} = 2,3$.

Resultater

Omkostninger ved brug af varmepumper er sammenlignet med opvarmning i naturgaskedel.

Forudsætninger for rentabilitetsberegningen:

Drift- og vedligeholdelsesomkostningerne til varmepumpen er baseret på energistyrelsens teknologikatalog med en samlet omkostning på 15 kr./MWh-varme (Energistyrelsen, 2020). Investeringsomkostninger for varmepumperne er for almindelige varmepumper sat til 2,5 mio. kr. pr MW, mens højtemperatur varmepumper forventes at koste 6 mio. kr. pr. MW. Priserne er de priser som forventes at kunne opnås i dag eller den nærmeste fremtid, men er ikke konservativt sat. Disse investeringer dækker kun over selve varmepumpen derfor tillægges 100 % i investering til bygnings- og tilslutningsomkostninger. Elprisen er 484 kr./MWh inkl. afgifter og tariffer. Varmepumpens tekniske levetid er 20 år. I beregningerne finansieres varmepumpen med en afskrivningsperiode på 20 år, ved en lånerente på 10 %.

Der er regnet med en naturgaspris på 170 kr./MWh. Drift- og vedligeholdelsesomkostningerne til gaskedelen er fundet til 7,5 kr./MWh-varme baseret på energistyrelsens teknologikatalog (Energistyrelsen, 2020). Inve-

steringsomkostningerne er fundet til 0,5 mio. kr. pr MW. Det er forudsat at, der anvendes en 1,2 MW gaskedel for at kunne levere varmebehovet. Naturgaskedlen har en effektivitet på 90 %. Omkostningerne til køling er beskrevet i forrige afsnit.

Tabel 11: Årlige omkostninger ved scenario 2 og naturgasløsning

Årlige omkostninger - Scenario 2	Kapacitet	Varmeproduktion	Pris	Omkostning
	kW	MWh	Kr./MWh	1.000 kr.
VP1 drift	550	4.800	129	618
VP2 drift	600	4.000	86	340
VP3 drift	800	6.700	161	1076
Naturgas	0	0	0	0
Sum				2.035
Årlige omkostninger - Naturgas	Kapacitet	Varmeproduktion	Pris	Omkostning
Naturgas drift	1200	10.512	0	2.064
Omkostninger til køling				64
Sum				2.128

Investering VP-løsning	Investering i 1000 kr.	Tilskud i 1000 kr.	Ydelse i 1000 kr.
VP1	6.600	-	775
VP2	3.000		352
VP3	9.600	-	1.128
Kedel	0	-	
I alt	19.200	0	2.255
Naturgas	Investering i 1000 kr.		Ydelse i 1000 kr.
Kedel 1,2 mW	600	-	70

Sammenligning af årlige omkostninger	
VP-løsning, 1.000 kr.	4.290
Naturgasløsning, 1.000 kr.	2.199

Beregninger i Tabel 11 viser, at under de opsatte forudsætninger er varmepumpeløsningen væsentlig dyre samlet set end ved naturgaskedlen. Det er således på nuværende tidspunkt for dyrt at udnytte lavtemperaturvarmen til opgraderingsprocessen.

Selv hvis højtemperaturvarmepumperne (VP1 og VP3) kan opnå 50 % tilskud vil de årlige samlede omkostning vil de årlige omkostninger være markant højere end ved naturgasforsyning. Der er således behov for, at opgraderingsprocessen optimeres i forhold til, at den forsynes med varmepumper. Det har især betydning, hvis fremløbstemperaturen kan sænkes i forhold til de 145 °C. Ligeledes bør det undersøges om fordelingen mellem højtemperaturvarmen og lavtemperaturvarmen kan ændre, så en større del af varmen afleveres som højtemperaturvarme.

Det er undersøgt hvilken betydning det har for varmepumpens COP-værdi og derved rentabilitet at installere en større varmeveksler mellem kolonnerne, der gør, at der kan veksles en større mængde varme mellem den

afstrippede aminvæske og den CO₂-holdige aminvæske. Derved 'bevares' varmen på højtemperatursiden og des mere kan udnyttes i varmepumpen samtidig med at en mindre energimængde køles væk i køletårn.

Ved brug af EES-programmet Heat Pump First Assessment Tool, udarbejdet af Lars Reinholdt, Teknologisk Institut, er der udarbejdet nogle teoretiske beregninger på optimering af opgraderingsprocessen for at optimere varmepumpens rentabilitet. Scenarierne er vist i Tabel 12. Der anvendes en Lorenz COP, som siger noget om den maksimale teoretiske COP, på varmepumpen på 50 %, dette er yderligere beskrevet i afsnit 0.

Tabel 12: Scenarier for optimering af varmepumpens COP-værdi

Scenarier for optimering af varmepumpe ved Amin-opgraderingsanlæg					
Scenarie	Varm side (proces)		Kold side (køling)		COP
	temp ind	temp ud	temp ind	temp ud	$\eta_{\text{Lorenz}} (50 \%)$
0	115	145	85	65	3,7
1	115	145	90	65	3,8
2	115	145	95	65	4,0

Som scenarierne i Tabel 12 viser, betyder temperatursættende ved varmepumpen meget for varmepumpens COP-værdi, som kan forbedres fra 3,7 til 4,0 ved at optimere på den interne veksling.

Der er ligeledes set på, hvad en sænkning af fremløbstemperaturen betyder for varmepumpens COP, dette fremgår af Tabel 13

Tabel 13: Scenarier for optimering af varmepumpens COP-værdi

Scenarier for optimering af varmepumpe ved Amin-opgraderingsanlæg					
Scenarie	Varm side (proces)		Kold side (køling)		COP
	temp ind	temp ud	temp ind	temp ud	$\eta_{\text{Lorenz}} (50 \%)$
0	115	145	85	65	3,7
1	115	140	85	65	3,8
2	115	135	85	65	4,0

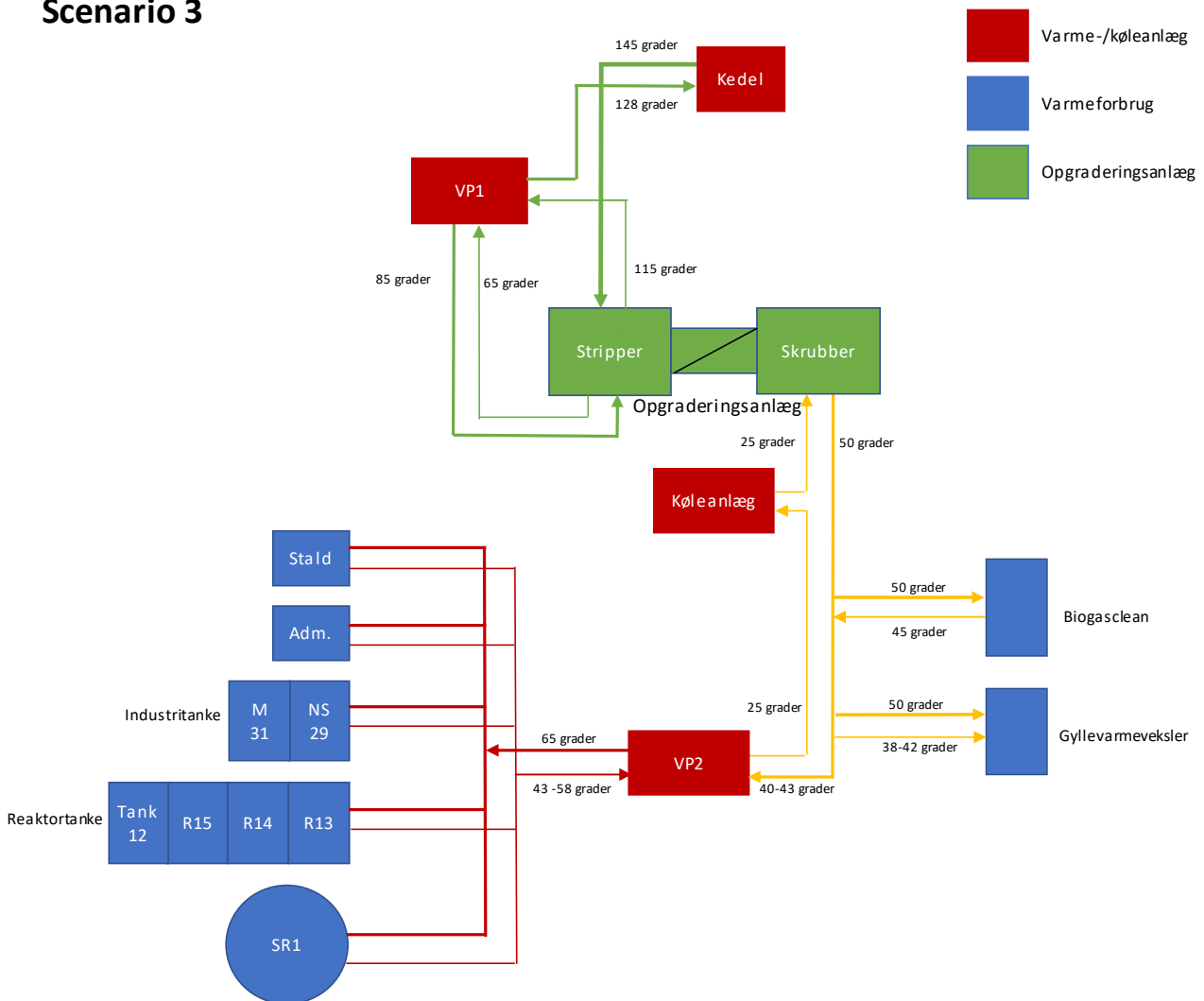
Det vil ligeledes have stor betydning, hvordan markedet for højtemperaturvarmepumper udvikler sig.

Scenario 3

Målet er at lave et økonomisk optimeret system, hvor det ikke er et krav at alt varmen genvindes. Varmepumperne kan dække varmeforbruget med lavtemperaturvarmen, men da den resterende del af lavtemperaturvarmen ikke udnyttes, er der behov for køling.

Der ses et spænd i temperaturerne, hvilket skyldes årsvariationer fra sommer til vinter, da der er mindre varmebehov om sommeren. VP1 og kedlen er serieforbundet, da det giver den mest energioptimerede løsning, da der derved kan opnås både COP på varmepumpen.

Scenario 3



Figur 10: Energiintegration i scenario 3

Ved beregning af COP-værdi på varmepumperne, anvendes en såkaldt praksisfaktor på 0,5, se afsnit 0 for yderligere forklaring. Ovenstående systemdesign giver $SCOP_{VP1} = 4,2$ og $SCOP_{VP2} = 6,8$

Resultater

Omkostninger ved brug af varmepumper er sammenlignet med opvarmning i naturgaskedel.

Forudsætninger for rentabilitetsberegningen:

Drift- og vedligeholdelsesomkostningerne til varmepumpen er baseret på energistyrelsens teknologikatalog med en samlet omkostning på 15 kr./MWh-varme (Energistyrelsen, 2020). Investeringsomkostninger for varmepumperne er for almindelige varmepumper sat til 2,5 mio. kr. pr MW, mens højtemperatur varmepumper forventes at koste 6 mio. kr. pr. MW. Priserne er de priser som forventes at kunne opnås i dag eller den nærmeste fremtid, men er ikke konservativt sat. Disse investeringer dækker kun over selve varmepumpen derfor tillægges 100 % i investering til bygnings- og tilslutningsomkostninger. Elprisen er 484 kr./MWh inkl. afgifter og tariffer. Varmepumpens tekniske levetid er 20 år. I beregningerne finansieres varmepumpen med en afskrivningsperiode på 20 år, ved en lånerente på 10 %.

Der er regnet med en naturgaspris på 170 kr./MWh. Drift- og vedligeholdelsesomkostningerne til gaskedelen er fundet til 7,5 kr./MWh-varme baseret på energistyrelsens teknologikatalog (Energistyrelsen, 2020). Investeringsomkostningerne er fundet til 0,5 mio. kr. pr MW. Det er forudsat at, der anvendes en 1,2 MW gaskedel for at kunne levere varmebehovet. Naturgaskedlen har en effektivitet på 90 %. Omkostningerne til køling er beskrevet nærmere sidst i afsnittet.

Tabel 14: Årlige omkostninger ved scenario 3 og naturgasløsning

Årlige omkostninger - Scenario 3	Kapacitet	Varmeproduktion	Pris	Omkostning
	kW	MWh	Kr./MWh	1.000 kr.
VP1 drift	500	4.500	107	489
VP2 drift	360	2.200	74	165
Omkostninger til køling			0	20
Naturgas drift	700	6.000	196	1.171
Sum				1.845
Årlige omkostninger - Naturgas	Kapacitet	Varmeproduktion	Pris	Omkostning
Naturgas drift	1200	10.512	196	2.064
Omkostninger til køling				64
Sum				2.128

Investering VP-løsning	Investering i 1000 kr.	Tilskud i 1000 kr.	Ydelse i 1000 kr.
VP1	6.000	-	705
VP2	1.800	-	211
VP3	0	-	
Kedel	350	-	41
I alt	8.150	0	957
Naturgas	Investering i 1000 kr.		Ydelse i 1000 kr.
Kedel 1,2 MW	600	-	70

Sammenligning af årlige omkostninger	
VP-løsning, 1.000kr.	2.802
Naturgasløsning, 1.000 kr.	2.199

Beregninger i Tabel 14 viser, at under de opsatte forudsætninger er varmepumpeløsningen dyrere samlet set end ved naturgaskedlen. Økonomien er dog væsentlig bedre end i de to andre scenarier. Hvis højtemperaturvarmepumpen (VP1) kan opnå 50 % tilskud vil de årlige samlede omkostning kun være 250.000 kr. højere end naturgasforsyning. Med de usikkerheder, der er i beregningerne, vil det svare til at økonomien er stort set ens.

Hvis gasprisen stiger fra 170 Kr./MWh (1,07 kr./Nm³) til 250 kr./MWh (1,87 kr./Nm³) vil scenariet være tæt på at være rentabelt uden, at der ydes tilskud til varmepumpen. Det er således interessant at kigge videre på scenario 3 allerede nu, hvis der enten kan opnås tilskud, eller hvis gasprisen stiger eller pålægges en afgift.

Scenario 3 kan på sigt udvides til scenario 1, mens scenario 2 er lidt anderledes. Umiddelbart vil det være dyrere at udnytte varmen fra efterlagertankene end at udnytte lavtemperaturvarmen til at dække det interne

behov, da efterlagertankene er en koldere varmekilde, og derfor kan en del af behovet ikke dækkes direkte, hvilket resulterer i, at der skal investeres i en større varmepumpe.

Besparelse ved modelanlæg

Besparelsen er kun relevant ved aminopgradering, hvor der er en stor mængde overskudsvarme, der kan nyttiggøres i biogasanlægget. Selvom der under de opsatte forudsætninger ikke kan opnås økonomi ved at installere varmepumpe og derved substituere naturgasforbruget ved opgradering og opvarmning til proces-temperatur, er udgifterne ved tiltaget medregnet. Dette er vurderet vigtigt, da det medfører en CO₂-reduktion for en mindre udgift.

Da der er fundet bedst økonomi ved scenarie 3, medtages potentialet ved de øvrige anlæg med aminopgradering, dette fremgår af Tabel 15.

Tabel 15: Besparelspotentiale ved integration mellem biogas og opgraderingsanlæg

	Case	Anlæg 1-A	Anlæg 2-A	Anlæg 3-A	Anlæg 4a-A	Anlæg 4b-A
Metanproduktion Nm ³ /år	5.000.000	4.300.000	12.900.000	25.800.000	51.600.000	51.600.000
Omkostningsændring pr. år t.kr	602.958	518.544	1.555.633	3.111.266	6.222.531	6.222.531
Omkostningsændring kr./Nm³ CH₄	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12

Varmepumpe til udnyttelse af lavtemperatur overskudsvarme fra opgraderingsanlæg

Yderligere er det ved et biogasanlæg undersøgt, hvorvidt lavtemperaturkilden fra aminopgraderingen (45-55 °C) kan udnyttes via en varmepumpe og sælges til et fjernvarmenet. Derved vil der være et mindre behov for køling via køletårn, som både koster penge og er spild af en god varmekilde. Der er taget udgangspunkt i en konkret case ved et biogasanlæg, hvor overskudsvarmen fra et opgraderingsanlæg ønskes genanvendt. Overskudsvarmen er ved 50 °C varmt vand, som via en varmepumpe kan leveres til et nærliggende fjernvarmeværk ved en fremløbstemperatur 80 °C. Selv ved COP på 6, kan der ikke opnås rentabilitet i projektet, dette skyldes overskudsvarmeafgiften og kapitalomkostninger til varmepumpen, hvor der ikke kan opnås sammen betingelser som fjernvarmeværkerne. Primært skyldes det dog, at fjernvarmeværket ved en luft-vandvarmepumpe kan opnå en meget lav pris, som overskudsvarmen skal konkurrere med.

Det skal bemærkes, at overskudsvarmeafgiften kun skal medregnes, hvis der tidligere i processen er opnået afgiftsgodtgørelse på det anvendte brændsel. I det konkrete tilfælde drives processen af en naturgaskedel, hvorfor der skal indregnes overskudsvarmeafgift. Konstruktionen af afgiften gør, at de energimæssigt mere favorable projekter med en høj COP rammes hårdere af afgiften i forhold til projekter med lavere COP. Her bidrager overskudsvarmeafgiften til, at projektet ikke er økonomisk rentabelt, da den i dette tilfælde hæver varmeprisen med 45 kr./MWh.

Slet ligningen – ellers skal den forklares meget bedre og det kommer i overskudsvarmeafsnittet.

$$6 \text{ MWh} - 3 \cdot 1 \text{ MWh} = 3 \text{ MWh} , \quad \frac{6 \text{ MWh} \cdot 90 \frac{\text{kr}}{\text{MWh}}}{3} \approx 45 \text{ kr}$$

Hvis opgraderingsprocessen kan påvise, at den drives af biogas, vil der skulle betales en lille overskudsvarmeafgift på ca. 5 kr./MWh.

Beregning af teoretisk maksimal COP

Ved rentabilitetsberegninger for varmepumpeinstallationen kan man anvende Lorenz-COP, som præsenteret i afsnit 4, som teoretisk maksimum for en given varmepumpes COP. Den reduceres med den såkaldte Lorenz-virkningsgrad η_{Lorenz} ift. at fastsætte en opnåelig COP-værdi.

Erfaringer fra varmepumper til fjernvarmeproduktion op til ca. 75-80 °C viser, at det er muligt at nå η_{Lorenz} på op til 60 %. Erfaringsbaseret viden på højtemperaturvarmepumper er forholdsvis begrænset, da der kun er installeret ganske få anlæg. Det foregår dog et betydeligt udviklingsarbejde flere steder og varmepumper tilbydes i dag kommercielt op til 120 °C, baseret på naturlige kølemidler.

Baseret på ovennævnte erfaringer fra kommercialiseringen af de store luft/vand varmepumper til fjernvarmen, er det derfor valgt at anvende $\eta_{Lorenz} = 50\%$ til de indledende analyser for højtemperaturvarmepumper på biogasanlæg. Når rentabiliteten er eftervist, skal der efterfølgende udarbejdes beregninger på det enkelte projekt.

10 Varmeveksling

Dette afsnit vil omhandle den interne varmegenvinding via varmeveksling, der er mulighed for på et biogasanlæg, hvor det valgt at indsætte en veksling mellem den afgassede biomasse og den biomasse, som pumpes ind i anlægget.

Der er lavet forskellige varmeveksler opsætninger til de forskellige modelanlæg, hvor leverandøren har beregnet, hvor meget effekt der kan overføres fra den afgasset biomasse til den biomasse som pumpes ind i anlægget. Ligeledes har de oplyst pris for de forskellige veksler, der er benyttet.

Da leverandørerne af veksler har været låst på, hvor veksler installeres og ikke haft mulighed for at påvirke placering og forholdene før og efter vekslerne, vil det altid være en fordel at få vejledning af leverandøren i forhold til installation af veksler.

Leverandørerne har påpeget, at tørstofindholdet er højt i modelanlæggene fra arbejdsplan 2 og derfor har de været nødsaget til at indregne en større sikkerhedsfaktor end de normalt vil benytte.

Leverandør af varmevekslere

Der er indhentet priser og effekt på varmevekslere fra to forskellige leverandører;

- **Alfa Laval Nordic AB**, Box 74 - SE-221 00 Lund – Sweden
- **WEISS International**, Naverland 1C, 2600 Glostrup – Weiss International benytter veksler fra Lackeby.

Forudsætninger for mediet

Det forventes at modelanlæggene er i drift ca. 365 dage om året, hvor den årlig mængde biomasse på hhv. ca. 130.000, 420.000, 840.000, 1.775.425 og 1.031.000 tons delt ud på året, således flowet kan bestemmes. Biomasse mængden som pumpes ind anlæggene er tilsvarende den mængde som forlader anlægget.

Tørstofprocenten på den biomasse som pumpes ind i anlæggene 13 %.

Temperaturen er fastsat til henholdsvis 33 °C (biomasse som pumpes ind) og 53 °C (overskudsvarme fra opgradering).

Forudsætninger anlæg og veksler

Placering af vekslerne installeres og forhold på begge sider af veksler er fastlagt på forhånd. Leverandøren har ikke haft indflydelse på overstående og derved ikke haft mulighed, for at være behjælpelig med at optimere disse forhold.

Leverandøren har ikke taget stilling til, hvorvidt det vil være fordelagtigt at benytte flere veksler, i forhold til vedligehold og derved er redundans på varmevekslerne.

Ligeledes er der ikke lavet en vurdering af, hvor meget plads veksleren kræver.

Elforbrug

Tryktabet hen over veksler er benyttet til at udregne elforbruget til pumper. Det er antaget at eksisterende pumper kan overvinde tryktabet og der er derved ikke behov for at investere i nye pumper.

Virkningsgraden af pumper er vurderet til (η):

- Vandsiden: 54 %
- Gyllesiden: 75 %

Vedligehold

Vedligehold af veksler er vurderet til 1 time/uge, hvor der ikke er vurderet på om de forskellige veksler typer kræver forskelligt vedligehold. Timeprisen er ved ufaglært medarbejder på biogasanlæg.

Materiale

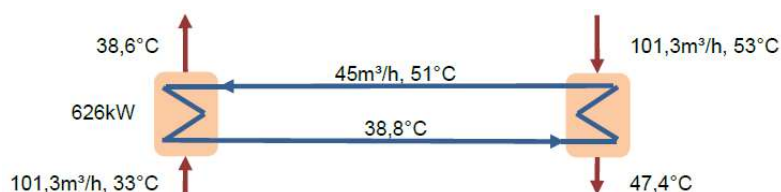
Leverandørerne af varmevekslerne har benyttet EN 1.4404 stål, til opbygningen af deres veksler. Dette har ikke været krav fra EUDP-projektet.

Installation af veksler

Prisen for at installere veksleren er vurderet for hver af de 3 typer biogasanlæg og er ens for begge leverandør, da de begge har samme antal tilslutninger. Prisen er vurderet ud fra andre projekter, som Planenergi tidligere har arbejdet med.

Veksleropbygning

WEISS International benytter varmeveksler fra Lackeby, hvor en intern vandkreds benyttes til at overføre varmen fra den afgassede biomasse med biomassen som pumpes ind i anlægget. Se Figur 11 for princip.



Figur 11: Lackeby vekslerprincip med intern vandkreds (blå) og gylle (rød). Se bilag for princip af veksleropbygning

Alfa Laval Nordic AB har ikke en intern vandkreds i deres varmeveksler, se Figur 12 for opbygning. Varmeoverføringen sker i to spiraler, hvor varmen overføres via en spiralformet stålplade mellem de strømme af biomasse.



Figur 12: Alfa Laval varmeveksler opbygning - spiral veksler⁸ Se bilag for princip af veksleropbygning

Resultater

For de tre modelanlæg kan varmeveksler stort set driftes på fuldlast i alle årets timer, hvor den afgassede biomasse opvarmer den indkommende biomasse. De følgende beregninger er lavet med én veksler, da det i de fleste tilfælde giver det bedste resultat i forhold til, hvor meget varme der kan trækkes ud af den afgassede biomasse kontra investering se Tabel 18.

En investering i en varmeveksling af den afgassede biomasse må betragtes som rentabel ved alle 3 modelanlæg se Tabel 18. Yderligere ses besparelsen ved hver veksler i kr/Nm³ CH₄.

Tabel 16: WEISS veksleropsætning. Der er vist forskellige veksleropsætninger på diverse anlægsstørrelser.

Veksler - WEISS					
Modelanlæg	Anlæg 1-M	Anlæg 2-A	Anlæg 3-A	Anlæg 4a-A	Anlæg 4b-A
Investering veksler kr.	849.500	1.330.700	1.147.500	3.031.000	2.465.000
Overført effekt veksler KW	126	323	626	873	651
kr./KW	6.742	4.120	1.833	3.472	3.786

Tabel 17: Alfa Laval veksleropsætning

Veksler - Alfa Laval					
Modelanlæg	Anlæg 1-M	Anlæg 2-A	Anlæg 3-A	Anlæg 4a-A	Anlæg 4b-A
Investering veksler kr.	532.000	848.000	890.000	1.608.000	900.000
Overført effekt veksler KW	105	172	321	687	359
kr./KW	6.495	4.930	2.773	2.341	2.507

Leverandørerne har udarbejdet flere veksleropsætninger, hvor der benyttes veksler parallelt se Tabel 16, hvor det viser, at der kan trækkes mere varme ud af biomassen, hvis der benyttes flere veksler. Overstående tabeller viser overvejende at prisen stiger pr. kW, hvis der trækkes mere varme ud af biomassen, derfor må det være en vurdering for det enkle anlæg, hvor meget varme det er rentabelt at trække ud.

⁸ [kilde: <https://www.alfalaval.dk/produkter-og-losninger/varmeoverforsel/pladevarmevekslere/svejsede-spiralvarmevekslere/alshe-stw/>, senest besøgt 9-9-2020]

I Tabel 18 og er der en sammenligning af de beregnede varmevekslere, hvor pris sammenlignes med overført effekt. Sammenligningen er medtaget for at belyse, at det er muligt at overføre mere varme, men at prisen pr. kWh bliver højere.

Tabel 18: Resultater for varmegenvinding men en veksler på modelanlæggene. Se bilag for større format.

Veksler										
Modelanlæg	1M	1M	2A	2A	3A	3A	4b-A	4b-A	4a-A	4a-A
Drifts og produktion										
Leverandør	WEISS	Alfalaval	WEISS	Alfalaval	WEISS	Alfalaval	WEISS	Alfalaval	WEISS	Alfalaval
Veksler antal	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Biomasse gennemsnitstemperatur som pumpe ind	33 °C	33 °C	33 °C	33 °C	33 °C	33 °C	33 °C	33 °C	33 °C	33 °C
Biomasse gennemsnitstemperatur fra afgasning	53°C	53°C	53°C	53°C	53°C	53°C	53°C	53°C	53°C	53°C
Fuldlasttimer	8708	8708	8708	8708	8708	8708	8708	8708	8708	8708
Overført effekt veksler KW	126	105	323	172	626	321	651	359	873	687
Total Varmeproduktion kWh/år	1.097.190	915.196	2.812.638	1.494.268	5.451.119	2.791.739	5.668.815	3.129.604	7.601.959	5.984.910
Elforbrug KW	6	1	15	5	30	11	16	11	25	21
Total elforbrug kWh/år	52.065	11.309	134.330	41.996	258.028	95.582	142.835	95.166	217.184	186.142
Økonomi										
Installation af veksler	150.000 kr.	150.000 kr.	175.000 kr.	175.000 kr.	200.000 kr.	200.000 kr.	200.000 kr.	200.000 kr.	200.000 kr.	200.000 kr.
Netto investering varmeveksler+ installation (CAPEX)	849.500 kr.	682.000 kr.	1.330.700 kr.	848.000 kr.	2.095.000 kr.	890.000 kr.	2.465.200 kr.	900.000 kr.	3.031.000 kr.	1.608.000 kr.
Capex bidrag inkl. finansiering pr. år	81.843 kr.	65.705 kr.	128.203 kr.	81.698 kr.	201.837 kr.	85.745 kr.	237.503 kr.	86.708 kr.	292.013 kr.	154.918 kr.
Elforbrug 0,484 kr./kWh jf. EUDP nr. 64018-0512	25.199 kr.	5.473 kr.	65.016 kr.	20.326 kr.	124.886 kr.	46.262 kr.	69.132 kr.	46.060 kr.	105.117 kr.	90.093 kr.
Vedligehold: 315,2 kr/time jf. EUDP nr. 64018-0512	16.435 kr.	16.435 kr.	16.435 kr.	16.435 kr.	16.435 kr.	16.435 kr.	16.435 kr.	16.435 kr.	16.435 kr.	16.435 kr.
Årlige driftsomkostninger (OPEX)	41.635 kr.	21.909 kr.	81.451 kr.	36.761 kr.	141.321 kr.	62.697 kr.	85.568 kr.	62.496 kr.	121.553 kr.	106.528 kr.
Besparelse i gas: Naturgaspris 0,17 kr./kWh jf. EUDP nr. 64018-0512	186.522 kr.	155.583 kr.	478.148 kr.	254.026 kr.	926.690 kr.	474.596 kr.	963.699 kr.	532.033 kr.	1.292.333 kr.	1.017.435 kr.
Omsætning	144.887 kr.	133.674 kr.	396.697 kr.	217.264 kr.	785.369 kr.	411.898 kr.	878.131 kr.	469.537 kr.	1.170.780 kr.	910.907 kr.
Nettobesparelse kr./år	63.045 kr.	67.969 kr.	268.495 kr.	135.566 kr.	583.532 kr.	326.154 kr.	640.628 kr.	382.829 kr.	878.767 kr.	755.988 kr.
Simpel tilbagebetalingstid	5,9	5,1	3,4	3,9	2,7	2,2	2,8	1,9	2,6	1,8
Omkostningsændring kr./Nm ³ CH ₄	-0,015	-0,016	-0,021	-0,005	-0,023	-0,013	-0,012	-0,007	-0,017	-0,015

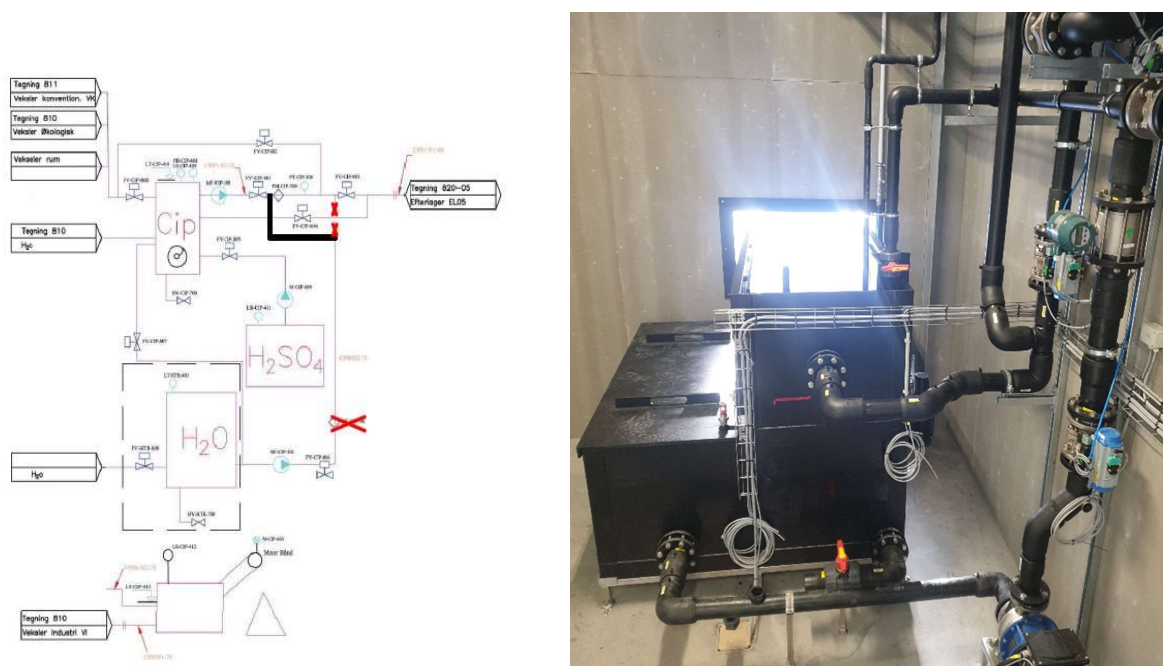
Den samlede gevinst på veksler er dermed ml. 0,005-0,023 kr./Nm³ CH₄.

Rengøring af rør og vekslere

Størstedelen af procesindustrien (herunder alt fra fødevarer, medicinal og spildevand, men også biogasindustrien) rengør rør med CIP-systemer (Cleaning In Place). Rengøring af rør og veksler er vigtigt idet fouling (belægning på indersiden af røret) sænker rørets indre diameter og evne til at overføre varme. Det resulterer i øget pumpetid og behov for større tryk fra pumper, som resulterer i et større strømforbrug. Røret kan i sidste ende stoppe til, og transporten er derfor ikke mulig. I varmevekslere vil fouling sænke varmeoverførslen da fouling virker isolerende både på den kolde og varme strøm. Fouling består af belægnings af uorganisk materiale som kalk, struvit og andre mineraler, som sætter sig på faste overflader.

CIP-systemer benytter stærke kemikalier som saltsyre, svovlsyre, men også mildere organiske syrer som eddike- eller citronsyre. Det anbefales ikke at benytte svovlsyre i den indgående gyllestrøm idet svovlen skylles med materialet ind i reaktoren. Svovlsyre er en sammensætning af brint og sulfat-ion (SO₄²⁻). SO₄²⁻ reduceres i biogasanlæg til H₂S af sulfat-reducerende-bakterier. Syren forekommer i en inhiberet version, hvilket betyder, at polymere er tilsat for at reducere evnen til at ætse metalliske overflader. Der anvendes en betydelig mængde syre til CIP, og syren genanvendes, som udgangspunkt, ikke på de nuværende anlæg. Ved at anvende et CIP-system som filtrerer foulingen fra den anvendte syre, er det muligt at genanvende den ikke-reagerede saltsyre og dermed reducere omkostningen til indkøb af inhiberet saltsyre til rengøring af rør og veksler. Et eksempel på sådan et system, er et båndfilter CIP-system fra Lolk's Industrial Services, hvor den

reagerede væske løber over et båndfilter og dermed sorterer størstedelen af foulingen fra syren, hvorved syren kan genanvendes. Systemet ses i Figur 13.



Figur 13: Båndfilter system til CIP-rensning fra Lolk's Industrial Services. Ovenstående er vist med svovlsyre som CIP-væske, men her kan anvendes forskellige typer

I båndfiltersystemet frafiltreres de større belægninger og partikler, så det kun er rest- og fine partikler der går gennem filteret. Belægningerne køres ud af systemet (i dette tilfælde vinduet), hvor mineralerne opsamles. Båndfilteret er indstillet således, at når flowet af syre er stort vil båndet køre hurtigere og dermed fjerne flere partikler. De fine partikler, som er mindre end filteret porestørrelse, vil ikke kunne fjernes, men bundfælder i opsamlingskarret. Det er derefter meningen, at væskefraktionen genanvendes. Der vil altså være et lille tab af syre i systemet, men det må forventes at størstedelen af syren kan anvendes (>80%).

Mængder af syre der anvendes på et biogasanlæg, afhænger meget af hvilken konfiguration varmeveksler systemet har, antallet af varmevekslere, samt mængden af biomasse, der føres igennem systemet. På Thorsø Biogas med et indtag på 170.000 tons gylle/år anvendes ca. 150 L inhiberet saltsyre til CIP-rensning pr. gang. Et sådant gylleindtag svarer til et lille fællesanlæg (ca. 800 Nm³ metan/time).

Skaleres ovenstående til modelanlæggene findes nedenstående mængder syre (se Tabel 19).

Tabel 19: Mængde inhiberet syre påkrævet for at rengøre varmeveksler rør ved forskellige størrelse biogasanlæg

	Anlæg 1-M	Anlæg 2-A	Anlæg 3-A	Anlæg 4a-A	Anlæg 4b-A
Gylleindtag (tons/år)	104.774	328.795	658.782	1.317.564	666.921
Krævet syre til CIP (L/gang)	92	290	581	1163	588
Årligt syre forbrug (L/år)	4.807	15.086	30.226	60.453	30.600
Omkostninger til syre pr. år (kr.)	15.816	49.633	99.445	198.890	100.674
Potentiel mulig besparelse ved genanvendelse af 80% syre, pr. år (kr.)	12.653	39.706	79.556	159.112	80.539
Omkostningsændring kr./Nm³ CH₄	- 0,003	- 0,003	- 0,003	- 0,003	- 0,002

Med en pris på ca. 3,29 kr./L inhiberet saltsyre svarer dette til mellem 304 og 3825 kr. pr. gang der skal rengøres via CIP afhængig af de fastsatte gylleanlæg fra modelanlæggene. Hyppigheden af rengøring afhænger igen af biomasseindtaget, men et estimat vil være ca. 1 rengøring om ugen svarende til 52 rengøringer om året. Det svarer til hhv. ca. 16.000, 50.000, 100.000, 200.000 og 100.000 kr. om året for modelanlæggene.

Ved at genanvende størstedelen af syren (80%) vil der kunne spares betydelige mængder syre og dermed reducere omkostninger. Det sænker altså omkostninger til syre med 80% svarende til en årlig besparelse på mellem ca. 13.000 og 160.000 kr. om pr. år, afhængig af gylleindtaget. Dertil skal der tillægges et begrænset men større strømforbrug til båndfilteret. Der vil udover en besparelse på økonomien også være en håndteringsmæssig gevinst, da der skal affaldshåndteres betydeligt lavere mængder inhiberet syre. Der er derfor også en miljømæssig gevinst, dog kan denne ikke prissættes endnu medmindre der kommer grænser for syrebrugen på biogasanlæg. Den resterende syre ville alternativt også kunne anvendes til forsurening af den afgassede gylle ind der udspreddes.

I fremtiden er det ikke umuligt, at CIP-anlæg anvender mere miljørigtige typer CIP-væsker som fx eddikesyre eller citronsyre for at reducere anvendelse af stærke kemikalier. CIP-anlæg og beskrivelser af disse indgår, som udgangspunkt, ikke under nuværende miljøtilladelser for biogasanlæg. Dog ses det allerede i andre industrier, fx fødevarer- eller lægemiddelindustrien. Prisen på eddike- og citronsyre er høj ift. inhiberet saltsyre, hvorfor besparelsen ved recirkulering af CIP-væske bliver større. Dog må man forvente, at den overordnede omkostning til CIP af varmevekslere bliver større, når der anvendes en dyrere CIP-væske. CIP med organiske syrer på den indgående strøm til anlægget kan have en positiv indflydelse på metanproduktionen, da disse syrer omsættes til metan i biogasanlægget. Mængden af CIP væskerester er dog begrænset i varmeveksleren, hvorfor gevinsten vil være minimal. Man er i øvrigt heller ikke begrænset til at anvende en bestemt type syre, hvis der anvendes organiske syrer.

11 Afgifter i forbindelse med overskudsvarme

Overskudsvarme pålægges afgift, hvis der i forbindelse med processen, der frembringer overskudsvarmen, er givet afgiftsgodtgørelse. Det vil sige, at hvis der anvendes naturgas til en opgraderingsproces, vil der i forbindelse med selve opgraderingen kunne opnås afgiftsgodtgørelse på naturgassen, men hvis overskudsvarme fra opgraderingsprocessen derefter anvendes til ikke godtgørelsesberettigede formål fx fjernvarme pålægges overskudsvarmeafgift. Anvendes en del af overskudsvarmen internt til proces pålægges ikke overskudsvarmeafgift. Anvendes overskudsvarmen til proces hos en ekstern forbruger pålægges overskudsvarmeafgift, men den kan godtgøres. Anvendes overskudsvarmen internt til rumopvarmning er den ligeledes afgiftsbelagt, og forbruget skal som udgangspunkt måles. Tidligere har afgiften på internt forbrugt overskudsvarme kunne afregnes ved en sats per kvadratmeter, og der har således ikke været krav om måling af forbruget. Kvadratmeter metoder har ofte været anvendt i forbindelse med opvarmning af mindre rum med et begrænset forbrug.

I tilfælde, hvor der ikke er sket en afgiftsgodtgørelse, fx fordi processen drives af en halmkedel, og der indtil videre ikke er energiafgifter på biomasse, pålægges ikke afgift på overskudsvarmen. Indførelse af en overskudsvarmeafgift på biomasse, vil det under de nuværende regler betyde, at der så kommer afgift på overskudsvarme, der er baseret på biomasse.

Overskudsvarmeafgiften blev i februar 2020 omlagt, så den ikke længere er en procentsats af vederlaget for overskudsvarmen. Der er i stedet vedtaget en fast sats på 25 kr./GJ (svarende til 90 kr./MWh), uanset hvilken temperatur overskudsvarmen har, og om den gives væk uden vederlag. Det er muligt at opnå en reduceret sats på 10 kr./GJ (svarende til 36 kr./MWh), hvis virksomheden har eller etablerer energiledelse. De helt præcise krav som skal opfyldes, for at opnå den lave sats er endnu ikke fastlagt. Det vil dog sandsynligvis

kræve et certificeret energiledelsessystem, som ikke er uden omkostning at opretholde, hvorfor små virksomheder med en begrænset mængde overskudsvarme ikke nødvendigvis har en økonomisk fordel af at komme over på den lave sats. Ovenstående satser er i 2018-priser, det er uvist om satser er fastholdt eller de skal fremskrives til 2020-priser.

Efter elafgiften er sænket og PSO-afgiften omlagt, er det blevet muligt at udnytte overskudsvarme, som inden det kan udnyttes i fx fjernvarmen får temperaturen hævet ved hjælp af en varmepumpe. Hvis der anvendes en varmepumpe til at hæve temperaturen på overskudsvarmen, og der er betalt elvarmeafgift på strømmen, der driver varmepumpen, betales der kun overskudsvarmeafgift af en del af den mængde overskudsvarme som modtages, hvis varmepumpen ejes af den, der frembringer overskudsvarmen. Dette begrundes med, at der er betalt elvarmeafgift på strømmen til varmepumpen. Det betyder, at der kun betales overskudsvarmeafgift af den varme mængde fra varmepumpen, der overstiger tre gange varmepumpens elforbrug. Med andre ord hvis en varmepumpe har en COP på 3 betales ikke overskudsvarmeafgift, mens hvis den har en COP på 5 betales overskudsvarmeafgift på 40 % (svarende til to femtedele) af varmemængden fra varmepumpen. COP angiver den varmemængde, der kommer ud af varmepumpen, delt med den mængde el der kommer ind i varmepumpen. Det vil sige ved en COP på 3 kommer der 3 MWh varme ud for hver 1 MWh el, der anvendes, og der anvendes 2 MWh overskudsvarme (eller anden lavtemperaturkilde). Det betyder, at varmemængden fra varmepumpen er tre gange større end elforbruget, og dermed ikke skal tillægges afgift. Ved en COP på 5, fås 5 MWh varme for hver 1 MWh el, der anvendes, der anvendes 4 MWh overskudsvarme. I det tilfælde er 3 MWh af de 5 MWh afgiftsfritaget, og der skal således betales afgift af 2 MWh ud af de 5 MWh varme, svarende til 40 % af varmemængden fra varmepumpen.

At det ikke er muligt at få reduceret mængden af overskudsvarme, som der skal betales overskudsvarmeafgift af, hvis varmepumpen ejes af en anden part fx et fjernvarmeværk, begrundes med, at det er leverandøren af overskudsvarmen, der er afgiftspligtig, og dermed skal afholde overskudsvarmeafgiften.

Overskudsvarmeafgiften er skruet sammen på en sådan måde, at hvis der ikke er betalt afgift, kan der heller ikke betales overskudsvarmeafgift. Det skyldes, at afgiften er lavet som en reduktion af godtgørelsen, og der kan kun opnås godtgørelse, hvis der skal betales afgift.

Der foregår i øjeblikket forhandlinger i forhold til at få reduceret eller afskaffet overskudsvarmeafgiften for datacentre og eventuelt også biogasopgraderingsanlæg. Men det er desværre svært at sige, hvilken betydning det vil have for fremtidige projekter, og hvilken tidshorisont, dette vil have. Efter klimaaftalen i juni 2020 forventes det, at forhandlingerne om tiltag til fremme af overskudsvarme vil forgå i efteråret 2020. Overskudsvarme er et komplekst område, og det er før sket, at forhandlingerne har trukket ud.

Klimaaftalen indeholder også en sænkelse af elvarmeafgiften, hvilket gør at fjernvarmeværkerne kan producere varmen på en luft-vand varmepumpe forholdsvis billigt. Hvis fjernvarmeværket investerer i en luft-vand varmepumpe i stedet for en varmepumpe baseret på overskudsvarme fra et opgraderingsanlæg, kan de designe størrelsen efter deres varmebov, i stedet for overskudsvarmemængden. Dertil kommer, at der ikke skal etableres ledninger fra opgraderingsanlægget og til fjernvarmenettet.

De lave elvarmeafgifter i klimaaftalen, gør at genvindsten ved en højere COP bliver så lille, at det er svært at forrente de ulemper, der ved at anvende overskudsvarme i forhold til at etablere en luft-vand varmepumpe.

12 Potentielle udviklingsområder

I arbejds pakken har vi regnet på muligheden for at sælge overskudsvarme fra biogasprocessen til et fjernvarmeværk og fandt at nuværende afgiftssystem spænder ben for en sådan løsning. Men det bør også undersøges om der kan drages andre fordele for at indgå i et samarbejde med et fjernvarmeværk, dette kan f.eks. være at biogasanlægget kan købe varme i sommerperioden, når forbruget til fjernvarme er lavt, hvor biogasanlægget stadig har et stort behov for opvarmning.

Beregningerne på højtemperaturvarmepumper peger på at der er et potentiale, der skal undersøges nærmere. Først og fremmest har vi ikke kendskab til varmepumper, der på nuværende tidspunkt leverer 145 °C, selvom det er teknisk muligt. Yderligere er der et stort behov for elektrificering af procesvarme i industrien, derfor er det interessant at opsætte og teste højtemperaturvarmepumper, så vi kan finde deres reelle potentiale.

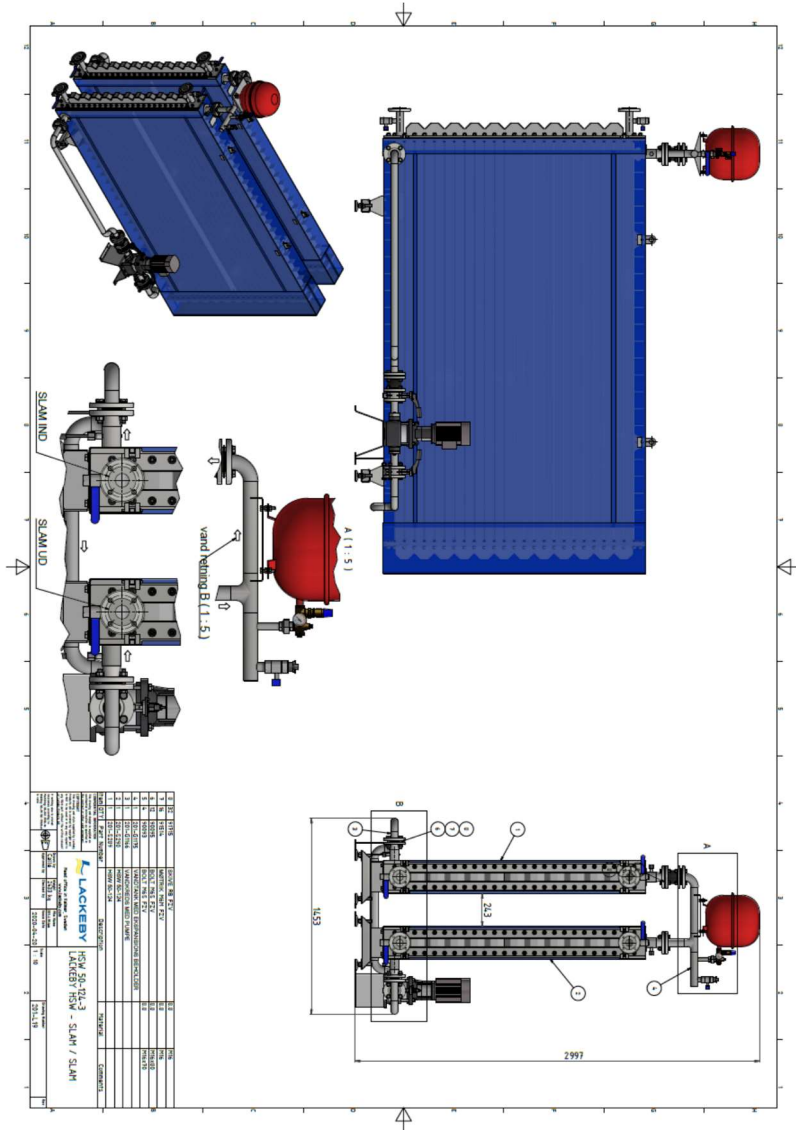
Power-2-X er et interessant område, hvor varmegenvind og energiintegration skal overvejes for at processerne kan betale sig. Processerne til produktion af enten metan eller metanol fra grøn brint og CO₂ fra biogas foregår ved høje temperaturer, hvis der er tale om kemisk katalyse. Overskudsvarmen der produceres skal genanvendes eller evt. sælges videre til kraftvarmeanlæggene, hvorved varmen ellers kan udnyttes.

Det vil i et vist omfang være nødvendigt at planlægge en strategisk placeringen af varmeforbrugene anlæg (fx biogasanlæg med amin-opgradering eller kemisk Power-2-X) fhv. tæt på en lokation med stort behov. Derved er der større sandsynlighed for at varmen kan anvendes, og ikke blot bortkøles som ses på flere biogasanlæg med amin-opgradering i dag.

Bilag

Veksler										
Modelanlæg	1M	1M	2A	2A	3A	3A	4b-A	4b-A	4a-A	4a-A
Drifts og produktion										
Leverandør	WEISS	Alfalaval	WEISS	Alfalaval	WEISS	Alfalaval	WEISS	Alfalaval	WEISS	Alfalaval
Veksler antal	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Biomasse gennemsnitstemperatur som pumpes ind	33 °C	33 °C	33 °C	33 °C	33 °C	33 °C	33 °C	33 °C	33 °C	33 °C
Biomasse gennemsnitstemperatur fra afgasning	53°C	53°C	53°C	53°C	53°C	53°C	53°C	53°C	53°C	53°C
Fuldlasttimer	8708	8708	8708	8708	8708	8708	8708	8708	8708	8708
Overført effekt veksler KW	126	105	323	172	626	321	651	359	873	687
Total Varmeproduktion KWh/år	1.097.190	915.196	2.812.638	1.494.268	5.451.119	2.791.739	5.668.815	3.129.604	7.601.959	5.984.910
Elforbrug KW	6	1	15	5	30	11	16	11	25	21
Total elforbrug KWh/år	52.065	11.309	134.330	41.996	258.028	95.582	142.835	95.166	217.184	186.142
Økonomi										
Installation af veksler	150.000 kr.	150.000 kr.	175.000 kr.	175.000 kr.	200.000 kr.	200.000 kr.	200.000 kr.	200.000 kr.	200.000 kr.	200.000 kr.
Netto investering varmeveksler+ installation (CAPEX)	849.500 kr.	682.000 kr.	1.330.700 kr.	848.000 kr.	2.095.000 kr.	890.000 kr.	2.465.200 kr.	900.000 kr.	3.031.000 kr.	1.608.000 kr.
Capex bidrag inkl. finansiering pr. år	81.843 kr.	65.705 kr.	128.203 kr.	81.698 kr.	201.837 kr.	85.745 kr.	237.503 kr.	86.708 kr.	292.013 kr.	154.918 kr.
Elforbrug 0,484 kr./KWh jf. EUDP nr. 64018-0512	25.199 kr.	5.473 kr.	65.016 kr.	20.326 kr.	124.886 kr.	46.262 kr.	69.132 kr.	46.060 kr.	105.117 kr.	90.093 kr.
Vedligehold: 315,2 kr/time jf. EUDP nr. 64018-0512	16.435 kr.	16.435 kr.	16.435 kr.	16.435 kr.	16.435 kr.	16.435 kr.	16.435 kr.	16.435 kr.	16.435 kr.	16.435 kr.
Årlige driftsomkostninger (OPEX)	41.635 kr.	21.909 kr.	81.451 kr.	36.761 kr.	141.321 kr.	62.697 kr.	85.568 kr.	62.496 kr.	121.553 kr.	106.528 kr.
Besparelse i gas: Naturgaspris 0,17 kr./kWh jf. EUDP nr. 64018-0512	186.522 kr.	155.583 kr.	478.148 kr.	254.026 kr.	926.690 kr.	474.596 kr.	963.699 kr.	532.033 kr.	1.292.333 kr.	1.017.435 kr.
Omsætning	144.887 kr.	133.674 kr.	396.697 kr.	217.264 kr.	785.369 kr.	411.898 kr.	878.131 kr.	469.537 kr.	1.170.780 kr.	910.907 kr.
Nettobesparelse kr./år	63.045 kr.	67.969 kr.	268.495 kr.	135.566 kr.	583.532 kr.	326.154 kr.	640.628 kr.	382.829 kr.	878.767 kr.	755.988 kr.
Simpel tilbagebetalingstid	5,9	5,1	3,4	3,9	2,7	2,2	2,8	1,9	2,6	1,8
Omkostningsændring kr/Nm ³ CH4	-0,015	-0,016	-0,021	-0,005	-0,023	-0,013	-0,012	-0,007	-0,017	-0,015

Bilag

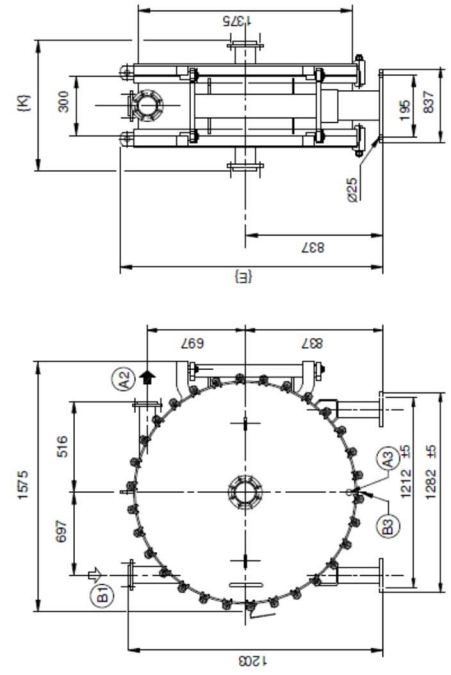


Dimensions are approximate and for general layout use only. Do not use for foundation bolting or piping layout.

REMARKS
 PLATE MATERIAL 316/316L Dual certif
 GASKET (A): GRAPHITE
 GASKET (B): GRAPHITE
 EMPTY WEIGHT- kg 2842
 FULL OF WATER WEIGHT- kg 3186

QUOTATION NO. / ITEM NO.
 2020-102 PlanEnergi StudyM
 AGENT / REF.
 CUSTOMER / REF.
 PREPARED
 Johan Olsson

SPIRAL HEAT EXCHANGER
ALSHE STS
 ASME - PED



This document and its contents are the exclusive property of Alfa Laval and may not be copied, reproduced, transmitted or otherwise disseminated in any form or by any means without the prior written permission of Alfa Laval. This document is confidential and contains trade secrets. It is intended for the use of the customer only on the project expressly agreed upon. Welding procedure according to ASME Section IX.

NOTE: Parts not in contact with fluids can be made of Carbon steel

CHANNEL	MEDIA	INLET	OUTLET	TEMP. °C	TEMP. °C	TEMP. °C	DESIGN	DESIGN	DESIGN	DESIGN	DESIGN	DESIGN	DESIGN	DESIGN	DESIGN	DESIGN	DESIGN	DESIGN
Inner	Est. Digested 8%	A1	A2	53.0	47.0	55.0	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Outer	Est. Raw Sludge 1.3 %	B1	B2	33.0	39.1	55.0	B1	B2	B3	B1	B2	B3	B1	B2	B3	B1	B2	B3
CONNECTIONS		A1	A2				DN 80	DN 80	DN 80	DN 80	DN 80	DN 80	DN 80	DN 80	DN 80	DN 80	DN 80	DN 80
Size							EN1092-1 02-A-PN16	EN1092-1 02-A-PN16	EN1092-1 02-A-PN16	EN1092-1 02-A-PN16	EN1092-1 02-A-PN16	EN1092-1 02-A-PN16	EN1092-1 02-A-PN16	EN1092-1 02-A-PN16	EN1092-1 02-A-PN16	EN1092-1 02-A-PN16	EN1092-1 02-A-PN16	EN1092-1 02-A-PN16
Type							316L	316L	316L	316L	316L	316L	316L	316L	316L	316L	316L	316L
Material																		

ALL DIMENSIONS IN MILLIMETERS
 Alfa Laval Spiral
 NEVERS-FRANCE
 DATE
 REV NO. 0