

OKTOBER 2013  
BIOGAS TASKFORCE

# BUSINESS CASE FOR BIOGASANLÆG MED AFSÆTNING TIL NATURGASNETTET



OKTOBER 2013  
BIOGAS TASKFORCE

# BUSINESS CASE FOR BIOGASANLÆG MED AFSÆTNING TIL NATURGASNETTET

ISBN 978-87-93071-32-2

PROJEKTNR. A042272  
DOKUMENTNR. 1  
VERSION C  
UDGIVELSESDATO 09 10 2013  
UDARBEJDET Frederik Møller Laugesen  
KONTROLLERET Anette Gudum  
GODKENDT Carsten Glenting



# INDHOLD

1	Indledning	7
1.1	Introduktion til analysen	7
1.2	Formål og afgrænsning	7
2	Metode	9
2.1	Modelstruktur	9
2.2	Værdiansættelsesmetoden	10
3	Case-beskrivelse	11
3.1	Organisationsstruktur	12
3.2	Biomasseforsyning	13
4	Business case-analysen	15
4.1	Generelle forudsætninger	15
4.2	Produktion og salg	16
4.3	Anlægsinvestering	18
4.4	Driftsomkostninger	20
4.5	Finansiering og afkastkrav	21
4.6	Resultater	23
5	Konklusion	26
6	Referencer	30



# 1 Indledning

Med energiaftalen fra marts 2012 og den politiske sigtelinje fra "Grøn Vækst" om at anvende op til 50 % af husdyrgødningen til energiformål i 2020, er der sat mål og rammer for den fremtidige danske biogasproduktion. Foruden en forøgelse af støtten til elproduktion baseret på biogas blev det også besluttet at støtte, når biogas opgraderes til naturgaskvalitet og distribueres via naturgasnettet. Formålet med opgradering af biogas til naturgasnettet er at opnå større afsætningsmæssig fleksibilitet og bedre ressourceudnyttelse. Eftersom biogas distribueret via naturgasnettet ikke tidligere har modtaget støtte, er der behov for at få afklaret og beskrevet økonomien og finansieringsmulighederne for biogasanlæg med afsætning til naturgasnettet.

## 1.1 Introduktion til analysen

COWI er af Energistyrelsen blevet bedt om at udarbejde en finansiell business case-analyse på baggrund af et biogafællesanlæg, inklusiv opgradering af biogassen til naturgaskvalitet. Analysen er et led i Biogas Taskforce' arbejde med mulighederne for at fremme investeringer i biogas. Business casen skal fungere som et eksempel på et investeringsgrundlag for potentielle investorer og långivere med interesse i biogas distribueret via naturgasnettet.

Den finansielle business case analyse baseres på forventede produktionsdata fra et antal biogafællesanlæg, inklusive opgraderingsanlæg, og med afsætning til naturgasnettet. Data er baseret på input fra Naturgas Fyn. Analysen tager endvidere udgangspunkt i Deloittes seneste rapport til Biogas Taskforce "Afdækning af muligheder for at fremme investeringer i biogas".

Til gennemførelse af analysen anvendes en finansiell- og samfundsøkonomisk analysemodel specielt designet til biogasanlæg. For et gennemsnitligt anlæg beregner analysemodellen resultatbudget, balancebudget og likviditetsbudget over den givne projektperiode samt en række relevante nøgletal og følsomhedsberegninger.

## 1.2 Formål og afgrænsning

Formålet med denne business case er at give et eksempel på et struktureret investeringsgrundlag for potentielle investorer og rådgivere med interesse i biogasanlæg

med afsætning til naturgasnettet. Analysen samler både konstruktion, drift, finansiering og risiko for et potentielt biogasanlæg med tilhørende opgraderingsanlæg. COWI er ikke ansvarlig for fejl og mangler i de grunddata som COWI har fået leveret som led i denne analyse.



## 2 Metode

Business case-analysen udarbejdes for at bidrage til et solidt og fyldestgørende investeringsgrundlag, der kan fungere som basis for en dialog med potentielle långivere og investorer. Analysen indledes med en beskrivelse af modellen samt analysemetoden og dens styrker og svagheder. Herefter præsenteres casebeskrivelsen samt organisationens opbygning, værdikæder og interessenter. Endvidere beskrives projektets forudsætnings- og datagrundlag samt tilhørende kilder og usikkerheder.

På baggrund af analysemetoden, de anvendte forudsætninger samt datagrundlaget beregnes projektets økonomi og afkastpotentiale, som derefter analyseres sammen med relevante følsomhedsberegninger. Følsomhedsberegningerne bruges til at præsentere de forudsætninger, som er mest kritiske i forhold til det projektøkonomiske resultat.

### 2.1 Modelstruktur

Business case-beregningerne udarbejdes i COWIs biogasmodel, som er udviklet til at lave finansielle og samfundsøkonomiske analyser af forskellige typer biogasanlæg. Modellen er baseret på Excel og består af en inputsektion, en beregningssektion samt en outputsektion. I inputsektionen indgår de case-specifikke data, blandt andet mængder og tørstofværdier for biomasseinputtet samt investerings- drifts- og vedligeholdelsesomkostninger. I beregningssektionen sammenholdes den producerede gasmængde med gasprisen og værdien af tilskud og afgiftsfritagelser, hvorefter en samlet omsætning estimeres. I outputsektionen opvejes omsætningen med drifts- og vedligeholdelsesomkostninger, renter, afdrag, skatter og afkastkrav, hvilket præsenteres i et resultat- balance- og likviditetsbudget for projektet til vurdering af projektets rentabilitet.

Analysemodellen er opbygget, så der tages højde for både generelle økonomiske og case-specifikke forhold.

For at kunne lave en samlet analyse af projektøkonomien er det nødvendigt at kortlægge både pengestrømmene til ejere og långivere og afkastkrav. Disse estimater baserer sig både på generelle økonomiske forhold som f.eks. afskrivninger, skat, prisinflation og markedspriser samt case-specifikke forhold som f.eks. anlægstype,

afsætningsvilkår for biogassen, biomassesammensætningen, samt anlægs- og driftsmæssige forhold. Resultaterne beregnes i løbende priser efter skat, da dette sikrer en meningsfyldt balancemodellering for projektet og sikrer sammenlignelighed med resultaterne fra rapporten udarbejdet af Deloitte (2013).

## 2.2 Værdiansættelsesmetoden

For at vurdere projektets økonomi udarbejdes der et resultat-, balance- og likviditetsbudget.

Resultatbudgettet viser projektets nettoomsætning, drifts- og personaleomkostninger samt lånafdrag over driftsperioden, og beregner derfra projektets indtægt før renter og skatter (EBIT). Derefter fratrækkes udgifterne til renter og skat for at estimere årets endelige resultat.

Med udgangspunkt i resultatbudgettet og likviditetsbudgettet opstilles et balancebudget. I balancebudgettet præsenteres projektets aktiver og passiver ved regnskabsårets afslutning. Aktiverne repræsenterer projektets værdier og består af anlægsaktiver og omsætningsaktiver. Passiverne repræsenterer projektets gæld og består af egenkapital, hensættelser og fremmedkapital. Balancebudgettet indgår som en vigtig del i vurdering af projektets økonomi, bl.a. for at synliggøre egenkapitalindsuddet i projektet.

I et likviditetsbudget præsenteres de frie pengestrømme (pengestrømme til ejere og långivere), hvor driftsomkostninger, betalt skat og investeringer i anlæg og arbejdskapital holdes op imod den genererede omsætning. Pengestrømmene på årsbasis over anlæggets driftsperiode diskonteres med projektets vægtede afkastkrav (WACC). Projektets WACC inkorporerer projektets driftsmæssige og finansielle risiko. Hvis business casen opnår en positiv nutidsværdi (NPV) af de diskonterede pengestrømme, er investeringscasen positiv og kan derved opfylde afkastkrav fra både ejere og långivere. Foruden NPV beregnes også projektets interne rente (IRR), som indikerer en god investering, hvis den er større end projektets WACC.

På baggrund af projektets NPV og IRR vurderes det, om projektet er bæredygtigt ud fra et finansielt perspektiv.

### 3 Case-beskrivelse

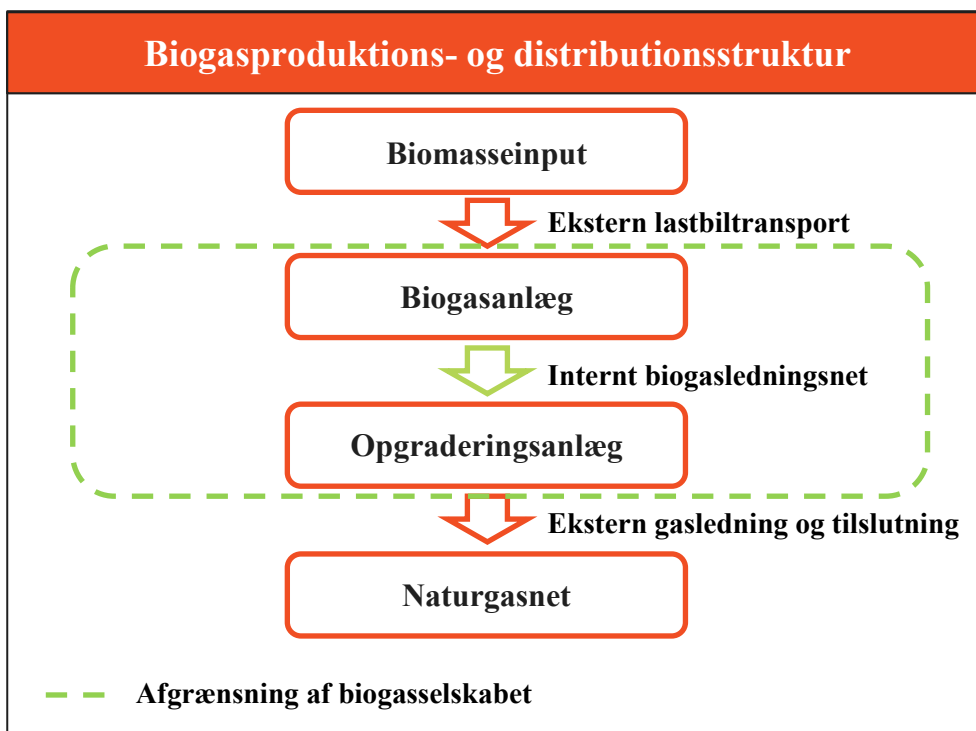
Grundet de nationale målsætninger om, at Danmark på lang sigt skal have en energiproduktion, der er fri for fossile brændsler, er der stor interesse fra energiselskabernes side i at investere i biogasanlæg. Før investeringer i biogasanlæg foretages, er det dog nødvendigt med vished om investeringens afkastpotentiale og robusthed. Den nærværende business case-analyse vil fungere som eksempel på et struktureret investeringsgrundlag og baseres på gennemsnitlige budgettal fra flere biogasprojekter, som energiselskabet Naturgas Fyn overvejer at investere i.

Business casen omhandler investeringer og drift af et biogasanlæg, som skal afsætte den producerede biogas til naturgasnettet. For at kunne afsætte biogas til naturgasnettet kræves det, at biogassen opgraderes til naturgaskvalitet, hvorfor investeringer i og drift af et opgraderingsanlæg og tilslutningsanlæg indgår i business casen. Biogasanlægget og opgraderingsanlægget ejes af ét biogasselskab, hvilket danner rammen for business case-analysen.

Biogasproduktions- og distributionsstrukturen for business casen samt afgrænsningen af biogasselskabet er illustreret i figur 1. Som det ses, modtager biogasanlægget sit biomasseinput fra forskellige leverandører. Transporten af biomassen udføres af en ekstern transportvirksomhed mod betaling, og investeringer i transportudstyr indgår derfor ikke i business casen. Selve biogasselskabet ejer biogasanlægget og opgraderingsanlægget. Biogasselskabet betaler derudover investeringsomkostningerne til gasledning og tilslutningsanlægget, inkl. kompressorer, der ejes af distributionsselskabet.

Fra opgraderingsanlægget transporteres naturgassen til naturgasnettet via en tilslutningsledning. Inden den opgraderede gas når naturgasnettet, passerer den igennem et tilslutningsanlæg og derfra videre til en M/R-station i en 4 bar ledning. Derefter hæver kompressorer trykket fra ca. 3 bar til 40 bar, inden bio-naturgassen injiceres i naturgasnettet.

Figur 1: Biogasproduktions- og distributionsstruktur

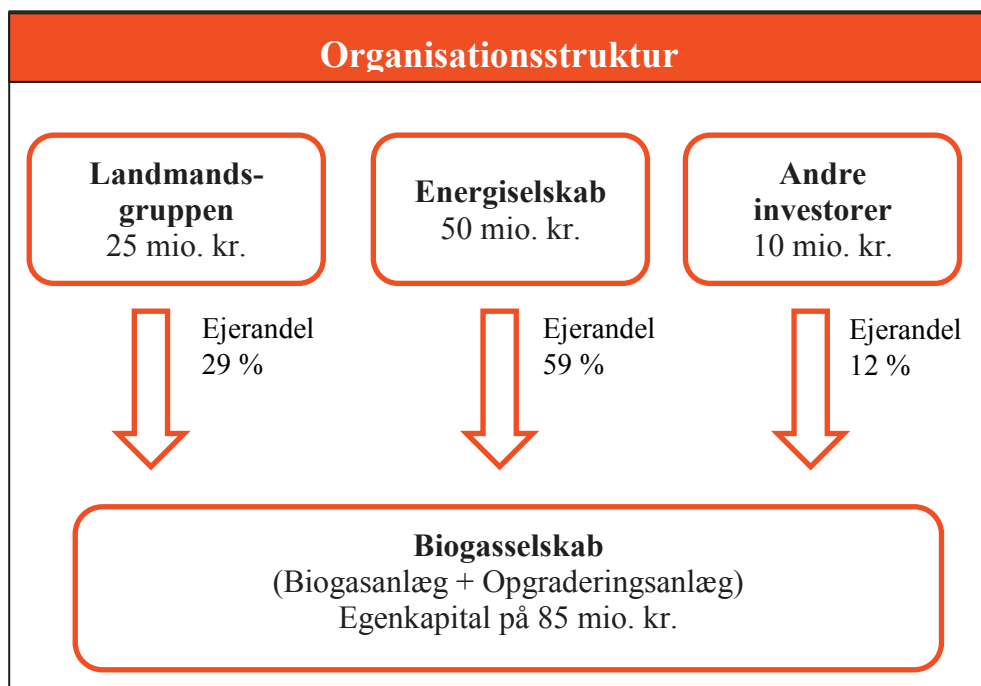


### 3.1 Organisationsstruktur

Biogasselskabet, som analyseres i business casen, ejes af en række investorer. Disse investorer skal have en andel af biogasselskabets afkast, der modsvarer deres ejerandel. Egenkapitalens afkastkrav samt låneomkostningerne efter skat udgør tilsammen det vægtede afkastkrav. Hvis biogasselskabet ikke kan honorere det vægtede afkastkrav, er oprettelse af biogasselskabet ikke en økonomisk rentabel investering.

Den samlede egenkapital i biogasselskabet udgør 85 millioner kr. og består af hhv. indskud fra en landmandsgruppe, et energiselskab samt en gruppe øvrige investorer (se figur 2). Landmandsgruppen investerer i alt 25 millioner kr. i biogasselskabet og får derved en ejerandel på 29 %. Energiselskabet investerer 50 millioner kr. i biogasselskabet og får aktiemajoriteten med en ejerandel på 59 %. De andre investorer giver et indskud på 10 millioner kr. og opnår en ejerandel på 12 %. Disse ejerandele er ikke ens for alle biogasselskaber, men i de fleste tilfælde vil energiselskabet have aktiemajoriteten.

Figur 2: Organisationsstruktur



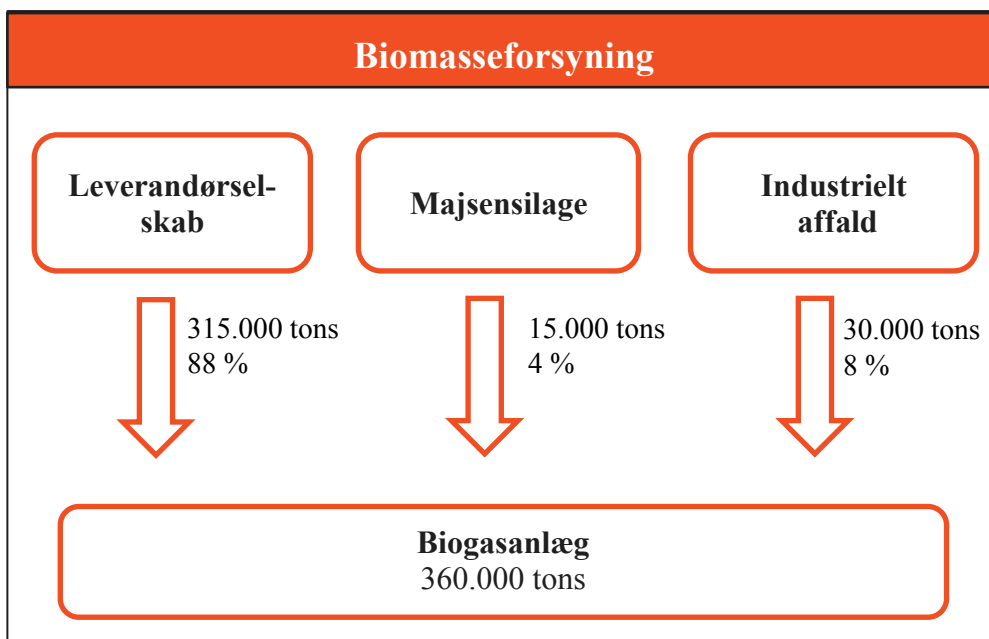
### 3.2 Biomasseforsyning

Biogasproduktionen i business case-analysen baseres på husdyrgødning, dybstrøelse, energiafgrøder samt industrielt affald. Der er etableret et leverandørselskab, som er ansvarlig for leveringen af kvæggylle, svinegyde, separeret gylle, minkgyde samt dybstrøelse. Leverandørselskabet er ansvarlig for tilførslen af 315.000 tons biomasse årligt, hvilket udgør 88 % af det samlede biomasseinput i biogasanlægget (se figur 3). Der er endvidere etableret en incitamentsmodel, der skal sikre, at den biomasse, som anlægget modtager, har et tilstrækkeligt højt biogaspotential. Hvis biogaspotentialet ikke lever op til mindstekravet, betaler leverandøren typisk en afgift, og hvis biogaspotentialet er bedre end aftalt, belønnes leverandøren. Biogasanlægget modtager biomassen fra leverandørselskabet gratis og skal kun afholde udgifterne til transporten af biomassen. Den gennemsnitlige afstand, som biomassen skal transporteres, er 12 km.

Foruden den gyllebaserede biomasse tilføres der også energiafgrøder til biogasanlægget i form af majs. Biogasanlægget modtager 15.000 tons majs årligt, hvilket udgør 4 % af anlæggets samlede biomasseinput. Prisen på energiafgrøderne er 300 kr. pr. ton, inkl. transport. Derudover modtager biogasanlægget også 30.000 tons industrielt affald årligt, hvilket svarer til 8 % af anlæggets samlede biomasseinput.

Prisen på det industrielle affald er behæftet med stor usikkerhed. Stigende efterspørgsel vil dog presse prisen i vejret. I nærværende analyse antages prisen at være 300 kr. pr. ton., inkl. transport og forbehandling. Det vil i nogle tilfælde være muligt at finde energiafgrøder til en lavere pris. Pga. den store usikkerhed omkring prisen på det industrielle affald, foretages der flere følsomhedsanalyser på en lavere pris.

Figur 3: Biomasseforsyning til biogasanlægget.



## 4 Business case-analysen

### 4.1 Generelle forudsætninger

Til analyse af business casen er der anvendt en række generelle forudsætninger, som er identiske med analysen fra Deloitte (2013) for at sikre sammenlignelighed på tværs af de to analyser (se tabel 1).

Værdiafsættelsestidspunktet for business case-analysen er sat til 1. januar 2014. Desuden antages det, at anlæggene kan etableres og være klar til produktion på et år, hvorefter anlæggene har en driftsperiode på 20 år. Biogasanlægget og opgraderingsanlægget antages regnskabsmæssigt afskrevet over driftsperioden, mens byggegrunden, som anlæggene placeres på, ikke afskrives, men antages solgt til bogført værdi ved udløb af projektperioden. Afslutningsvis medregnes eventuelle gevinster som følge af øget gødningsværdi af den afgassede biomasse ikke i business case-analysen.

*Tabel 1 - Generelle forudsætninger*

	Enhed	Niveau
Værdiansættelsestidspunkt	Dato	1. januar 2014
Prisinflation	Pct.	2 %
Selskabsskattesats	Pct.	25 %
Anlægsperiode	År	1
Driftsperiode	År	20
Arbejdskapital (tilgodehavender og leverandørgæld)	Kreditdage	30
<b>Afskrivninger</b>		
Regnskabsmæssige (lineært over driftsperioden)	År	20
Skattemæssige – bygninger (lineært)	År	25

Kilde: Deloitte (2013)

## 4.2 Produktion og salg

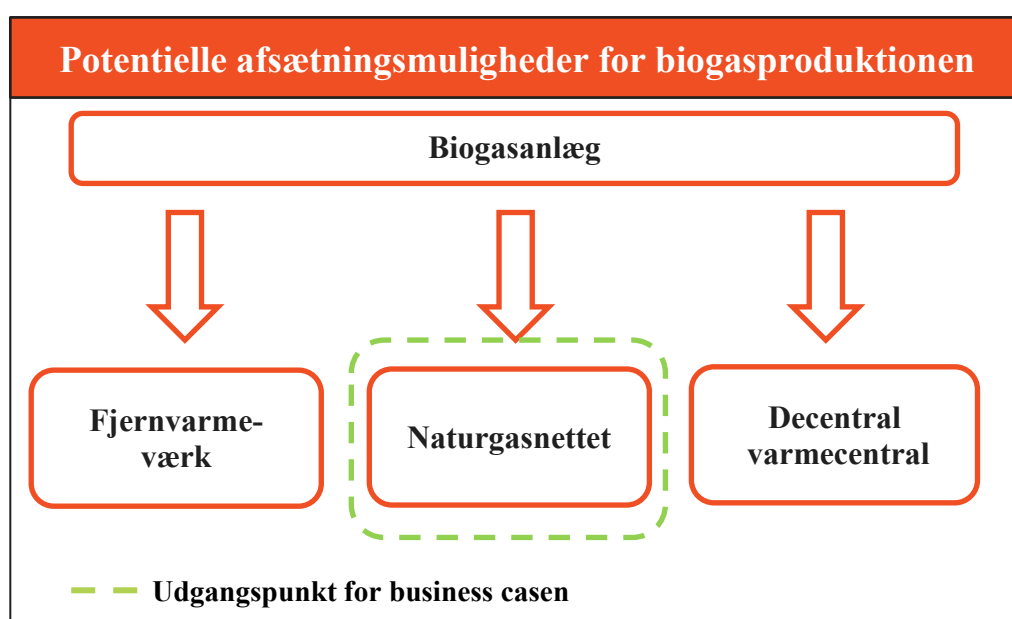
På baggrund af en biomasseforsyning på 360.000 tons beregnes en årlig metanproduktion på 10 millioner Nm<sup>3</sup>, hvilket er illustreret i tabel 2. Til trods for at energi-afgrøderne og det industrielle affald kun udgør 12 % af det samlede biomasseinput, producerer disse to typer af biomasse 3,8 millioner Nm<sup>3</sup>, svarende til 38 % af den samlede biogasproduktion. Det bør noteres at metan udbyttet på 370 m<sup>3</sup>/ton VS for majsensilage er højt sat i forhold analysen fra Deloitte (2013), det opvejes dog af en betydelig højere pris pr. ton. En anden vigtig komponent er inputtet af dybstrøelse, hvilket producerer 25 % af den samlede biogasproduktion, og desuden modtages uden andre omkostninger end transporten. Tørstofindholdet i biomassen er baseret på biogasselskabets krav til en stabil og høj produktion, hvilket sikres via incitamentsmodellen beskrevet i afsnit 3.2.

Tabel 2 – Estimeret gasproduktion

Biomassetype	Ton biomasse	Tørstofindhold	VS/TS	Ton VS	m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /ton VS	m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /år
Kvæggylle	125.000	8,0 %	80 %	8.000	200	1.600.000
Svinegylle	90.000	5,0 %	80 %	3.600	280	1.008.000
Dybstrøelse	50.000	25,0 %	80 %	10.000	250	2.500.000
Fiberfraktion - svin	15.000	25,0 %	80 %	3.000	260	780.000
Minkgylle	35.000	4,0 %	80 %	1.120	300	336.000
Majsensilage	15.000	30,0 %	95 %	4.275	370	1.581.750
Industrielt affald	30.000	20,0 %	91 %	5.490	400	2.196.000
<b>Samlet</b>	<b>360.000</b>	<b>11,8 %</b>				<b>10.001.750</b>

Biogasanlæggets potentielle afsætningsmuligheder er illustreret i figur 4. I denne business case opgraderes biogassen til naturgaskvalitet og afsættes derefter til naturgasnettet.

Figur 4: Potentielle afsætningsmuligheder





Fordelen ved denne model er, at al produceret gas kan sælges hele året rundt og til en bedre pris end almindelig biogas, da CO<sub>2</sub>-kvoteværdien af den fortrængte naturgas kan medregnes. Afsætning af gassen til et kraftvarmeværk er mere usikkert, da der er stor variation i varmeefterspørgslen over året. Derfor kan det risikeres, at der ikke kan opnås fuld udnyttelse af gassen i sommerperioden, hvilket reducerer prisen betydeligt. Denne risiko er der ikke ved afsætning til naturgasnettet. Derudover er fordelen ved afsætning til naturgasnettet, at man undgår en monopollignende situation med én kunde (som vil være tilfældet i kraftvarmescenariet). I stedet er der større kommerciel sikkerhed i at kunne afsætte til mange forskellige kunder, herunder ikke mindst med transportsektoren som et stort potentiale. Det skal dog noteres, at den opgraderede biogas i høj grad stadig vil blive købt af én kunde, nemlig naturgasselskabet, som samtidig er medejer af biogasselskabet.

Den samlede mængde producerede biogas samt den solgte mængde opgraderede biogas præsenteres i nedenstående tabel 3. Det ses, at der anvendes 1 million Nm<sup>3</sup> metan til procesvarme som afbrændes i en gaskedel, samt at der opstår et energitab svarende til 1 % i opgraderingsprocessen. Netto sælges der årligt næsten 9 millioner Nm<sup>3</sup> metan til naturgasnettet, svarende til 319 tusinde GJ. I visse tilfælde vil en halmkedel til procesvarme være en mere fordelagtig investering end en gaskedel, hvilket i sidste ende kan forbedre det endelige resultat for business casen.

Tabel 3 – Gassalg pr. år

	Enhed	Mængde
Årlig gasproduktion	Nm <sup>3</sup> metan/1000	10.002
Metan til procesvarme	Nm <sup>3</sup> metan/1000	1.008
Metan til opgradering	Nm <sup>3</sup> metan/1000	8.994
Energitab ved opgradering (1 %)	Nm <sup>3</sup> metan/1000	90
<b>Bio-naturgas solgt til NG-nettet</b>	<b>Nm<sup>3</sup> metan/1000/år</b>	<b>8.904</b>
<b>Bio-naturgas solgt til NG-nettet</b>	<b>GJ/år</b>	<b>318.756</b>

Tabel 4 nedenfor angiver de anvendte prisforudsætninger i analysen. Bio-naturgassen, som afsættes til naturgasnettet, antages at blive solgt til samme pris som standardnaturgas. Naturgasprisen er baseret på Energistyrelsens egne energiprisfremskrivninger. Det antages yderligere, at der opnås en ekstra værdi svarende til den CO<sub>2</sub>-kvotepris, som vil skulle betales, hvis der alternativt anvendes naturgas. Der anvendes den aktuelle kvotepris svarende til 2,4 kr./GJ fortrængt naturgas, som fremskrives med inflationen for hele perioden (EEX, 2013), (Energistyrelsen, 2011).

Foruden naturgasprisen og CO<sub>2</sub>-kvoteværdien ydes der et pristillæg på 79 kr. pr. leveret gigajoule (GJ) opgraderet biogas. Pristillægget indeksreguleres den 1. januar hvert år fra 2013 på grundlag af 60 % af stigningerne i nettoprisindekset i det foregående kalenderår i forhold til 2007. Derudover gives der yderligere et nyt pristillæg på 26 kr. pr. leveret GJ opgraderet biogas. Det nye pristillæg nedsættes den 1. januar hvert år fra 2013 med det beløb i kr. pr. GJ, som naturgasprisen i det foregående år er højere end en basispris på 53,2 kroner pr. GJ, og tillægget øges tilsvarende, hvis gasprisen falder. Afslutningsvis ydes der et ekstra pristillæg på 10 kr. pr. leveret GJ opgraderet biogas. Pristillægget nedsættes årligt med 2 kr. pr. GJ

fra den 1. januar 2016 og ophører med udgangen af 2019 (KEBMIN, 2012). Som det ses i tabel 3, så anvendes 10 % af biogas til procesvarme via en gaskedel. Denne energi til proces modtager, som det fremgår af tabel 4, tilskud til procesenergi som i 2015 er på 39,9 kr./GJ plus pristillæggene på hhv. 19,3 og 10 kr./GJ.

Tabel 4 – Markedspris på biogaseret naturgas

Kr./GJ Løbende priser	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Naturgaspris	60,9	62,4	64,0	65,5	67,9	70,4	72,8	75,3	78,0	80,7	83,4	86,1
Pristillæg	80,9	81,9	82,9	83,9	84,9	85,9	86,9	88,0	89,0	90,1	91,2	92,3
Nyt pristillæg	19,3	18,3	16,8	15,2	13,7	11,3	8,8	6,4	3,9	1,2	0,0	0,0
Ekstra pristillæg	10,0	8,0	6,0	4,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CO <sub>2</sub> -kvotepris	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8	2,9	2,9
Tilskud til proces	39,9	40,4	40,9	41,4	41,9	42,4	42,9	43,4	43,9	44,5	45,0	45,5
<b>Samlet pris</b>	<b>173</b>	<b>173</b>	<b>172</b>	<b>171</b>	<b>171</b>	<b>170</b>	<b>171</b>	<b>172</b>	<b>174</b>	<b>175</b>	<b>177</b>	<b>181</b>
Samlet tilskud til proces	69,2	66,8	63,7	60,6	57,6	53,7	51,7	49,8	47,9	45,7	45,0	45,5

Kilde: Energistyrelsen (2013), (KEBMIN, 2012).

Den samlede pris på bio-naturgas solgt til naturgasnettet falder frem mod 2022 på grund af udfasningen af det ekstra pristillæg. Efter 2022 forventes stigningen i naturgasprisen og standardpristillægget at kunne opveje udfasningen af de mindre pristillæg, hvorefter den samlede afsætningspris forventes at stige. Forsyningsikkerhedsafgiften medregnes ikke, da biogassen opgraderes og pumpes ud i naturgasnettet og derfor behandles afgiftsmæssigt ligesom naturgas (SMK, 2013). Hvis biogassen i stedet var blevet afsat til et kraftvarmeværk ville prisen på gassen været reduceret. Værdien af CO<sub>2</sub>-kvoterne ville ikke kunne medregnes, og i stedet skulle forsyningsikkerhedsafgiften været trukket fra prisen pr. GJ. Det er endvidere vigtigt at være opmærksom på at der i nærværende beregninger er anvendt fulde priser. Disse fulde priser er ikke altid tilgængelige i praksis, da de er til forhandling.

### 4.3 Anlægsinvestering

Som nævnt ovenfor vil der være et egenkapitalindskud i biogasselskabet på 85 millioner kroner, hvilket udgør 50 % af den samlede investering. Tabel 5 præsenterer den samlede investering fordelt mellem biogasanlægget og opgraderingsanlægget. Selve biogasanlægget med lagertank, hygiejnisering, varmegenvinding, gaskedel til procesvarme, og gasledning til opgraderingsanlægget forventes at koste 125 millioner kr. Derudover kommer der 5 millioner kr. i omkostninger til køb af grund. Investeringerne i biogasanlægget løber derved op i samlet 130 millioner kr. Prisen på grunden kan variere betydeligt på grund af lokale forhold, og alt efter hvor i Danmark anlægget placeres. Således vil 5 millioner kr. i nogle sammenhænge være en høj pris for en grund, mens den i sammenligning med de 14 millioner kr. antaget i analysen fra Deloitte (2013), er en relativ lav grundpris.

Opgraderingsanlægget forventes samlet at koste 22 millioner kr., mens tilslutningen til naturgasnettet estimeres at koste 18 millioner kr., som betales til gasdistributionselskabet. Investeringerne i tilslutning til naturgasnettet består af et tilslutningsanlæg, gasledning, kompressor, og analyseinstrumenter. Det antages at den opgraderede gas injiceres i et 40 bar naturgasnet. De samlede investeringer i opgraderingsanlægget og tilslutning er derfor 40 millioner kr. Den største enkeltstående investeringspost for tilslutning til naturgasnettet er betaling for kompressorer.

Alt i alt kræver biogasselskabet en anlægsinvestering på 170 millioner kr., som det ses i tabel 5. Omkostninger til eventuelle reinvesteringer er medregnet i de årlige vedligeholdelsesomkostninger.

Tabel 5 – Anlægsinvestering

	<b>Kr. (2013 priser)</b>
<b>Biogasanlæg:</b>	
Biogasanlæg med lagertank, hygiejnisering, varmegenvinding, gaskedel, og gasledning	125.000.000
Grund	5.000.000
<b>Anlægsinvesteringer, ekskl. byggerenter</b>	<b>130.000.000</b>
Byggerenter	2.812.500
<b>Anlægsinvesteringer inkl. byggerenter</b>	<b>132.812.500</b>
<b>Opgraderingsanlæg:</b>	
Samlet opgraderingsanlæg	22.000.000
<b>Tilslutning til NG-nettet:</b>	
Tilslutningsanlæg inkl. montering og opstilling	2.500.000
Gasledning	3.500.000
Kompressorer inkl. bygninger, montering og opstilling	10.000.000
Analyseinstrumenter, inkl. signaloverførsel	1.700.000
Andet	300.000
Samlet tilslutning til NG-nettet	18.000.000
Anlægsinvesteringer, ekskl. byggerenter	40.000.000
Byggerenter	900.000
<b>Anlægsinvesteringer, inkl. byggerenter</b>	<b>40.900.000</b>
<b>Samlet anlægsinvestering, ekskl. byggerenter</b>	<b>170.000.000</b>
<b>Samlet anlægsinvestering, inkl. byggerenter</b>	<b>173.712.500</b>

Som det ses i tabel 6, udgør investeringen i biogasanlægget den største udgift for biogasselskabet med en investering svarende til 347 kr./ton biomasse pr. år. Den samlede investering i hele biogasselskabet udgør 472 kr./ton biomasse pr. år.

Tabel 6 – Anlægsinvestering pr. ton biomasse

	<b>Kr./ton biomasseinput (2013 priser)</b>
Biogasanlæg med lagertank, hygiejnisering, varmegenvinding, gaskedel, og gasledning	347
Grund	14
Opgraderingsanlæg samlet	61
Tilslutning til NG-nettet	50
<b>Samlet anlægsinvestering</b>	<b>472</b>

## 4.4 Driftsomkostninger

Tabel 7 nedenfor præsenterer de årlige driftsomkostninger for biogasselskabet fordelt på biogasanlæg, opgraderingsanlæg, tilslutningsanlæg, transport og køb af biomasse. Selve biogasanlægget forventes at have driftsomkostninger på 3,5 millioner kr. årligt, hvilket bl.a. dækker over løn til medarbejdere, forsikringer, revision, og gødningsadministration. Derudover er der i det første driftsår et indkøringstab svarende til 25 % af den årlige gasproduktion, hvilket har en værdi af 13,8 millioner kr. En reduceret produktion vil i de fleste tilfælde også medføre reducerede produktionsomkostninger i år 1. Denne besparelse er dog ikke medregnet i nærværende analyse. Det antages desuden, at ca. 1 million Nm<sup>3</sup> af den producerede metan anvendes i en gaskedel til procesvarme. For at sikre sammenlignelighed med analyse fra Deloitte (2013) præsenteres værdien af metanen til procesvarme i tabel 7 som en omkostning, selvom den i de finansielle beregninger indgår som en reduktion i gasproduktionen. Den reducerede indtjening ved at anvende biogas til procesvarme svarer til 3,8 millioner kr. årligt. Afslutningsvis anvendes der 1,3 millioner kr. til el og 2,5 millioner kr. til vedligeholdelse, hvori der er medregnet løbende omkostninger til reinvesteringer. Samlet har biogasanlægget driftsomkostninger på 27,3 millioner kr. i første driftsår.

Opgraderingsanlægget har samlede driftsomkostninger på 3 millioner kr. årligt, hvoraf ca. 80 % kan tilskrives omkostninger til el. Endvidere medregnes omkostningerne til vedligeholdelse af tilslutningsanlægget på 0,5 millioner kr. årligt, og drift af kompressorerne på 800.000 kr. årligt.

Udgifterne til transport af biomasse er sat til 25 kr. pr. ton biomasse fra leverandørgruppen, hvilket svarer til 7,9 millioner kr. årligt. Af disse udgifter til transport udgør omkostningerne til mandskab ca. en tredjedel. Afslutningsvis udgør udgifterne til energiafgrøder og industrielt affald hhv. 4,5 og 9 millioner kr. årligt, svarende til 13,5 millioner kr. i alt, inklusive omkostninger til transport.

Det første driftsår ligger driftsomkostningerne på 50,5 millioner kr., hvorefter de falder til 36,7 millioner kr. i de resterende driftsår.

Sammenlignet med analysen fra Deloitte (2013) er driftsomkostningerne i det første drifts år, alene for biogasanlægget i nærværende analyse, 50 % højere pr. ton biomasse. Dette skyldes hovedsagligt at der i denne analyse medregnes et indkøringstab svarende til værdien af 25 % af biogasproduktionen, samt at der medregnes større omkostninger forbundet med procesvarme. Derudover medregnes der i denne analyse omkostninger til opgraderingsanlæg, tilslutningsanlæg og kompressorer.

Tabel 7 – Driftsomkostninger

Omkostningstype	Kr./år	Kr./ton samlet biomasseinput	Kr./GJ
<b>Biogasanlæg:</b>			
Driftsomkostninger	3.500.000	10	11
Indkøringstab – år 1	13.816.564	38	43
Tabt værdi af biogas til procesvarme	3.759.434	10	12
El	1.256.720	3	4
Vedligeholdelsesomkostninger	2.500.000	7	8
<b>Total</b>	<b>24.832.718</b>	<b>69</b>	<b>78</b>
<b>Opgraderingsanlæg:</b>			
El til opgradering	2.400.000	7	8
Andet	600.000	2	2
<b>Total</b>	<b>3.000.000</b>	<b>8</b>	<b>9</b>
<b>Tilslutningsanlæg og kompressor:</b>			
Vedligeholdelse	500.000	1	2
Driftsomkostninger ved kompressor	800.000	2	3
<b>Total</b>	<b>1.300.000</b>	<b>4</b>	<b>4</b>
<b>Transport:</b>			
Ekstern transportvirksomhed	7.860.000	22	25
<b>Total</b>	<b>7.860.000</b>	<b>22</b>	<b>25</b>
<b>Biomasse:</b>			
Køb af energiafgrøder	4.500.000	13	14
Køb af Industrielt affald	9.000.000	25	28
<b>Total</b>	<b>13.500.000</b>	<b>38</b>	<b>42</b>
<b>Totale driftsomkostninger 1. driftsår</b>	<b>50.492.718</b>	<b>140</b>	<b>158</b>
<b>Totale driftsomkostninger efter år 1</b>	<b>36.676.154</b>	<b>102</b>	<b>115</b>

Omkostninger til opgradering og tilslutning til naturgasnettet udgør 0,87 kr. pr. m<sup>3</sup> metan set over en 20-årig periode. Heri indgår investeringsomkostningerne samt drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne forbundet med opgraderingsanlægget og tilslutning til naturgasnettet. Set over en 10-årig periode udgør omkostningerne 1,1 kr. pr. m<sup>3</sup> metan.

## 4.5 Finansiering og afkastkrav

Af tabel 8 fremgår den samlede anlægsinvestering på 170 millioner kr. Biogasselskabet forventer ikke at modtage et etableringstilskud, hvilket for nogle anlæg har udgjort 30 % af de støtteberettigede investeringsomkostninger. Som vist i figur 2 udgør indskuddet fra landmandsgruppen 25 millioner kr., mens indskuddet fra energiselskabet udgør 50 millioner kr. og andre investorer giver et indskud på 10 millioner kr. Samlet giver dette en egenkapital på 85 millioner kr. svarende til 50 % af de samlede investeringer. Derfor er der også en fremmedfinansiering på 85 millioner kr. som forudsættes lånt som et lån svarende til vilkårene på et realkreditlån med 4,5 % rente og en 10-årig løbetid.

Tabel 8 – Finansiering af anlægsinvesteringen

Finansieringskilde	Kr.
<b>Etableringstilskud</b>	<b>0</b>
<b>Egenkapitalindskud</b>	
Indskud fra landmandsgruppen	25.000.000
Indskud fra energiselskab	50.000.000
Indskud fra anden investor	10.000.000
<b>Egenkapitalindskud i alt</b>	<b>85.000.000</b>
<b>Fremfinansiering</b>	
Realkreditlån (løbetid: 10 år, rente 4,5 %)	85.000.000
<b>Lånefinansiering i alt</b>	<b>85.000.000</b>
<b>Total finansiering, ekskl. byggerenter</b>	<b>170.000.000</b>

Tabel 9 præsenterer et estimeret afkastkrav fra ejere og långivere i forbindelse med en potentiel investering i et biogasselskab, hvilket summeres i et vægtet afkastkrav efter skat (WACC). På baggrund af antagelserne fra Deloitte (2013) om en risikofri rente på 1,47 (10-årig dansk statsobligation), en ugearet beta på 0,55, en markedsrisikopræmie på 7 % (inkl. krisetillæg på 2 %) og et projektspecifikt skønnet risikotillæg på 5 % beregnes der en egenkapitalomkostning for projektet på 13,2 %. Desuden beregnes der en effektiv lårente efter skat på 3,1 %.

Med udgangspunkt i kapitalstrukturen med en gældsandel på 50 % estimeres projektets afkastkrav til 8,1 %. Dette vægtede afkastkrav er 0,7 procentpoint større end det vægtede afkastkrav beregnet i Deloitte (2013). Dette skyldes en forskel i kapitalstrukturen, i og med beregningerne i nærværende rapport antager en egenkapitalandel på 50 %, hvorimod beregningerne fra Deloitte (2013) antager en egenkapitalandel på 14 %. Det højere vægtede afkastkrav betyder, at der stilles højere krav til afkastet på investeringen i nærværende rapport for at opnå break-even i forhold til casen i Deloitte (2013). I kapitel 5 laves der en følsomhedsberegning på en situation, hvor egenkapitalandelen for business casen er identisk med casen fra Deloitte (2013).

Tabel 9 – Afkastkrav fra ejere og långivere

	Enhed	Niveau
<b>Afkastkrav fra egenkapital</b>		
Risikofri rente	Pct.	1,47 %
Ugearet beta	Faktor	0,55
Gearet beta	Faktor	0,96
Markedsrisikopræmie	Pct.	7,00 %
Projektspecifikt tillæg	Pct.	5,00 %
<b>Egenkapitalomkostning</b>	<b>Pct.</b>	<b>13,2 %</b>
<b>Afkastkrav fra långivere</b>		
Effektiv lårente før skat	Pct.	4,1 %
Selskabsskattesats	Pct.	25 %
<b>Låneomkostning efter skat</b>	<b>Pct.</b>	<b>3,1 %</b>
<b>Kapital struktur</b>		
Gældsandel	Pct.	50 %
Egenkapitalandel	Pct.	50 %
<b>Vægtet afkastkrav efter skat (WACC)</b>		<b>8,1 %</b>

Kilde: Deloitte (2013)

## 4.6 Resultater

I det følgende afsnit præsenteres resultaterne af business case-analysen i form af et resultatbudget, balancebudget samt et likviditetsbudget. Disse budgetter er udarbejdet for at kunne præsentere et investeringsgrundlag, der kan fungere som basis for en dialog med potentielle långivere og investorer.

### 4.6.1 Resultatbudget

Tabel 10 præsenterer resultatbudgettet frem til år 2023, som dækker lånets tilbagebetalingsperiode. Det ses, at resultatet i år 2014 er negativt, hvilket skyldes, at produktionen i 2014 endnu ikke er startet. Desuden er der et mindre underskud i 2015, hvilket skyldes, at der i det første driftsår er et stort indkøringstab. Omsætningen ligger derefter ret stabilt blandt andet som følge af udviklingen i bio-naturgasprisen, illustreret i tabel 4. Omkostningerne til vareforbrug, personaleomkostninger og drift udvikler sig desuden jævnt over driftsperioden. Udviklingen i omsætning og udgifter betyder, at indtjeningen før afskrivninger, finansielle omkostninger og skat falder fra 22,6 millioner kr. i 2016 til 16,9 millioner i 2023 i løbende priser.

Årsresultatet illustrerer den samlede årlige indtjening efter afskrivninger, finansielle omkostninger og skat. Efter år 2015 forbliver årsresultatet klart positivt i hele den resterende driftsperiode med et årsresultat svingende mellem 6 og 8,2 millioner kr.

Tabel 10 – Resultatbudget

t.kr.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Resultatbudget	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Omsætning</b>	-	<b>43.947</b>	<b>57.562</b>	<b>57.147</b>	<b>56.732</b>	<b>56.587</b>	<b>56.164</b>	<b>56.439</b>	<b>56.729</b>	<b>57.079</b>
Vareforbrug		-14.045	-14.326	-14.613	-14.905	-15.203	-15.507	-15.817	-16.134	-16.456
Personaleomkostninger (transport)		-2.941	-2.999	-3.059	-3.121	-3.183	-3.247	-3.312	-3.378	-3.445
Driftsudgifter (biogasanlæg)		-12.769	-13.045	-13.337	-13.550	-13.778	-14.110	-14.357	-14.699	-15.027
Driftsudgifter (opgraderingsanlæg)		-4.474	-4.563	-4.654	-4.748	-4.842	-4.939	-5.038	-5.139	-5.242
<b>EBITDA</b>		<b>9.719</b>	<b>22.629</b>	<b>21.483</b>	<b>20.408</b>	<b>19.580</b>	<b>18.361</b>	<b>17.914</b>	<b>17.380</b>	<b>16.909</b>
Afskrivninger		-8.500	-8.500	-8.500	-8.500	-8.500	-8.500	-8.500	-8.500	-8.500
<b>EBIT</b>		<b>1.219</b>	<b>14.129</b>	<b>12.983</b>	<b>11.908</b>	<b>11.080</b>	<b>9.861</b>	<b>9.414</b>	<b>8.880</b>	<b>8.409</b>
Finansielle omkostninger		-3.825	-3.514	-3.188	-2.849	-2.493	-2.122	-1.734	-905	-463
<b>Resultat før skat</b>		<b>-3.825</b>	<b>-2.295</b>	<b>10.940</b>	<b>10.135</b>	<b>9.415</b>	<b>8.958</b>	<b>8.127</b>	<b>7.975</b>	<b>7.946</b>
Skat		956	574	-2.735	-2.534	-2.354	-2.032	-2.021	-1.994	-1.987
<b>Årets resultat</b>		<b>-2.869</b>	<b>-1.721</b>	<b>8.205</b>	<b>7.601</b>	<b>7.061</b>	<b>6.718</b>	<b>6.095</b>	<b>5.981</b>	<b>5.960</b>

Kilde: COWI-analyse

#### 4.6.2 Balancebudget

I nedenstående tabel 11 præsenteres det estimerede balancebudget for business casen frem til 2023. Balancebudgettet viser business casens aktiver og passiver over perioden. Det ses, at realkreditlånet afdrages over 10 år og er fuldt tilbagebetalt i 2023. Biogasanlægget og opgraderingsanlægget er under opførelse i 2014, hvorefter det forventes at være i brug i 2015.

Tabel 11 – Balancebudget

t.kr.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Balancebudget	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Anlæg under opførelse	170.000									
Anlægsaktiver		161.500	153.000	144.500	136.000	127.500	119.000	110.500	102.000	93.500
Tilgodehavender	-	8.789	11.512	11.429	11.346	11.317	11.233	11.288	11.346	11.416
Inventar	-	1.405	1.433	1.461	1.491	1.520	1.551	1.582	1.613	1.646
Likvider	-9.786	-16.035	-8.273	-53	7.272	13.855	19.454	24.546	29.130	33.242
<b>Aktiver i alt</b>	<b>160.214</b>	<b>155.659</b>	<b>157.672</b>	<b>157.338</b>	<b>156.109</b>	<b>154.192</b>	<b>151.238</b>	<b>147.916</b>	<b>144.089</b>	<b>139.804</b>
Egenkapitalindskud	85.000	85.000	85.000	85.000	85.000	85.000	85.000	85.000	85.000	85.000
Overført resultat	-2.869	-4.590	3.615	11.216	18.277	24.996	31.091	37.155	43.136	49.096
<b>Egenkapital i alt</b>	<b>82.131</b>	<b>80.410</b>	<b>88.615</b>	<b>96.216</b>	<b>103.277</b>	<b>109.996</b>	<b>116.091</b>	<b>122.155</b>	<b>128.136</b>	<b>134.096</b>
Kortfristet gæld (leverandørgæld)	-	4.395	5.756	5.715	5.673	5.659	5.616	5.644	5.673	5.708
Realkreditlån	78.083	70.854	63.301	55.407	47.158	38.538	29.530	20.117	10.280	-
<b>Forpligtelser i alt</b>	<b>78.083</b>	<b>75.249</b>	<b>69.057</b>	<b>61.122</b>	<b>52.831</b>	<b>44.197</b>	<b>35.146</b>	<b>25.760</b>	<b>15.953</b>	<b>5.708</b>
<b>Passiver i alt</b>	<b>160.214</b>	<b>155.659</b>	<b>157.672</b>	<b>157.338</b>	<b>156.109</b>	<b>154.192</b>	<b>151.238</b>	<b>147.916</b>	<b>144.089</b>	<b>139.804</b>

Kilde: COWI-analyse

#### 4.6.3 Frie pengestrømme

Tabel 12 nedenfor illustrerer de frie pengestrømme forbundet med investeringerne i biogasprojektet i projektets første 10 driftsår. Som det ses i tabellen, er år 2014 for-



bundet med store negative, frie pengestrømme som følge den initiale anlægsinvestering. I perioden fra 2015 og frem genererer projektet positive pengestrømme som følge af salg af bio-naturgas til naturgasnettet. De positive pengestrømme er rimelig stabile over hele driftsperioden. Det ses i tabel 12, at projektet har en nutidsværdi på -22,2 millioner kr. over hele anlæggets 20-årige driftsperiode og en intern rente på 6,1 %, hvilket skal sammenlignes med det vægtede afkastkrav på 8,1 %. Med de anvendte forudsætninger er der således ikke tale om en positiv business case.

Tabel 12 – Frie pengestrømme

t.kr.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Frie pengestrømme	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EBIT	-	1.219	14.129	12.983	11.908	11.080	9.861	9.414	8.880	8.409
Justeret betalt skat	956	574	-2.735	-2.534	-2.354	-2.239	-2.032	-2.021	-1.994	-1.987
<b>NOPLET</b>	<b>956</b>	<b>1.792</b>	<b>11.394</b>	<b>10.450</b>	<b>9.554</b>	<b>8.841</b>	<b>7.830</b>	<b>7.393</b>	<b>6.886</b>	<b>6.422</b>
Afskrivninger		8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500
Ændring i nettoarbejdskapital		-5.799	-1.390	13	12	-15	12	-58	-61	-67
Investeringer	-170.000									
<b>Frie pengestrømme (FCF)</b>	<b>-169.044</b>	<b>4.493</b>	<b>18.504</b>	<b>18.963</b>	<b>18.067</b>	<b>17.325</b>	<b>16.341</b>	<b>15.835</b>	<b>15.326</b>	<b>14.855</b>
<b>Projekt NPV</b>	<b>-22.231</b>									
<b>Projekt IRR</b>	<b>6,13 %</b>									

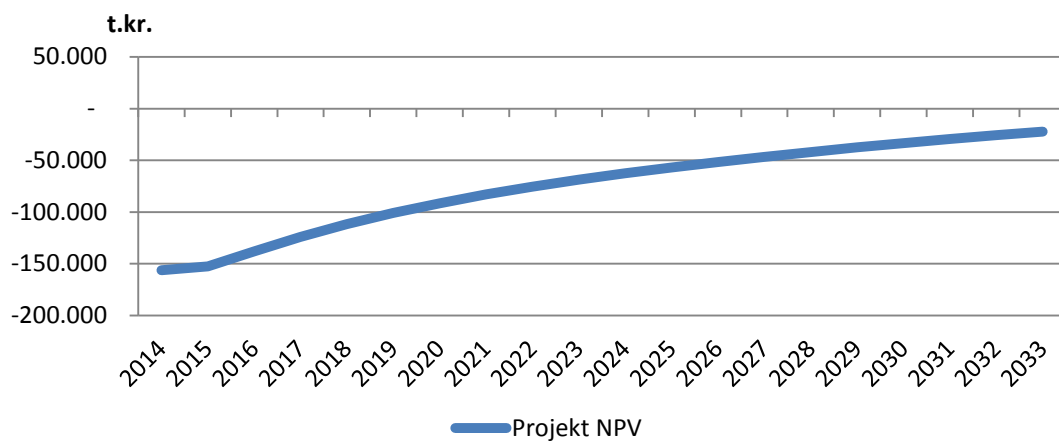
Kilde: COWI-analyse

## 5 Konklusion

Under de anvendte antagelser er et biogasselskab, hvor biogassen opgraderes til naturgaskvalitet for derefter at blive solgt på naturgasnettet, ikke en rentabel investering. Nutidsværdien af business casen er estimeret til -22,2 millioner kr. og den interne rente er estimeret til 6,1 %, mod et afkastkrav på 8,1 %.

Figur 5 viser business casens nutidsværdi afhængig af driftsperiodens længde. Det ses, at med en 20-årig driftsperiode, som antaget i beregningerne, formår anlægget ikke at skabe en positiv nutidsværdi.

Figur 5: Projektets nutidsværdi som funktion af driftsperioden



For at uddybe betydningen af ændringer i de centrale usikre parametre og for at kortlægge mulige forbedringsforslag, der kan gøre business casen attraktiv for aktørerne, præsenteres der i det følgende en række følsomhedsanalyser.

Tabel 13 illustrerer business casens følsomhed over for ændringer i anlægsinvesteringerne samt driftsomkostningerne. Det ses, at et fald i anlægsinvesteringen på 5 % vil forbedre business casens nutidsværdi med ca. 6,5 millioner kr., hvilket ikke er nok til at gøre business casen økonomisk rentabel. Endvidere ses det, at et fald i driftsomkostningerne på 20 % forbedrer nutidsværdien med ca. 10 millioner kr., hvilket heller ikke er nok til, at projektet genererer en positiv nutidsværdi. For at opnå break-even kræver det en reduktion i anlægsinvesteringer på 10 % samtidig med en reduktion i driftsomkostninger på 20 %. Stigninger i anlægsinvesteringer

eller driftsomkostninger vil i alle tilfælde forringe business casen, som derfor fortsat vil have en negativ nutidsværdi.

Tabel 13 – Følsomhedsanalyse på NVP

		Anlægsinvestering				
t.kr.		-10 %	-5 %	0 %	5 %	10 %
Driftsomkostninger	-40 %	11.559	4.877	-1.741	-8.303	-14.816
	-20 %	1.212	-5.417	-11.986	-18.504	-24.976
	0 %	-9.134	-15.710	-22.231	-28.704	-35.136
	20 %	-19.481	-26.003	-32.475	-38.904	-45.296
	40 %	-29.828	-36.296	-42.720	-49.105	-55.456

Kilde: COWI-analyse

Tabel 14 præsenterer følsomhedsanalyser i forhold til prisen på energiafgrøder og i forhold til gasudbyttet. Det ses her, at en stigning i gasudbyttet på bare 5 % forbedrer business casens nutidsværdi med 20 millioner kr., hvilket næsten er nok til at opnå break-even. Et fald i prisen på energiafgrøder på 10 % forbedrer kun nutidsværdien med små 4 millioner kr., hvilket ikke er nok til at gøre business casens nutidsværdi positiv.

Tabel 14 – Følsomhedsanalyse på NVP

		Pris på energiafgrøder				
t.kr.		-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %
Gasudbytte (Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> )	-10 %	-55.092	-58.686	-62.281	-65.876	-69.471
	-5 %	-35.066	-38.661	-42.256	-45.851	-49.445
	0 %	-15.041	-18.636	-22.231	-25.825	-29.420
	5 %	4.984	1.390	-2.205	-5.800	-9.395
	10 %	25.010	21.415	17.820	14.225	10.631

Kilde: COWI-analyse

Tabel 15 præsenterer følsomhedsanalyser på hhv. etableringstilskud og egenkapitalandelen. Det ses, at hvis business casen havde modtaget et etableringstilskud på 30 % af de støtteberettigede investeringsomkostninger, havde projektet genereret en stor positiv nutidsværdi. Derudover vil en egenkapitalandel, identisk med beregningerne fra Deloitte (2013) (dvs. 14 % i stedet for 50 %) medføre en stigning i nutidsværdien på 12 millioner kr., hvilket dog ikke vil gøre business casens nutidsværdi positiv.

Tabel 15 – Følsomhedsanalyse på etableringstilskud og egenkapitalandel

t.kr.	Enhed	NPV
Etableringstilskud	30 % af investeringen	30.364
Egenkapitalandel	14 %	-10.245

Kilde: COWI analyse

Industrielt affald er stærkt eftertragtet som input til biogasanlæg og er i den sammenhæng ved at blive en knap ressource i Danmark, hvilket betyder, at priserne i fremtiden vil stige. Derfor er der i nærværende analyse fra start regnet med en høj pris på industrielt affald. Tabel 16 viser en følsomhedsanalyse af en mindre prisstigning på industrielt affald end først antaget. Det ses, at hvis projektet som antaget i denne business case, modtager industrielt affald til en pris på 300 kr./ton vil projektet langt fra være en økonomisk rentabel investering. Hvis projektet i stedet kan modtage industrielt affald til en pris på 200 kr./ton, vil projektet kunne generere en positiv nutidsværdi. En stigning eller reduktion i prisen på industrielt affald på 100 kr. vil hhv. mindske eller øge nutidsværdien med 24 millioner kr. Det er derfor vigtigt at være opmærksom på udviklingen i muligheden for at modtage industrielt affald af høj kvalitet til en lav pris, da en reduceret stigning i prisen kan forbedre business casens rentabilitet.

Tabel 16 – Følsomhedsanalyse af priser på industrielt affald

t.kr.	Enhed	NPV
Industrielt affald	100 kr./ton	25.699
Industrielt affald	200 kr./ton	1.734
Industrielt affald	300 kr./ton	-22.231

Kilde: COWI analyse

På baggrund af ovenstående analyser af business casens nutidsværdi samt følsomhedsanalyserne kan det konkluderes, at projektet under de givne antagelser ikke er en økonomisk rentabel investering. Resultaterne viser en negativ nutidsværdi af projektet og en intern rente mindre end det vægtede afkastkrav.

Sammenlignet med analysen fra Deloitte (2013) er nutidsværdien for nærværende business case 24,3 millioner kr. lavere, mens den interne rente er 1,5 procentpoint lavere. Nærværende business case afsætter gassen til naturgasnettet, hvilket betyder, at den største del af gassen kan udnyttes og endda til en bedre pris sammenlignet med analysen fra Deloitte (2013). Derimod kræver det investeringer i, og drift af opgraderingsanlæg, tilslutningsanlæg og kompressorer, som ikke skal medregnes ved afsætning til et kraftvarmeværk. Afgørende er det også, at det ved afsætning til naturgasnettet er svært at opnå lån på mere end 50 % af investeringen. Dette betyder, at egenkapitalandel i denne business case er sat til 50 % hvorimod den i analysen fra Deloitte (2013), med afsætning til et kraftvarmeværk, er 14 %. Grunden til at business casen i Deloitte's analyse kan opnå en låndel på 86 % er, at anlægget, ved afsætning til et kraftvarmeværk, hører ind under varmforsyningsloven. Dermed kan business casen modtage kommunegaranti, hvilket ikke kan opnås ved afsætning til naturgasnettet. Denne forskel betyder, at der stilles et større afkastkrav i nærværende business case.

Projektet er under de givne antagelser ikke en økonomisk rentabel investering. Dog er resultatet stadig meget følsomt over for bl.a. udviklingen i biomassernes tilgængelighed og pris, udviklingen i den samlede bio-naturgaspris, samt lånemulighederne. Projektet kan, på baggrund af følsomhedsanalyserne, samlet set gøres finansielt rentabelt hvis f.eks. gasudbyttet hæves, prisen på industrielt affald falder, eller der modtages et etableringstilskud.

## 6 Referencer

Deloitte (2013): Afdækning af muligheder for at fremme investeringer i biogas – Business case modeller for decentralt biogasanlæg og centralt fælles biogasanlæg i Danmark.

Naturgas Fyn (2013): Personlig meddelelse Jonny Trapp Steffensen, Bionaturgas Danmark.

Energistyrelsen (2011): Energistatistik 2011. Tilgængelig [27.09.2013 ] på: <http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/info/tal-kort/statistik-noegletal/aarlig-energistatistik/Energistatistik%202011.pdf>.

Energistyrelsen (2013): Tilskud til biogas. Tilgængelig [27.09.2013 ] på: [http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/undergrund-forsyning/vedvarende-energi/bioenergi/biogas-taskforce/Tilskud-til-biogas/regneark\\_tilskud\\_biogas\\_paa\\_26\\_kr\\_og\\_10\\_kr\\_28\\_nov\\_12.pdf](http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/undergrund-forsyning/vedvarende-energi/bioenergi/biogas-taskforce/Tilskud-til-biogas/regneark_tilskud_biogas_paa_26_kr_og_10_kr_28_nov_12.pdf).

Jacobsen, B.H., Laugesen, F.M., Dubgaard, A. & Bojesen, M., (2013): Biogasproduktion i Danmark – Vurderinger af drifts- og samfundsøkonomi. IFRO rapport 220.

KEBMIN (2012): Lov om ændring af lov om fremme af vedvarende energi, lov om elforsyning, lov om naturgasforsyning og lov om Energinet.dk. Tilgængelig [27.09.2013 ] på: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=142361>.

EEX (2013): EU Emission Allowances. Tilgængelig [27.09.2013 ] på: <http://www.eex.com/en/Market%20Data/Trading%20Data/Emission%20Rights/EU%20Emission%20Allowances%20%7C%20Spot>.

SMK (2013): Personlig meddelelse. Jens Holger Helbo Hansen.