

Metaniseringen: Produktion af e-metan

Biologisk metanisering af CO₂ fra biogasproduktionen

Tyge Kjær

Den 14. oktober 2024

Roskilde Universitet

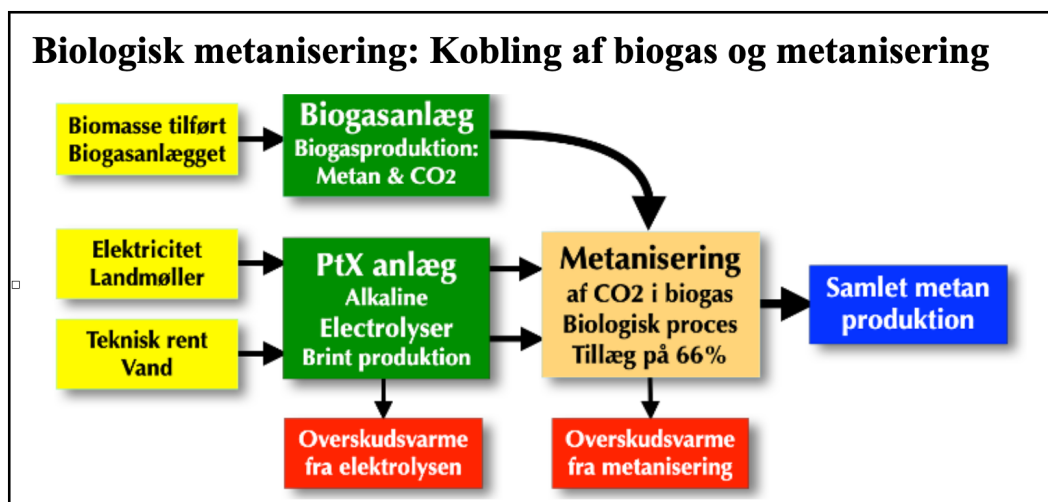
1. Introduktion

Formålet er at belyse materialestrømme og økonomi i en biologisk metanisering af den CO₂, som dannes i biogasanlæg. Denne metaniseringen sker ved tilførsel af brint, som danner grundlag en biologisk proces, der omdanner CO₂ og den tilførte brint til metan. Aktuelt set er der tre former for den biologiske metanisering:¹

- **In-situ** metanisering, hvor metaniseringen finder sted i selve biogas-reaktoren, idet mikroorganismene reagerer med den tilstedeværende CO₂ og den tilførte brint.
- **Ex-situ I** metanisering, hvor den rå biogas ledes ind i et separat tankanlæg, som tilføres brint, hvorefter en separat mikroorganisme-kultur omdanner CO₂ og brint til metan.
- **Ex-situ II** metanisering, hvor CO₂ fra et opgraderingsanlæg ledes ind i et separat tankanlæg, hvorefter der – i lighed med den ovenstående proces – tilføres brint, som en separat mikroorganisme-kultur omdanner til metan.

I det følgende tages der udgangspunkt i den **Ex-situ I**, hvor den biologiske metanisering baseres på den rå biogas og dens indhold af såvel metan som CO₂. Processen kan beskrives som angivet på nedenstående figur.

Figur 1. Biologisk metanisering: Biogasanlæg og metaniseringsanlæg.



¹ Jvf. Oversigten i Technology Data – Renewable fuels; Energistyrelsen, april 2024, s. 367ff, afsnittet »106 Electro-methane from biomethanation of biogas, s. 367-382.

I det følgende præsenteres der nogle beregninger af både materialeflow og økonomi for produktionen af brint i elektrolyseanlæg og af e-metan på metaniseringsanlægget.

2. Kapacitet og anlægsudgifter ved Ex-situ I

Kapacitetsbehovet i brint-anlægget og i metaniseringsanlægget afhænger af, hvor meget CO₂, der er til rådighed fra biogasproduktionen. Sammenhængen er belyst med nedenstående tabel:

Tabel 1. Anlægskapacitet og anlægsudgifter ved forskellige mængder af CO₂.

Biogas Mio. m ³	Antaget CO ₂ , m ³ 45%	Elforbrug til brintprod. + metanisering MWh pr. år	Anlægsom- kostninger mio. kr	Output metan MWh pr. år	Overskuds- varme MWh pr. år	Samlet energi- virkningsgrad i procent
3,0	1,4	21.715	28,9	10.865	7.003	82,3%
5,6	2,5	40.403	53,7	20.215	13.028	82,3%
8,0	3,6	57.907	76,9	28.973	18.673	82,3%

Anvendelsen af overskudsvarmen giver energivirkningsgrad på 82,3%. Uden overskudsvarme er procenten 50,0%.

Tabellen viser forskellige anlægsstørrelser efter størrelsen af årsproduktionen af biogas på et eksisterende biogasanlæg – enten 3,0, 5,6 eller 8,0 mio. m³ biogas. Det er her forudsat, at CO₂-indholdet i biogassen i alle de tre tilfælde udgør 45%.²

Endvidere viser tabellen det forventede el-forbrug, anlægssum og produktionen af e-metan på de tre anlægsstørrelser. Hvis overskudsvarmen anvendes, vil man komme op på en samlet energivirkningsgrad på godt 82%. Uden anvendelse af overskudsvarmen vil den samlede energivirkningsgrad kun være 50%.

Hvad vil den biologiske e-metan koste? Til belysning af økonomien tages der i det følgende udgangspunkt i en årlig biogas produktion på 5,6 mio. m³, svarende til en forventet biogasproduktion, baseret på 100.000 tons råvarer. Beregninger og deres grundlag er nærmere belyst i bilag 1-5.

3. Produktionspriser for e-metan

Brintproduktionen på elektrolyseanlægget kræver store el-mængder, hvorfor prisen på el-forsyningen er helt afgørende. Det kan belyses med nedenstående tabel:

Tabel 2. Produktionspriser for e-metan ved forskellige el-forsyningssituationer.

Elforsyning kilde til elektrolyse anlægget	Elforbrug til elektrolyse MWh pr. år	Driftstid på årsbasis Procent *	El-prisen kr./kWh	Brint pris kr./kWh	Produktions- pris for metan kr./kWh	Produktions- pris for metan kr./m ³
Landmøller	39.822	42%	0,25	0,43	0,43	6,19
Landmøller + lavtarif el	39.822	60%	0,25	0,39	0,57	5,66
Landmøller og el fra net	39.822	100%	0,79	1,17	1,59	15,82

* Driftstid i forhold til anlæggets rådighedstid, hvor der regnes med en rådighedstid på 95%.

Tabellen belyser tre forsyningssituationer: I den *første* situation forsynes elektrolyseanlægget direkte fra naboområdet til en forventet pris på 0,25 kr./kWh. Denne forsy-

² Metan indholdet kan variere mellem 40-70% og CO₂ tilsvarende mellem 30-60%. Procentfordelingen afhænger af biomasse type, opholdstid og processtyring. Det er almindeligvis antaget, at metanindholdet vil være moderat ved gyllebaserede anlæg; der antages fordelingen at være 55% metan og 45% CO₂ i den biogas, der kan indgå i metaniseringsanlægget.

ning betyder, at elektrolyseanlægget kun producerer, når vinden blæser. Her er antaget, at møllerne forsyner anlægget i 42% af driftstiden. For at sikre den nødvendig mængde brint til anlægget må elektrolysekapaciteten øges til 8 MW. Det betyder større investeringer, men giver en lav brintpris og en produktionspris på e-metan på 6,19 kr. pr. m³ metan.³

I den *anden* situation forsynes elektrolyseanlægget både fra en direkte linje til lokale vindmøller og fra el-nettet i perioder med lavtarif elektricitet. Der kan her være en tidsmæssigt sammenfald med den lokale vindmølleproduktion og lavtarifperioderne, som kan betyde, at man kun vil kunne øge driftstiden til eksempelvis 60%. En forøget driftstid reducerer behovet for elektrolyse kapacitet, hvor denne kapacitetsbesparelse bidrager til en lavere produktionspris på e-metan på 5,66 kr. pr. m³ e-metan.

I den *tredje* situation kører elektrolyseanlægget fuld ud (100% af rådighedstiden på 95%). Det kræver en elforsyning over nettet, som skaber en gennemsnits el-pris på 0,79 kr. pr. kWh. Det betyder, at brinten koster 1,17 kr. pr. kWh, og at e-metan pris på 15,82 kr. pr. m³. Denne situation er med til at understrege nødvendigheden af direkte el-forsyning til elektrolyseanlægget.

4. Sammenfatning

Produktionsprisen vil under de rette betingelser være mellem 5,66-6,19 kr pr. m³ metan med mulighed for forbedringer af økonomien, især på anlægssiden, hvor der i opgørelsen er anvendte konservative forudsætninger. Der er to prissituationer, dels for støttet biogas og dels for ustøttet biogas.

Den støttede biogas: Den samlede pris for støttet biogas forventes i 2025 at blive på 6,37 kr. pr. m³ metan, fordelt på en gaspris på 3,27 kr. pr. m³ metan og et tilskud på 3,10 kr. pr. m³ metan.⁴

Oprindelsescertifikater biogas: Certifikatmarkedet er opdelt på støttet og ustøttet biogas certifikatmarked. De seneste certifikat-priser for støttet biogas svinger omkring 16€ pr. MWh, svarende til 1,19 kr. pr. m³ metan. For u-støttet biogas er der hollandske prisindikationer på 3,26-3,49 kr. pr. m³ metan. Det må dog understreges, at der er store udsving i priserne og en vis usikkerhed omkring både gas- og certifikat-markedernes prisniveauer.

Men forventningen er, at gasmarkedet og det u-støttede certifikatmarked vil kunne danne et indtægtsgrundlag, som modsvarer de beregnede produktionspriser, baseret på direkte el-forsyning til elektrolyseanlægget.

5. Beregningerne i bilaget

Ved etablering af et biologiske metaniseringsanlæg indgår der en række valg, som har betydelig effekt på anlæggets økonomi. Det er belyst nærmere i rapportens fem bilag, som kort skal gennemgås:

Bilag 1. Biogasanlæg. Her er der antaget en produktion med 100.000 tons råvarer, fordelt på forskellige biomasser, så tørstofprocenten når op på 12%, som må anses for

³ Under en række specifikke vilkår kan etablere direkte linjer til energikilden, jvf. *Bekendtgørelse om tilladelseskriterier, vilkår og ansøgningsproces for etablering af direkte linjer på land og søterritori*; BEK nr 437 af 27/04/2023.

⁴ Jvf. Afregningsprognose pr. 1. oktober 2024 for årene 2024-2028, udarbejdet af *Biogas Danmark*.

det maksimale. Selve biogasanlægget og dets økonomi indgår ikke i beregningerne. Det vigtige er forholdet mellem metan og CO₂ i den producerede biogas. Fordi det er et 'gylletung' anlæg forventes det, at **metanprocenten** er på 55%, og CO₂ procenten dermed regnes til 45%.

Bilag 2. Brint til metanisering. Til processen skal der anvendes brint, som produceres i et elektrolyseanlæg. Brintprisen er meget afhængig af el-prisen. Her er forudsat, at elektrolyseanlægget forsynet med elektricitet gennem direkte linjer fra omkring liggende vindmøller til en produktionspris på 0,25 kr./kWh. Vindmøllerne forventes at forsyne anlægget med elektricitet i 42% af driftstiden (rådighedsfaktor på 95%). Den fluktuerende forsyning fra vindmøller kræver en større elektrolysekapacitet, som her er beregnet til **8,0 MW**. Under de nævnte forudsætninger kan en kWh brint producere til **0,43 kr. pr. kWh**. Den fluktuerende driftsform kræver, at der etableres et brintlager for at sikre en kontinuert drift af metaniseringen.

Bilag 3. Metaniseringen af CO₂. Metaniseringsprocessen skal køre kontinuert, både af procestekniske grunde og for at undgå udgifter til yderligere lagring af den rå biogas, som produceres kontinuert. Metaniseringsanlægget har et lille el-forbrug. I beregningerne er der forudsat, at elektriciteten både kommer fra de lokale vindmøller og købes ind over nettet. Efter prismønstret over de seneste kvartaler betyder det en el-pris på i gennemsnit 0,79 kr. pr. kWh. Under den forudsætning kan metanen fra metaniseringsanlægget produceres til 0,62 kr. pr. kWh metan, svarende til **6,19 kr. pr. m³ metan**.

El-forbrug og el-priser er helt afgørende i brintproduktionen. Bilag 2 viser, at el-forbruget udgør 75% af omkostningerne (incl. forrentning og afskrivning på anlægget). Bilag 4 og 5 viser, hvad der sker, hvis den lokale vindmølle el-forsyning suppleres med el over nettet.

Bilag 4. Brint til metanisering fra vindmøller og net. Med denne forsyning kan elektrolyseanlægget kører 100% af rådighedstiden. Kapacitetsbehovet bliver mindre og reduceres til 3,3 MW. El-prisen bliver et vejet gennemsnit af forsyningen fra lokale vindmøller og forsyning fra nettet. Det betyder, at elforsyningen til elektrolyseanlægget bliver endnu større, og nu svarer til godt 95% af driftsudgifterne. Forudsætningerne fører til en brintpris på 1,17 kr. pr. kWh.

Bilag 5. Metaniseringen af CO₂. Her beregnes produktionsprisen på metanisering, baseret på den høje brint-pris fra bilag 4 med en brintpris på 1,17 kr. pr. kWh og en vejet elpris på 0,79 kr. pr. kWh. Resultatet er en produktionspris på 1,59 kr. pr. kWh metan, eller **15,82 kr. pr. m³ metan**.

Konklusionen fra disse beregninger er, at løsningen skal søges direkte el-leverancer til elektrolyseanlægget, således som det er beregnet i bilag 1-3. Bilagene indeholder to vigtige forudsætninger, nemlig den samlede el-vind leverance og overskudsvarmen, som der kort skal redegøres for:

El fra vindmøller: Til elektrolysen skal der årligt bruges 39.822 MWh og til metaniseringen skal der leveres 254 MWh; i alt 40.076 MWh. Det vil kræve en forsyning fra eksempelvis fire vindmøller med totalhøjde på 150 og en generatorkapacitet på 3,6 MW, som forventes tilsammen at have en årlig produktion på 47.500 MWh.

Overskudsvarme: Der er en betydelig overskudsvarmeproduktion. Fra elektrolyseanlægget vil der være 7.328 MWh overskudsvarme, og fra metaniseringen vil overskudsvarmen være på 5.700 MWh, i alt 13.028 MWh, som i overslagene er beregnet til at give en indtægt på 3,2 mio. kr. årligt. Det er naturligvis vigtigt, at forudsætningerne for en sådan leverance og indtægt er til stede.

Bilag 1. Biogasanlæg med 100.000 tons

Biogasanlæg:

Råvaresammensætning - gårdbiogasanlæg med et optimalt tørstof indhold på 12%

Gas sammensætning, metan % **55** %

Råvare input:	Mængde tons	Tørstof indhold i procent	Organisk tørstof i procent	Tørstof mængde tons	Methan potentiale m3/tons	Forventet bidrag til gasproduktion Ren metan m3
Svinegylle:	60.000	4,1%	75,0%	1.845	320,0	590.400
Kvæggylle:	18.800	5,9%	75,0%	832	210,0	174.699
Dybstrøelse	10.000	30,0%	75,0%	2.250	225,0	506.250
Halm:	7.200	90,0%	95,0%	6.156	260,0	1.600.560
Øvrige råvarer:						
Andre biomasser:	4.000	30,0%	75,0%	900	220,0	198.000
Sum	100.000 tons		-	11.983	256,2	3.069.909
Gasudbyttet omregnet til MWh:		30.515 MWh		Omregnet biogas, m3:		5.581.653
				CO2 mængde til rådighed fra opgraderingen - i m3:		2.511.744
				CO2 mængden omregnet til tons:		4.519

Tørstofprocent i tilført materiale:

12,0%

Restprodukt - mængder i tons:

96.470 tons

Tørstofniveauet i restproduktet:

8,8%

1) Undgået metandannelse: Indsamling/anvendelse af pågældende biomasser

Stor variationer i almindelige estimater, varierende mellem 10-20%.

Der antages følgende sats: **10%**

Undgået udledning af metan: 306.991 m3

Omregnet, tons (0,717 kg/m3) 220 tons. Omregnet til CO2 ækvivalent, multipliceret med 25

Omregnet til drivhusgas ækvivalent:

5.503 tons

2) Anvendelse af biogassen:

Tre muligheder: a) Anvendt i gasnettet - fortrængning af naturgas

b) Anvendelse til kraftvarme (motoranlæg) - fortrængning af fossil el og fossil varme

c) Anvendt som motorbrændstof (flydende gas) - fortrængning af dieselolie

Her antages anvendelse af opgraderet biogas til gasnettet, hvorved der fortrænges naturgas

Fortrængning naturgas [1]:

6.225 tons

(beregnet som 0,204 tons/MWh):

3) Metanisering

Anvendt metanisering; kræver en VE-brintkilde

Her beregnes metaniseringen drivhusgaseffekt, enten direkte i biogas-reaktoren eller i efterfølgende proces:

Metanproduktion af CO2 fra opgradering (forventet tillæg på 66%):

20.140 MWh

Fortrængning naturgas [2]:

4.109 tons

(beregnet som 0,204 tons/MWh):

Samlet drivhusgasreduktion

1) Undgået metandannelse: 5.503

2) Anvendelse af biogassen (metan) 6.225

3) Anvendelse af CO2: 4.109

Reduktion af drivhusgasser i alt:

15.836 tons

Bilag 2. Brint til metanisering - kun vindmøller

Et PtX-anlægget og brintproduktionen kan tilrettelægges på to forskellige måder:

- En produktion, hvor der forudsættes en fuld udnyttelse af anlæggets rådighedskapacitet
- En produktion, som tilrettelægges efter den typisk fuldlastfaktor for vindmøller.

I denne beregning forudsættes det, at PtX-anlægget forsynes **direkte** med elektricitet fra landmøller. Det kræver en større anlægskapacitet, men giver mindre el-udgifter.

Forudsætninger i beregningerne

Anlægsøkonomien er baseret på følgende anlægstype efter Teknologikatalogets oplysninger:

- AEC - Alkaline Electrolyser

Anlægsstørrelse:	1-100 MW input	[1]
Virkningsgrad (2020-tal):	66,5% brint udbytte	18,4% % varme
Anlægsomkostninger:	4.836.000 kr pr. MW	
Driftsomkostninger:	2% af anlægssummen som årlig driftsudgift	
Vandforbrug:	0,180 m3 pr. MWh input	

Beregning af nødvendig kapacitet

Produktionstimer på årsbasis:	8.322 timer/år	95,0% rådighedsfaktor
Udnyttelse af kapaciteten i %:	42%	udnyttelsesgrad af kapaciteten [2]
Driftstimer på årsbasis:	3.320 timer/driftsår	
Behov for brint (bilag 3):	26.485 MWh brint (tal fra bilag 3, linie 16)	
Antaget anlægsstørrelse:	8,0 MW , beregnet efter antaget brintbehov	
Forventet el-pris:	0,25 kr/kWh	
Forventet vandpris:	9,00 kr/m ³	[3]

Driftsbudget

Driftsøkonomier:	Enheder:	Omkostninger:
Input elektricitet:	39.827 MWh	10,0 Mio.kr
Input: vand	7.169 m ³	0,1 Mio.kr
Priser: Vedligehold, faste:	0,8 mio kr	0,8 Mio.kr
Priser: Vedligehold, variable:	- mio. Kr/MW	- Mio.kr
Anlægsomkostninger (liniær afskrivning)		
Anlægsinvestering:	38,6 mio kr	2,5 Mio.kr
- Afskrivningsperiode:	25 år	
- Forrentning:	4,0% p.a.	
Samlede omkostninger:		13,3 Mio.kr
Indtægter fra varmesalg:		
Varmeproduktion:	7.328 MWh.	-1,8 Mio.kr
Indtægt fra overskudsvarme:	250 kr/MWh (25 øre pr. kWh)	
Brintproduktion	26.485 MWh.	
Forventet pris pr. kWh brint:		0,43 kr/kWh

Noter:

- [1] Technology Data. Renewable fuels. Energistyrelsen, April 2022; data-ark s. 109. I beregningerne er anvendt data-arket for anlæg for 2020, som formodes mest relevant for ovenstående beregninger.
- [2] Udnyttelsesgrad på 42% forudsætter 3.320 fuld load-timer, som er den ydelse en række nye land vindmøller med totalhøjde på 150 meter er i stand til.
- [3] Skønnet udgift for anvendelse og rensning af overfladevand.

Bilag 3. Metanisering af CO2 fra biogasproduktion

Biogasanlæg:

Der regnes med en biogasproduktion, som anført i bilag 1.

Forudsætninger:

Det forudsættes, at brintproduktionen tilpasses de fluktuerende kilder (se bilag 2), men at metaniseringsanlægget kører kontinuert og derfor har en kapacitet, svarende til en kontinuert drift med en rådighedsfaktor på 95%.

Biogas input: 5.581.653 m³ (Tal fra bilag 1, linie 20).

Metan andel: 3.069.909 m³

Energiindhold (9,94 kWh/m²): 30.515 MWh

1. Input til metaniseringen

Input af biogas (ovenfra): 30.515 MWh
 Input af brint: 26.485 MWh
 Input af elektricitet: 576 MWh

2. Output til metaniseringen

Output (oprindeligt + metanisering): 50.730 MWh
 Netto produktion: 20.215 MWh
 Forøget metan i % af det oprindelige 66,2%
 Output af overskudsvarme: 5.700 MWh
 Output af vand: 2.021 m³

3. Beregning af kapacitet og priser

Produktionstimer på årsbasis 8.322 timer/år. Rådighedsfaktor: 95,0%
 Udnyttelse af kapaciteten: 100% udnyttelse af kapaciteten (de 95%'s rådighed)
 Forventet anlægsstørrelse: 2,4 MW - beregnet efter output mængden (netto produktionen).
 Forventet elpris: 0,79 kr/kWh * (se note)
 Forventet brintpris: 0,43 kr/kWh (pris fra bilag 2, linie 44).

4. Driftbudget

Input brint: 26.485 MWh
 Input elektricitet: 576 MWh
 Faste vedligeholdelse pr. MW 0,2 Mio.kr
 Variable vedligehold pr. MWh 29,46 kr

5. Omkostninger:

11,4 Mio. kr
 0,5 Mio. kr.
 0,6 Mio. kr.
 0,6 Mio. kr.

6. Anlægsomkostninger

Anlægsinvestering 6,2 mio/MW 15,1 Mio.kr Årligt: 1,0 mio.kr - afskrivning og forretning)
 - Afskrivning: 25 år
 - Forrentning: 4,0% p.a.

Samlede omkostninger: 14,0 mio.kr

Indtægter fra varmesalg:

Varmeproduktion: 5.700 MWh.
 Indtægt fra overskudsvarme: 25 øre pr. kWh 1,4 mio.kr.

Produktionspris ved metanisering inklusiv varmesalg: **0,62 kr/kWh metan**
 Omregnet til m³: **6,19 kr/m³ metan**

*) El-prisen er beregnet som en gennemsnitspris af direkte linje fra en vindmølle på 42%, medens resten leveres over nettet. Prisen kan reguleres dels ved at ændre satserne og dels ved at ændre procentfordelingen.

Leveret af direkte linje 42% 0,25 kr pr. kWh
 Leveret over nettet: 53% 1,22 kr. pr. kWh El-omkostning: **0,79 kr/kWh**

Anlægsinvesteringer: Elektrolyseanlæg 38,6 Mio. kr.
 Metaniseringsanlæg: 15,1 Mio. kr. I alt: **53,7 mio.kr.**

[1] Technology Data. Renewable fuels. Energistyrelsen, Den 22. april 2024; data-ark s. 258. Dataarket oplyser data for 2020 og for 2030. Her er der anvendt et gennemsnit af oplysningerne for de to år. Økonomien skal vurderes i sammenhæng med den besparelse, som metaniseringen betyder, idet den erstatter opgraderingen. Opgraderingen vil typisk koste 30-40 øre pr. kWh-opgraderet gas, hvor et mindre metantab ikke kan udelukkes. Her får man man et gastillæg i sammenligning med en opgradering. Det forventes, at det nyetablerede metaniseringsanlæg i Glansager vil kunne give nye, aktuelle økonmidata.

Bilag 4. Brint til metanisering - vind og net

Et PtX-anlægget og brintproduktionen kan tilrettelægges på to forskellige måder:

- En produktion, hvor der forudsættes en fuld udnyttelse af anlæggets rådighedskapacitet
- En produktion, som tilrettelægges efter den typisk fuldlastfaktor for vindmøller.

I denne beregning forudsættes det, at PtX-anlægget forsynes med **el fra både vindmølle og el fra nettet**. Det giver behov for en mindre anlægskapacitet, men giver større el-udgifter.

Forudsætninger i beregningerne

Anlægsøkonomien er baseret på følgende anlægstype efter Teknologikatalogets oplysninger:

- AEC - Alkaline Electrolyser

Anlægsstørrelse:	1-100 MW input	[1]
Virkningsgrad (2020-tal):	66,5% brint udbytte	18,4% % varme
Anlægsomkostninger:	4.836.000 kr pr. MW	
Driftsomkostninger:	2% af anlægssummen som årlig driftsudgift	
Vandforbrug:	0,180 m3 pr. MWh input	

Beregning af nødvendig kapacitet

Produktionstimer på årsbasis:	8.322 timer/år	95,0% rådighedsfaktor
Udnyttelse af kapaciteten i %:	100%	udnyttelsegrad af kapaciteten [2]
Driftstimer på årsbasis:	7.906 timer/driftsår	
Behov for brint (bilag 3):	26.485 MWh brint (tal fra bilag 3, linie 16)	
Antaget anlægsstørrelse:	3,3 MW , beregnet efter antaget brintbehov	
Forventet el-pris:	0,79 kr/kWh (direkte og fra net)	
Forventet vandpris:	9,00 kr/m ²	[3]

Driftsbudget

Driftsokomostninger:	Enheder:	Omkostninger:
Input elektricitet:	39.827 MWh	31,5 Mio.kr
Input: vand	7.169 m ²	0,1 Mio.kr
Priser: Vedligehold, faste:	0,3 mio kr	0,3 Mio.kr
Priser: Vedligehold, variable:	- mio. Kr/MW	- Mio.kr
Anlægsomkostninger:		
Anlægsinvestering:	16,2 mio kr	1,0 Mio.kr
- Afskrivningsperiode:	25 år	
- Forrentning:	4,0% p.a.	
Samlede omkostninger:		32,9 Mio.kr
Indtægter fra varmesalg:		
Varmeproduktion:	7.328 MWh.	-1,8 Mio.kr
Indtægt fra overskudsvarme:	250 kr/MWh (25 øre pr. kWh)	
Brintproduktion	26.485 MWh.	
Forventet pris pr. kWh brint:		1,17 kr/kWh

Noter:

- [1] Technology Data. Renewable fuels. Energistyrelsen, April 2022; data-ark s. 109. I beregningerne er anvendt data-arket for anlæg for 2020, som formodes mest relevant for ovenstående beregninger.
- [2] Udnyttelsesgrad er her sat til 100% i forhold til rådighedsfaktoren på 95%. Det betyder, at el-prisen er sammensat af direkte vindmølle el og el over nettet.
- [3] Skønnet udgift for anvendelse og rensning af overfladevand.

Bilag 5. Metanisering af CO2 fra biogasproduktion

Biogasanlæg:

Der regnes med en biogasproduktion, som anført i bilag 1 og brintproduktion som i bilag 4.

Forudsætninger:

Det forudsættes, at brintproduktionen og metaniseringsanlægget kører kontinuert, og derfor har en kapacitet, svarende til en kontinuert drift med en rådighedsfaktor på 95%.

Biogas input: 5.581.653 m³ (Tal fra bilag 1, linie 20).

Metan andel: 3.069.909 m³

Energiindhold (9,94 kWh/m²): 30.515 MWh

1. Input til metaniseringen

Input af biogas (ovenfra): 30.515 MWh

Input af brint: 26.485 MWh

Input af elektricitet: 576 MWh

2. Output til metaniseringen

Output (oprindeligt + metanisering): 50.730 MWh

Netto produktion: 20.215 MWh

Forøget metan i % af det oprindelige 66,2%

Output af overskudsvarme: 5.700 MWh

Output af vand: 2.021 m³

3. Beregning af kapacitet og priser

Produktionstimer på årsbasis 8.322 timer/år. Rådighedsfaktor: 95,0%

Udnyttelse af kapaciteten: 100% udnyttelse af kapaciteten (de 95%'s rådighed)

Forventet anlægsstørrelse: 2,4 MW - beregnet efter output mængden (netto produktionen).

Forventet elpris: 0,79 kr/kWh * (se note)

Forventet brintpris: 1,17 kr/kWh (pris fra bilag 2, linie 44).

4. Driftbudget

Input brint: 26.485 MWh

Input elektricitet: 576 MWh

Faste vedligeholdelse pr. MW 0,2 Mio.kr

Variable vedligehold pr. MWh 29,46 kr

5. Omkostninger:

31,0 Mio. kr

0,5 Mio. kr.

0,6 Mio. kr.

0,6 Mio. kr.

6. Anlægsomkostninger

Anlægsinvestering 6,2 mio/MW 15,1 Mio.kr Årligt: 1,0 mio.kr - afskrivning og forretning)

- Afskrivning: 25 år

- Forrentning: 4,0% p.a.

Samlede omkostninger: 33,6 mio.kr

Indtægter fra varmesalg:

Varmerproduktion: 5.700 MWh.

Indtægt fra overskudsvarme: 25 øre pr. kWh 1,4 mio.kr.

Produktionspris ved metanisering inklusiv varmesalg: **1,59 kr/kWh metan**

Omregnet til m³: **15,82 kr/m³ metan**

*) El-prisen er beregnet som en gennemsnitspris af direkte linje fra en vindmølle på 42%, medens resten leveres over nettet. Prisen kan reguleres dels ved at ændre satserne og dels ved at ændre procentfordelingen.

Leveret af direkte linje 42% 0,25 kr pr. kWh

Leveret over nettet: 53% 1,22 kr. pr. kWh El-omkostning: **0,79 kr/kWh**

Anlægsinvesteringer:

Elektrolyseanlæg 38,6 Mio. kr.

Metaniseringsanlæg: 15,1 Mio. kr. I alt: **53,7 Mio. kr.**

[1] Technology Data. Renewable fuels. Energistyrelsen, Den 22. april 2024; data-ark s. 258. Dataarket oplyser data for 2020 og for 2030. Her er der anvendt et gennemsnit af oplysningerne for de to år. Økonomien skal vurderes i sammenhæng med den besparelse, som metaniseringen betyder, idet den erstatter opgraderingen. Opgraderingen vil typisk koste 30-40 øre pr. kWh-opgraderet gas, hvor et mindre metantab ikke kan udelukkes. Her får man et gastillæg i sammenligning med en opgradering. Det forventes at det nyetablerede metaniseringsanlæg i Glansager vil kunne give nye, aktuelle økonomidata.