

## 1. Fakta: Tekniske potentialer for CO<sub>2</sub>-fangst fra punktkilder og klynger

6. oktober 2021

Dette notat indeholder en analyse og opgørelse af de tekniske potentialer for fangst af CO<sub>2</sub>. Skøn for potentialer baserer sig på et generelt sæt af forudsætninger og fremskrivninger; primært Energistyrelsens ”Klimastatus og -fremskrivning 2021” (KF21) samt Energistyrelsens og Energinets Teknologikataloger, *jf. boks 1*.

### **Boks 1: Forudsætninger**

Klimastatus og -fremskrivning 2021 er en redegørelse for, hvordan Danmarks drivhusgasudledninger har udviklet sig fra 1990 til 2019, samt en teknisk, faglig vurdering af, hvordan udledningen af drivhusgasser samt energiforbrug og -produktion vil udvikle sig frem mod 2030 i et såkaldt ”frozen policy”-scenarie. ”Frozen policy” indebærer, at udviklingen er betinget af et ”politisk fastfrosset” fravær af nye tiltag på klima- og energiområdet ud over dem, som Folketinget har besluttet før 1. januar 2021, eller som følger af bindende aftaler. Ændrede markedsforhold, afgiftsforhold og anden ny politik kan derfor have en væsentlig betydning for vurderingen af det tekniske CO<sub>2</sub>-fangstpotentiale - og de økonomiske beregninger

Til brug for vurderinger af udviklingen på klima- og energiområdet, er der blandt andet behov for at have kendskab til data for en række teknologier. Data vedrørende tekniske og økonomiske forhold for en række teknologier på klima- og energiområdet er samlet i teknologikataloger, som offentliggøres løbende af Energistyrelsen og Energinet. Data i teknologikatalogerne repræsenterer generelle værdier.

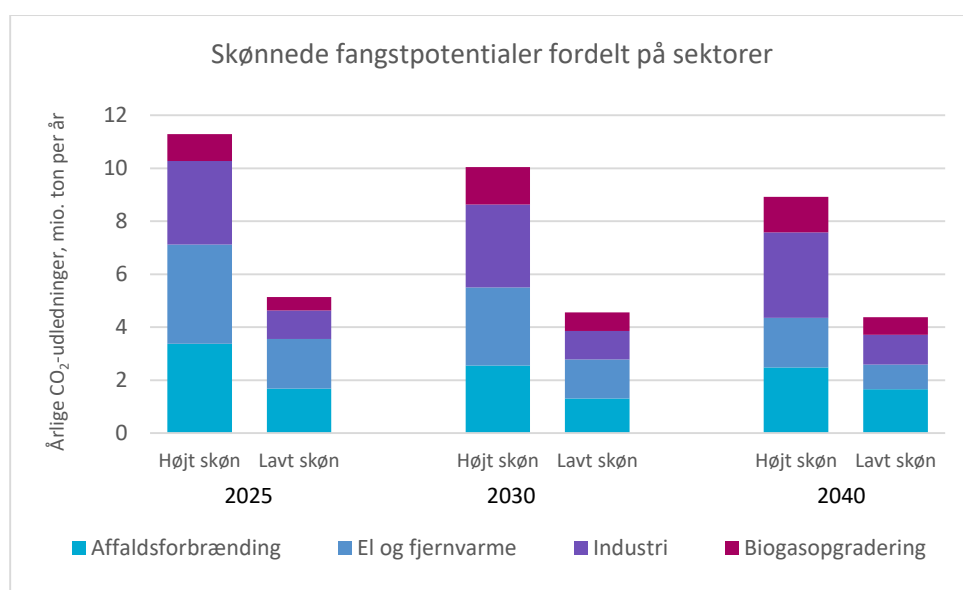
Teknologikatalogets forudsætninger kan ikke lægges til grund for konkrete investeringsbeslutninger, da der i konkrete projekter kan være betydelige variationer fra de i teknologikataloget angivne værdier.

### *Hovedkonklusioner*

- Udledningerne fra potentielle fangstkilder falder fra 2025 til 2040, dette omfatter især CO<sub>2</sub>-udledning fra afbrænding af fossile brændsler
- I 2040 vurderes det samlede potentiale for CO<sub>2</sub> fangst fra punktkilder til 4,5-9 mio. ton årligt, heraf stammer 3,5-6 mio. ton fra biogene kilder.
- De langsigtede (2040) potentialer for CO<sub>2</sub>-fangst fordeler sig som følger: 1,5-2,5 mio. ton CO<sub>2</sub> fra affaldsforbrænding, 1-2 mio. tons CO<sub>2</sub> pr. år fra el- og fjernvarmeproduktion, 1-3 mio. tons CO<sub>2</sub> pr. år fra industri og 0,7-1,3 mio. tons CO<sub>2</sub> pr. år fra biogasopgradering.
- Hovedparten af potentialet findes omkring de større byer.
- Klyngerne omkring Storkøbenhavn og Aalborg repræsenterer størstedelen af potentialet i de 5 identificerede klynger

### Tekniske potentialer for fangst af CO<sub>2</sub> fra punktkilder

Energistyrelsens potentialeskøn for CO<sub>2</sub>-fangst fra affaldsforbrænding, el- og fjernvarmeproduktion samt industri er baseret på en afgrænsning til store punktkilder, der udleder mere end 50.000 tons CO<sub>2</sub> årligt<sup>1</sup>. Dette er gjort ud fra en antagelse om, at fangstomkostninger fra større punktkilder vil være billigere end fangst fra mindre punktkilder. Dette billede gælder dog ikke for biogasopgraderingsanlæg, hvor CO<sub>2</sub> i forvejen udskilles, men p.t. ikke opsamles. Dette gælder ca. 50 større og mindre anlæg, som derfor indgår i punktkildeopgørelsen.<sup>2</sup>



På denne baggrund skønnes det, at nedenstående udledninger vil være teknisk tilgængelige til CO<sub>2</sub>-fangst i 2040.

- **Affaldsforbrænding:** Ca. 1,5-2,5 mio. ton CO<sub>2</sub> pr. år fra anlæg over 50.000 ton per år. Heraf vurderes knap 1 mio. ton at kunne komme fra de tre største affaldsværker i Storkøbenhavn.
- **El- og fjernvarmeproduktion:** Ca. 1-2 mio. tons CO<sub>2</sub> pr. år fra anlæg over 50.000 tons per år med driftstider over 2.500 fulldlastimer per år, hvoraf det største centrale biomassekraftvarmeverk, Amagerværkets Blok 4 forventes at udlede op mod 1 mio. tons alene.
- **Industri:** Ca. 1-3 mio. tons CO<sub>2</sub> pr. år, som for det høje skøn svarer til de forventede udledninger fra Aalborg Portland, ved brug af ledningsgas samt udledninger fra raffinaderierne i Kalundborg og Fredericia og andre industrielle udledere over 50.000 ton per år.

<sup>1</sup> Der er for disse punktkilders vedkommende taget højde for, at CO<sub>2</sub>-fangstanlæg typisk højst vil kunne opsamle omkring 90 pct. af CO<sub>2</sub>-indholdet i røggassen.

<sup>2</sup> Ved opgradering af biogas udskilles CO<sub>2</sub>, der udgør 30-40 pct. af biogas, og udledes til atmosfæren inden den opgraderede biogas (CO<sub>2</sub>-fri metan) indføres i naturgasnettet. For biogasopgradering antages, at 100 pct. af den udskilte CO<sub>2</sub> kan opsamles.

- Biogasopgradering: ca. 0,7-1,3 mio. tons CO<sub>2</sub> pr. år, spredt over mange (>50) mindre punktkilder. Biogasanlæggende medtages, da CO<sub>2</sub> allerede separeres i processen til biogasopgradering.

Af Tabel 1 fremgår det tekniske fangstpotentiale for 2030/2040 fordelt på sektorer, kilder og anslået antal omfattede punktkilder.

Der skelnes i opgørelsen mellem biogene udledninger og fossile-/procesudledninger. Forskellen mellem de to typer består i at fossile- og procesudledninger indgår i det nationale drivhusgasregnskab, hvor biogene udledninger regnes som klimaneutrale. Fangst og lagring af fossile- og procesudledninger vil således give reduktioner på det nationale drivhusgasregnskab. Fangst og lagring af biogene udledninger vil kunne give negative udledninger på drivhusgasregnskabet, mens anvendelse i fx kulstofholdige PtX brændsler vil kunne reducere udledninger fra transportsektoren.

<b>Tabel 1</b>			
<b>Fangstpotentiale fra punktkilder for 2040 (mio. ton CO<sub>2</sub>/år)</b>			
<b>Sektor</b>	<b>Fangstpotentiale</b>		
	Samlet***	Heraf fossile –og procesudledninger	Heraf biogene
Affaldsforbrænding*	1,5-2,5	0-0,5	1,5-2
El- og fjernvarme**	1-2	0	1-2
Industri*	1-3	0,5-2,5	0,5-1
Biogas-opgradering**	0,7-1,3	0	0,7-1,3
<b>I alt</b>	<b>4,5-9</b>	<b>0,5-3</b>	<b>4-6</b>

Anm.: \*Anlæg med årlige udledninger >50.000 ton CO<sub>2</sub> samt flere end 2.500 årlige fuldlasttimer \*\* >Små og spredte kilder. En fjerdedel af potentialet kommer fra endnu ikke opførte anlæg, som ventes opført som følge af kommende støtteordninger. \*\*\* Fossile og biogene andele summer ikke alle til den samlede mængde pga. afrundinger. x Potentialet for el- og fjernvarmeproduktion er særligt følsomt over for fremtiden for de biomassefyrede kraftvarmeværker, som forventes delvist udfaset frem mod 2040.

Kilde: Energistyrelsen, "Klimastatus og -fremskrivning 2021" (KF21) og yderligere beregninger.

Tabellen viser, at det alene er i industrisektoren og affaldsforbrændingen, at der vil være et grundlag for CO<sub>2</sub>-fangst fra fossile kilder.

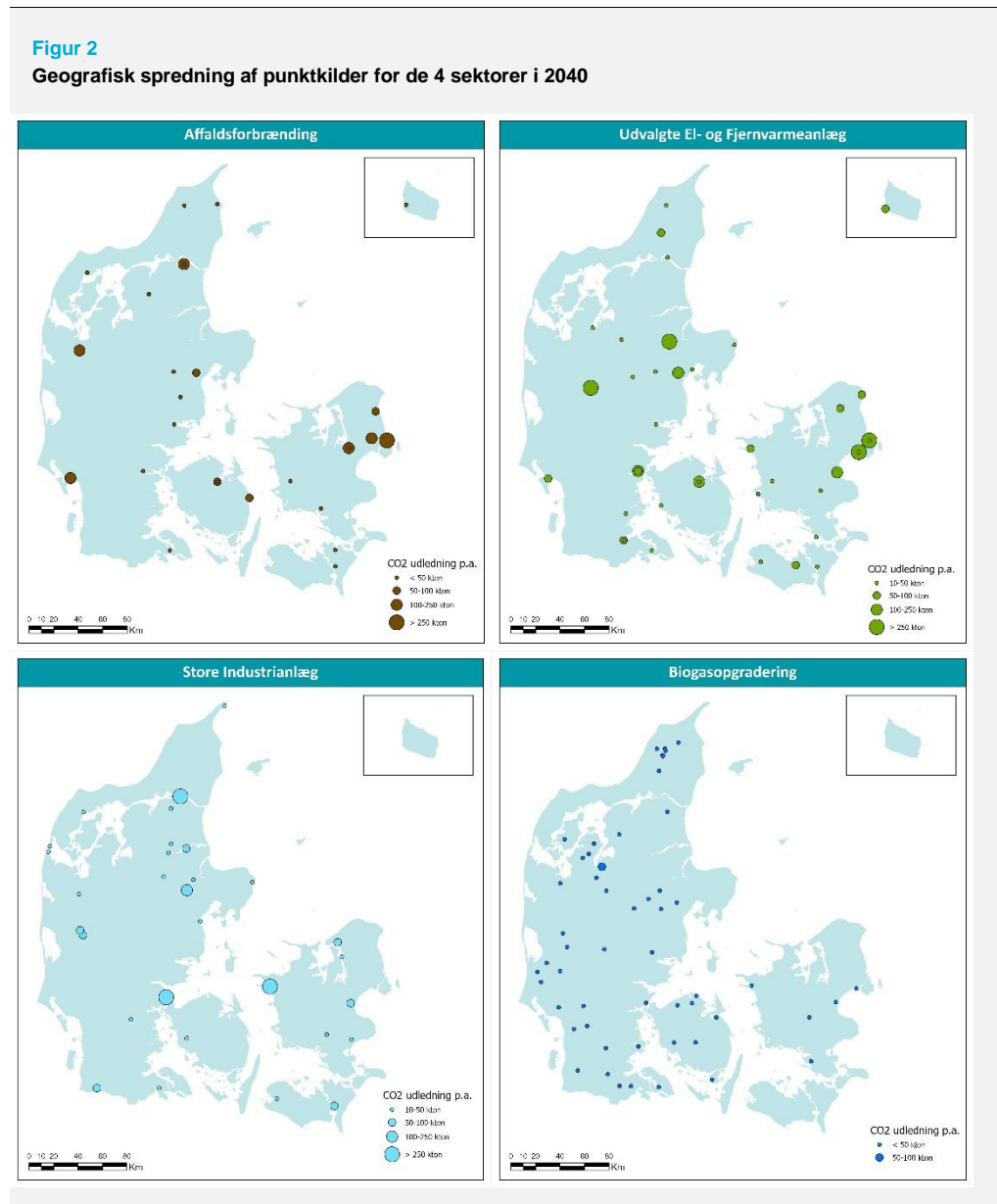
For el- og fjernvarmesektoren vurderes der alene at være et potentiale for fangst fra biogene kilder, dvs. fangst af CO<sub>2</sub> fra afbrænding af fast biomasse fx. i form af træpiller. Potentialet i el- og fjernvarmesektoren er følsomt over for udviklingen for de biomassefyrede kraftvarmeværker, som der kan være interesse for at udfase frem mod 2040<sup>3</sup>.

Endelig viser tabellen et skøn for antallet af punktkilder, der er omfattet af potentialet. Det skal fremhæves, at størstedelen af potentialet i industrisektoren forventes at være domineret af 3 store virksomheder.

<sup>3</sup> Det fremgår af Klimaaftalen for energi og industri fra juni 2020, at der skal ses på konsekvenserne ved på sigt at begrænse forbruget af biomasse til el- og varmeproduktion – herunder effekter på forsynings sikkerheden og omkostningerne for forbrugerne. Der igangsættes en analyse af relevante tiltag og konsekvenserne ved disse.

Energistyrelsen peger på, at de nedre skøn for særligt el- og fjernvarmesektoren og i nogen grad affaldssektoren bør tillægges størst vægt, da de høje skøn muligvis ikke i tilstrækkelig grad tager højde for en udfasning af biomassefyret el- og fjernvarmeproduktion og faldende affaldsmængder.

*Punktkildernes placering*



Anm.: Illustrationen medtager også mindre punktkilder med årlige udledninger under 50.000 ton CO<sub>2</sub>, der ikke er medtaget i potentialeopgørelsen i Tabel 1.

Kilde: Energistyrelsen

De største punktkilder er generelt placeret i nærheden af de største byer og fordelt ud over hele landet. Det gælder dog ikke biogasanlæggene, der særligt findes i Jylland og på Fyn. Figur 2 viser den geografiske spredning og størrelse af punktkilder inden for de 4 sektorer i 2040.

*De største punktkilder ligger generelt i byer ved vandet*

De største punktkilder findes i affaldssektoren, industrien og de store kraftvarmeværker. Disse ligger i vidt omfang i eller tæt ved de fem største byer i landet, som alle er havnebyer.

Dermed ligger hovedparten af de store udledere og dermed hovedparten af potentialet i klynger omkring de store byer, hvor koncentrationen af store kilder forventes at kunne bidrage positivt til økonomien i transport, mellemlagring samt lagring/anvendelse. Dette taler for primært at etablere CO<sub>2</sub>-fangst på de største punktkilder først. Små og mellemstore udledere kan dog blive særligt interessante, hvis de ligger tæt på større klynger eller kan organiseres i egne klynger, eller hvis de ligger i nærheden af anden industri eller lign., som kan tænkes at anvende opsamlet CO<sub>2</sub>.

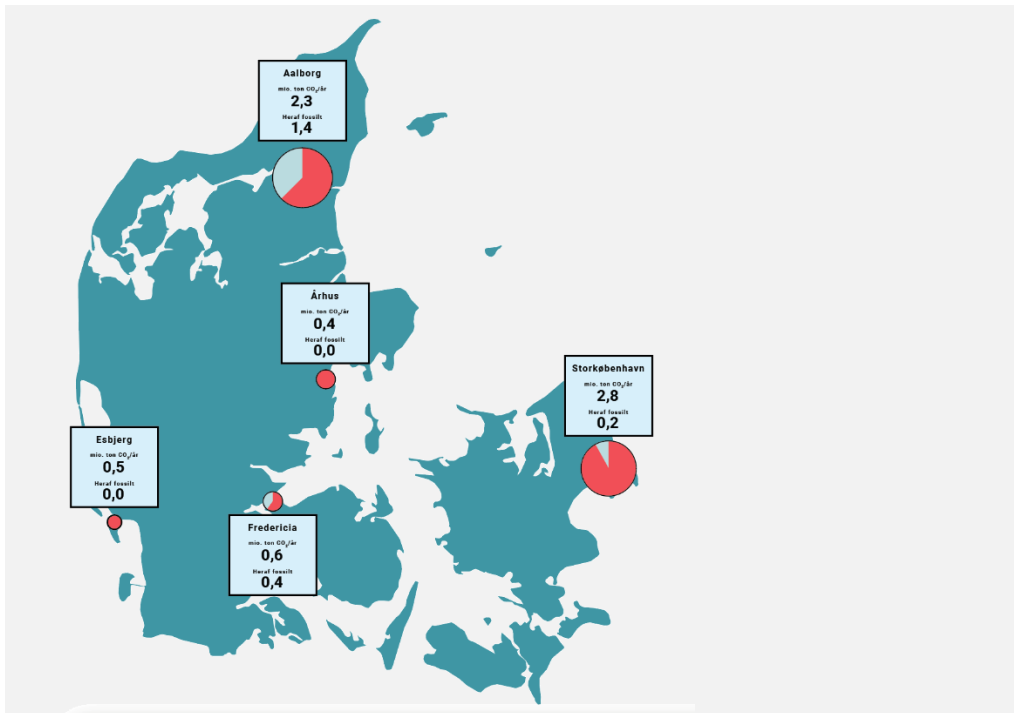
Placering i store fjernvarmenet muliggør potentielt udnyttelse af overskudsvarme fra fangstprocessen, hvilket vil kunne bidrage positivt til økonomien i fangstprojektet. Der er behov for fjernvarmenet af en vis størrelse, for at sikre, at disse fleksibelt kan aftage de relativt store mængder overskudsvarme, der potentielt kan være til rådighed fra fangstanlæggene.

*Geografiske klynger understøtter en omkostningseffektiv CCS infrastruktur*

Energistyrelsen har identificeret 5 klynger omkring Storkøbenhavn, Aarhus, Aalborg, Esbjerg og Fredericia.

Figur 4

Illustration af de 5 klynger med skøn over samlet og fossil CO<sub>2</sub>-fangspotentiale (2040). Baseret på tal fra Energistyrelsen.



Omkring 70 pct. af det øvre tekniske potentiale for fangst af CO<sub>2</sub> stammer fra punktkilder, der er koncentreret i de fem klynger. Figur 4 illustrerer 2040-potentia-  
lerne for hver af de 5 klynger med angivelse af samlet og fossil CO<sub>2</sub>-fangstpotentiale. Storkøbenhavn og Aalborg repræsenterer 75 pct. af det samlede fangst potentiale i de 5 klynger.

---

Dette notat indeholder en kort analyse og opgørelse af de forventede tekniske omkostninger ved fangst af CO<sub>2</sub> fra punktkilder. Beskrivelsen tager udgangspunkt i Energistyrelsens Klimastatus og –Fremskrivning 2021 (KF21). Skønnene skal tages med forbehold for, at de baserer sig på et såkaldt ”frozen policy scenarie<sup>1</sup>”, og der er tale om en teknologi, der kun i begrænset omfang er afprøvet i Danmark

### *Hovedkonklusioner*

- Fangstomkostninger vurderes for størstedelen at være under 800-1000 kr./ton CO<sub>2</sub>.
- En stor del af potentialet for affaldsforbrænding har fangstomkostninger på under 800 kr. pr. t.
- Omkostninger til fangst og lagring af CO<sub>2</sub> fra biogasanlæg har de laveste tekniske enhedsomkostninger pr. fanget og lagret t. CO<sub>2</sub>.
- De billigste enhedsomkostninger i de tre klynger i nærheden af de største byer findes i klyngerne omkring Aalborg og Storkøbenhavn

### *Omkostninger til fangst*

Figur 1 giver under betydelig usikkerhed et overblik over størrelsen af potentialet for CO<sub>2</sub>-fangst. Skønnene for omkostningerne giver et forsigtigt billede af, hvad det vil koste at fange CO<sub>2</sub>'en. Det er dog ikke givet, at aktørerne vil vælge at indfange CO<sub>2</sub>'en, hvis de kunne få dækket de viste omkostninger til fangst og de yderligere omkostninger forbundet med lagring af CO<sub>2</sub>'en.

Affaldsforbrændings- og biogas-opgraderingsanlæg vurderes at være de billigste kilder til CO<sub>2</sub>-fangst i 2040, *jf. figur 1*. Figuren viser, at der er et fangstpotentiale på op til knap 3 mio. ton CO<sub>2</sub> årligt fra disse kilder og ved fangstomkostning under 600 kr./t. CO<sub>2</sub>. Ved fangstomkostninger, der er omkring 1.000 kr./t. CO<sub>2</sub>, vil de fleste industrianlæg samt el- og fjernvarmeproducenter være omfattet af potentialet.

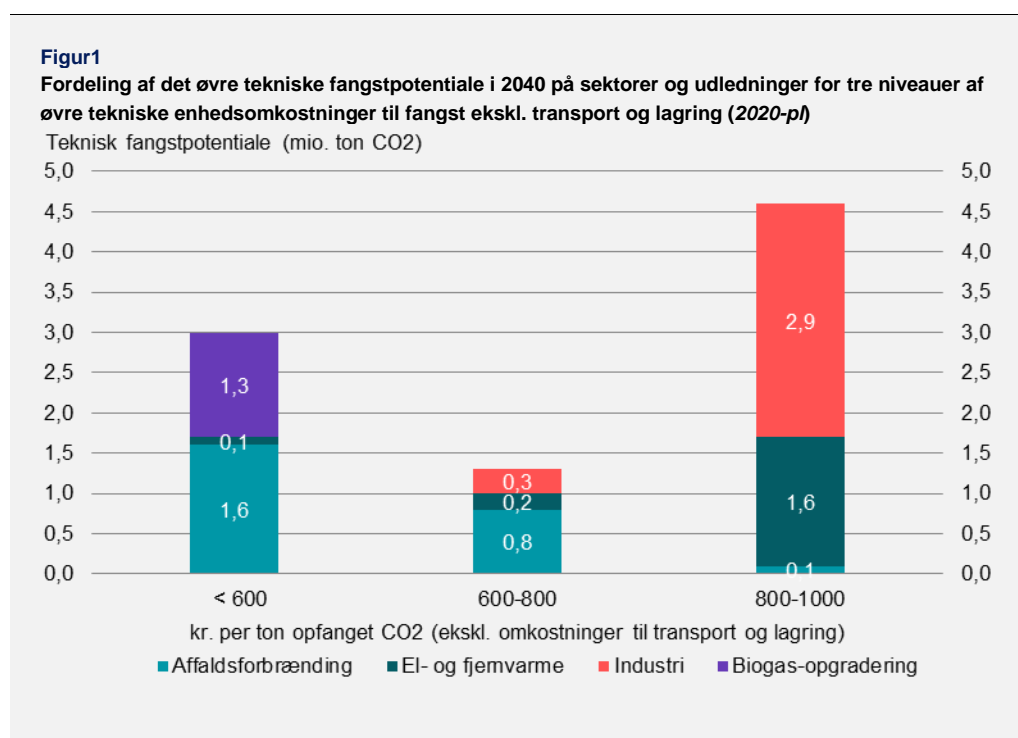
Affaldsforbrændings- og biogasopgraderingsanlæg er samtidig sektorer, som forventes at ville være tilstede mange år ud i fremtiden. Der er dermed relativ stor sikkerhed for de langsigtede udledninger fra sektorerne frem mod 2040. Lange afskrivningstider er afgørende for enhedsomkostninger til fangst af CO<sub>2</sub> på de enkelte anlæg på grund af høje investeringsomkostninger ved etablering af fangstanlæg.

Punktkilder inden for industri er udsat for global markeds konkurrence, der typisk giver anledning til, at man anlægger en relativt kort investeringshorisont, dvs. et højere krav om forrentning. For biomassebaserede el- og fjernvarmeproducenter

---

<sup>1</sup> ”Frozen Policy” indebærer, at udviklingen er betinget af et ”politisk fastfrosset” fravær af nye tiltag på klima-, og energiområdet ud over dem, som Folketinget har besluttet før 1. januar 2021 eller som følge af bindende aftaler.

gælder tilsvarende, at planlægningen af nye investeringer sker under relativ stor usikkerhed fsva. markedsudviklingen og politiske beslutninger for fast biomasse til energiformål. Dette kan ligeledes gøre sig gældende for affaldsværkerne, der står over for en konkurrenceudsættelse.



Kilde: Energistyrelsen

Anm.: Enhedsomkostningsniveauer omfatter alene omkostninger til CO<sub>2</sub>-fangst. Tekniske enhedsomkostninger omfatter omkostninger til både investering og drift, dog for betydning for evt. energi- og CO<sub>2</sub>-afgifter.

### *Store forskelle på tekniske omkostninger ved CO<sub>2</sub>-fangst og lagring i klynger*

For at vise de samlede omkostninger forbundet med fangst, transport og lagring af CO<sub>2</sub>, har Energistyrelsen udarbejdet en række regneeksempler på omkostninger for de 3 største klyngepotentialer: Storkøbenhavn, Aalborg og Aarhus. De tekniske enhedsomkostninger fremgår af *tabel 1*. Dertil fremlægges regneeksempler på omkostninger for de 20 største biogas-opgraderingsanlæg.

Omkostningerne ved at fange, transportere og lagre CO<sub>2</sub> fra de 20 største biogas-anlæg udgør omkring 440 kr./ton CO<sub>2</sub><sup>2</sup>, mens omkostningerne for klyngerne i fx Aalborg og Storkøbenhavn udgør omkring 1.000-1.200 kr./ton CO<sub>2</sub>, *jf. tabel 1*. Energistyrelsen vurderer, at omkostninger kan vise sig at ligge mellem 20 pct. under og 50 pct. over disse centrale skøn. De tekniske omkostninger for de enkelte anlæg kan adskilles sig fra omkostningerne for de samlede omkostninger for klyngerne.

<sup>2</sup> Det bemærkes, at denne CO<sub>2</sub> er meget interessant i forhold til PtX, og der er vurderes at være udsigt til et marked for CCU/PtX på sigt, der er baseret på CO<sub>2</sub> fra særligt biogas.



**Tabel 1****Regneeksempler for samlede tekniske omkostninger til fangst, transport og lagring for udvalgte klynger før evt. sparede udgifter til ETS-kvoter og afgifter**

Klynge	Storkøbenhavn	Aalborg	Aarhus	20 største biogas-anlæg
Teknisk enhedsomkostning kr. pr. ton CO <sub>2</sub>	1.220 (980-1.820)	970 (760-1.440)	1.760 (1.360-2.560)	440 (360-660)

Kilde: Energistyrelsen.

Anm: De angivne enhedsomkostninger er regneeksempler forbundet med usikkerhed.

---

Dette notat indeholder en kort analyse af transportmuligheder for CO<sub>2</sub> og de omkostninger, der er forbundet hermed. Herudover indeholder notatet korte analyser om faciliteter til at mellemlagre CO<sub>2</sub>.

#### *Hovedkonklusioner*

- Ved transport af store mængder CO<sub>2</sub> over store afstande falder enhedsomkostningerne pr. ton CO<sub>2</sub> pr. km.
- Lastvognstransport er en dyrere løsning både over korte og lange afstande sammenlignet med andre transportmidler. Enhedsomkostningerne pr. ton CO<sub>2</sub> pr. km falder dog over længere afstande, da omkostningerne til mellemlager skal afholdes uanset transportafstanden.
- For rørtransport vil enhedsomkostningerne pr. km. være tilnærmelsesvis de samme uanset transportafstanden. Rørtransport offshore vil være billigere end skibstransport ved afstande på mindre end 200-300 km.

#### *Transportmuligheder*

CO<sub>2</sub> kan transporteres som gas i forbindelse med rør eller i flydende form med enten rørtransport, skib, lastvogn eller tog. Da punktkilder og jernbanenet i Danmark kun i begrænset udstrækning er forbundet, behandles tog-løsningen ikke nærmere. Både transport med lastbil og skib er fleksible transportløsninger, der vil kunne benyttes til andet formål eller ændre rute i tilfælde af, at behovet for transport af CO<sub>2</sub>-ændrer sig. Omvendt ligger en rørledning fast fra punktkilde til lager, når den først er etableret.

Valg af transportform afhænger desuden af placeringen af punktkilde og lager. Hvis punktkilden ikke er placeret kystnært, men lageret er offshore, vil der fx være behov for både transport på land og til havs.

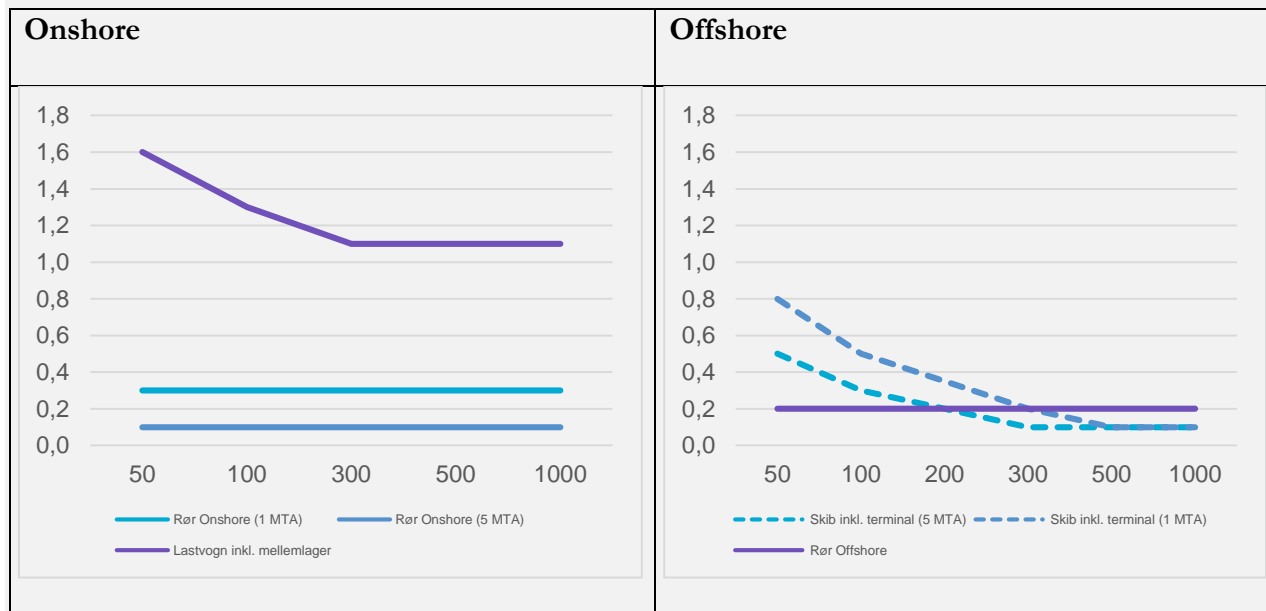
#### *Omkostninger ved forskellige transportløsninger*

Figur 1 viser de forventede omkostninger ved forskellige transportløsninger ved forskellige transportafstande og -mængder. Af figuren fremgår det, at rørtransport af CO<sub>2</sub>'en fra et fangstanlæg til en CO<sub>2</sub>-terminal på land generelt vil være mere omkostningseffektiv end lastbilstransport, hvilket skyldes lavere driftsomkostninger ved rørføring. Fx vil omkostningen ved en transportafstand på 100 km på land være 130 kr./ton CO<sub>2</sub> for lastvognstransport og 10-30 kr./ton CO<sub>2</sub> ved rørtransport. Transport med lastvogn er en fleksibel løsning og kan være anvendelig som en midlertidig løsning. Transport med lastvogn kan desuden være billigere end rørtransport ved små mængder og over kortere afstande i byer, hvor anlægsomkostningerne ved rør er højere.

Rørtransport bliver billigere pr. ton CO<sub>2</sub> pr. km, hvis det bliver dimensioneret efter at transportere en større mængde. Enhedsomkostningerne ved lastvognstransport afhænger hovedsageligt af afstanden.

**Figur 1**

Forventede omkostninger pr. ton CO<sub>2</sub> over transportafstande for forskellige transportformer offshore (til havs) og onshore (på land) ved årlige mængder mellem 1,0 og 5,0 mio. ton CO<sub>2</sub> (kr./ton CO<sub>2</sub>/km). Enhedsomkostninger er lavere ved højere årlige mængder.



Kilde: Energistyrelsen

Anm.:Baseret på forudsætninger fra Teknologikataloget og inkluderer kun ny etablering dvs. ikke retrofitting af skibe eller genbrug af eksisterende rørledninger. Der er anvendt en forrentning ved beregning af enhedsomkostninger på 3,5%.

Det fremgår endvidere, at skibstransport er mere omkostningseffektiv end rørtransport offshore ved afstande over 300 km, hvilket blandt andet skyldes skibes effektivitet over lange afstande, og at omkostningerne forbundet med en CO<sub>2</sub>-terminal ifm. skibstransport vil skulle afholdes uanset transportmængde og afstand. Fx vil omkostningen ved en transportafstand til havs på 300 km være 30-60 kr./ton CO<sub>2</sub> for skibstransport og 60 kr./ton CO<sub>2</sub> ved rørtransport. Til sammenligning er sejladsafstanden fra København til Nordsøen ca. 600 km. Jo større mængder CO<sub>2</sub> skibene dimensioneres til at transportere, des billigere bliver enhedsomkostningerne for at transportere ét ton CO<sub>2</sub> én km. Forskellene i enhedsomkostningerne mellem skibstransport og rørtransport er beskedne over længere afstande. Skibstransport er imidlertid fleksibel og kan omdirigeres til andre lagre eller ombygges til andre formål end CO<sub>2</sub>-transport, hvis behovet ændrer sig.

#### *Omkostninger til mellemlagre*

Afhængig af transportform kan det være nødvendigt at etablere et eller flere mellemlagre.

I en transportkæde med lastvogn er det nødvendigt med et mellemlager, hvorfra flydende CO<sub>2</sub> påfyldes lastvognen. Da en lastvogn typisk transporterer mindre

mængder CO<sub>2</sub> ved hyppige intervaller, vil det være tilstrækkeligt med mindre mellemlagre ved punktkilderne, hvorfor omkostninger til mellemlager ved fangstanlægget udgør en lille del af de samlede transportomkostninger.

Ved skibstransport påfyldes flydende CO<sub>2</sub> fra et mellemlager på en havneterminal. Sammenlignet med transport med lastvogn vil omkostningerne til et mellemlager udgøre en større del af de samlede omkostninger for skibstransport, da skibe transporterer større volumener CO<sub>2</sub> ved en lavere hyppighed. Dermed er der behov for etablering af større mellemlagre for denne type transport.

## 4. Fakta: Danske og internationale CCS-projekter

6. oktober 2021

Dette notat giver et overblik over igangværende danske, *jf. boks 1-3* og internationale erfaringer med CCS, *jf. boks 4*. Med CCS-projekter tænkes der både på fangstanlæg og geologiske lagringskomplekser.

### Boks 1

#### Danske CO<sub>2</sub>-fangstprojekter

**Amager Ressource Center** – ARC har installeret et mindre pilotanlæg til CO<sub>2</sub> fangst i maj 2021. Pilotanlægget er på størrelse med en 30 fods container og kan fange 6 kg CO<sub>2</sub> i timen, men til gengæld er det meget fleksibelt, og det kan køre uden at det påvirker driften. Pilotanlægget skal teste, om det kan lykkes at lave CO<sub>2</sub>-fangst uden energitab (net-zero-energy). Hvis dette er muligt, fortsætter projektet med installation af et demonstrationsanlæg i slutningen af 2022, der skal køre som forsøg i 2023. Demonstrationsanlægget får en kapacitet på 500 kg CO<sub>2</sub> i timen og minder om et fuldskalaanlæg, men bygges uden en dyr varmepumpe. Ideen er, at demonstrationsanlægget skal give viden og erfaringer i forhold til drift og vedligehold. Både pilot og fuldskalaanlæg bygges med støtte fra Energiteknologiske Udviklings- og Demonstrationsprogram (EUDP). Hvis demonstrationsprojektet er succesfuld og det økonomiske grundlag er på plads, vil ARC i 2025 kunne bygge et fuldskalaanlæg, der årligt kan indfange op mod 450.000 tons CO<sub>2</sub>.

**Vestforbrænding** - Vestforbrænding (Glostrup) har arbejdet med CO<sub>2</sub>-fangst i flere år. Man forventer en fangstrate på mindst 85 pct., hvilket vil give en reduktion på over 450.000 tons CO<sub>2</sub> årligt. Med nødvendige grundvilkår (aftagning af CO<sub>2</sub> og økonomiske rammer) på plads, forventer Vestforbrænding at kunne implementere sin fuldskala CO<sub>2</sub>-fangst inden 2030.

**C4: Carbon Capture Cluster Copenhagen** – En sammenslutning af energi- og forsyningselskaber omkring København har i februar 2021 etableret et klynge samarbejde, som menes tilsammen at kunne indfange 3 mio. tons om året fra 2030. Ud over fangst-siden har selskaberne også et mål om at finde omkostningseffektive løsninger på infrastrukturens side, såsom transport af CO<sub>2</sub> fra fangstoperatørerne. Som udgangspunkt får C4-klyngen dog i første omgang fokus på at udveksle erfaringer for at skabe et solidt videns-grundlag, der gerne skal føre til konkrete fælles løsninger på længere sigt. Konsortiet består af Ørsted, ARC, Høfor, Vestforbrænding, Argo, Biofos, Copenhagen Malmö Port, CTR og Veks.

**Ammongas/Thisted Kraftvarmeværk** - Ammongas A/S er et dansk selskab som etablerer anlæg, som kan rense CO<sub>2</sub> ud af f.eks. biogas og har opsat et pilot CO<sub>2</sub>-fangstanlæg på Thisted kraftvarmeværk. Anlægget har en kapacitet på ca. 10 pct. af det affaldsbaserede kraftvarmeværks totale udledning af CO<sub>2</sub> (ca. 55.000 tons CO<sub>2</sub> om året). Thisted kraftvarmeværk har etableret det lille CO<sub>2</sub>-renseanlæg på røggas fra deres affaldsforbrænding for 200.000 kroner. Ammongas har stillet CO<sub>2</sub>-renseanlægget, som er i containerstørrelse, gratis til rådighed for Thisted Kraftvarmeværk, og de 200.000 kroner dækker værktøjs udgifter til strøm, kølevand og rørføring fra skorstenen og hen til renseanlægget. Ammongas har 20 opgraderingsanlæg til biogas stående rundt om i landet, som hvert år tilsammen renser en halv million ton CO<sub>2</sub> ud af biogassen.

**Århus** – Århus Kommunes Teknik og Miljø ser udviklingen af Energiparker, herunder CCUS i Aarhus som et stort potentiale for CO<sub>2</sub> reduktion og grønne arbejdspladser. Teknik og Miljø arbejder sammen med AffaldVarme Aarhus og Ørsted på at etablere et konsortium og CCU/CCS demonstrationsprojekter ved Studstrup og/eller Lisbjerg.

**Ålborg Portland & Greencem** – Med en støtte på knap 7 mio. kr. fra EUDP og et samlet budget på 11 mio. kr. vil Aalborg Portland sammen med en række partnere i GreenCem-projektet afdække de tekniske og økonomiske vilkår for CCUS med afsæt i cementproduktionen i Aalborg. Hovedmålet med GreenCem er at identificere den mest lovende teknologi og udvikle et integreret CO<sub>2</sub>-fangstanlæg, der er unikt tilpasset procesbetingelserne på Aalborg Portlands fabrik, så man kan opnå de lavest mulige omkostninger til CO<sub>2</sub>-fangst. Projektet vil derudover undersøge både et CO<sub>2</sub>-lagringsspor og et CO<sub>2</sub>-udnyttelsesspor, som vil omfatte livscyklusanalyser og forståelse af de tekniske, økonomiske og bæredygtige aspekter af de mulige løsninger. Projektet er stillet mod at opnå et teknisk og økonomisk beslutningsgrundlag for Aalborg Portland og projektpartnerne i forhold til videre skridt med et stort demonstrationsprojekt og på sigt et storskalaanlæg, herunder behovet for støtte og finansiering. Flere af parterne bag GreenCem er også partnere i det nordjyske projekt Green Hub Denmark, der har en ambition om at gøre Nordjylland til den førende danske region inden for grønne løsninger.

**Ørsted** – Ørsted ser CCUS som en mulighed, men har ikke defineret det som en strategisk satsning på samme måde, som de har gjort med f.eks. grøn brint. Energistyrelsen forventer at Ørsted vil fokusere på fangst af biogen CO<sub>2</sub> med henblik på anvendelse ved at indgå i strategiske partnerskaber i områder med Ørsted tilstedeværelse (København, Aarhus og Trekantsområdet). Energistyrelsen har kendskab til, at Ørsted har CCUS projekter, primært med fokus på fangst af biogen CO<sub>2</sub>, i den tidlige udviklingsfase, på flere af deres anlæg. Energistyrelsen vurderer at enkelte, mindre CO<sub>2</sub>-fangstprojekter under de rette omstændigheder kan etableres midt i 2020'erne.

**Pentair Union Engineering** – Pentair Union Engineering er et dansk ingeniørfirma, der er specialiseret i bæredygtige teknologier til opsamling, genvinding og rensning af CO<sub>2</sub>. Deres hovedaktiviteter relaterer sig til konstruktion og vedligeholdelse af modulære og individuelt designede CO<sub>2</sub>-anlæg. Pentair Union Engineering har leveret ca. 1.000 CO<sub>2</sub>-anlæg gennem de sidste 40 år, installationer i 110 lande, som leverer vi CO<sub>2</sub>-løsninger til en række forskellige industrier rundt om i verden.

## Boks 2

### Danske CO<sub>2</sub>-lagringsprojekter

**Greensand** - Projekt Greensand er et konsortium med INEOS Denmark som leder og med Wintershall Dea, Maersk Drilling og GEUS som partnere. Ambitionen er at kunne tilbyde CO<sub>2</sub> lagerkapacitet i feltet Nini Vest fra 2025 i størrelsesordenen 0,5 mio. ton CO<sub>2</sub> om året. Greensand ansøgte i 2020 om midler gennem EUDP til et pilotprojekt i udviklingen af lagerkapacitet. Projektet fik tildelt 9,6 mio. kroner til at undersøge, om reservoiret og infrastrukturen på Nini-feltet egner sig til CO<sub>2</sub>-lagring. I november 2020 opnåede Greensand en DNV GL certificering af projektet. Pilotprojektet afsluttes i september 2021. INEOS håber at kunne gå videre med en demonstrationsfase fra 2022 – men er afhængig af finansiel støtte hertil og forventes at søge CO<sub>2</sub>-lagringspuljen fra Nordsøaftalen.

De nærliggende olie- og gasfelter Nini Øst, Cecilie og Siri består af samme type undergrund som Nini Vest, så det forventes, at det fulde potentiale for CO<sub>2</sub> lagring i området kan komme op på 3,5 mio. tons CO<sub>2</sub> om året (fra 2028) hvis pilot- og demonstrationsprojekterne er succesfulde.

**TotalEnergies** – Direktøren for TotalEnergies Danmark har udtalt til Energiwatch, at TotalEnergies ser på muligheder for at udvikle CO<sub>2</sub>-lagringskapacitet i modne olie/gas felter i den danske del af Nordsøen. I september 2021 er TotalEnergies og deres partnere i Dansk Undergrunds Consortium (DUC) gået sammen med Ørsted og DTU for at modne Projekt Bifrost; CO<sub>2</sub>-transport og lagring i DUC's Harald-felt i den Danske Nordsø med en forventet lagringskapacitet ved opstart på 3 millioner tons CO<sub>2</sub> årligt (m/t per år). Det nyoprettede CCS-partnerskab har ansøgt om midler ved Det Energiteknologiske Udviklings- og Demonstrationsprogram (EUDP), med det formål at udvikle og udvælge transport- og lagringskonceptet for Projekt Bifrost. Projektet sigter mod at genbruge eksisterende infrastruktur i Nordsøen og samtidig demonstrere CO<sub>2</sub>-lagring i et udtømt offshore-gasfelt.

I interviewet kommer det frem, at TotalEnergies netop nu ser på fire forskellige projekter fordelt over hele kontinentet. Foruden Northern Lights i Norge – hvor TotalEnergies indgår med Shell og Equinor, er de engageret i projektet Aramis i Holland. Her planlægger Total sammen med Shell at omdanne udtjente gasfelter til CO<sub>2</sub>-lagringskomplekser. Desuden er Total gået sammen med BP om et britisk CCUS-projekt for at indfange CO<sub>2</sub> fra gaskraftværker og lokale industrivirksomheder. Det projekt hedder Net Zero Teeside.

## Boks 3

### Danske CO<sub>2</sub>-teknologiudviklingsprojekter

**Ocean Team** - Virksomheden Ocean Team i Esbjerg råder over et nyt, selvdesignet anlæg, hvor CCS-teknologi skal testes. Anlægget består af et testkammer, hvor man kan simulere de temperaturer og tryk, der findes i gas- og olieproduktionsbrønde. På den måde kan man finde ud af om udtjente reservoirer i Nordsøen kan anvendes til lagring af CO<sub>2</sub>. Det skal blandt andet testes, hvilken type af stål, der bedst kan holde til forholdene i brøndene. Anlægget er bygget af Ocean Team i samarbejde med Ineos og Maersk Drilling. Det har modtaget medfinansiering fra forskningscenteret Danish Hydrocarbon Research and Technology Centre (DHRTC).

**DTU** – DTU har udviklet et mobilt CO<sub>2</sub>-fangstanlæg, som for første gang er koblet til et fungerende biogasanlæg - Mølleåværket i Lyngby. Her skal DTU's mobile CO<sub>2</sub>-fangstanlæg i løbet af de næste par måneder vise, om det kan lade sig gøre at opgradere gassen på en energibesparende måde, så det kan betale sig at bruge den til andet end opvarmning. Dette er blot første step for demonstrationsanlægget, der i løbet af de næste år skal afprøves i forskellige sammenhænge. Det vil blandt andet blive koblet til et fynsk gårdanlæg, ARC og derefter sandsynligvis Aalborg Portland. Det forventes, at DTUs samarbejdspartner Pentair Union Engineering kan forretningsudvikle på baggrund af projektet.

**Melsing og EMS** - I et nyt strategisk partnerskab satser ingeniørfirmaet Melsing og energiselskabet EMS, som specialiserer sig i stålkonstruktioner, på at jage såvel vind- som olie/gas-, CCS- og PtX-projekter. Partnerskabet er p.t. engageret i to navngivne CCS-projekter, som handler om testfaciliteter og måling.

#### Boks 4

##### Internationale erfaringer med CCS

Muligheden for at opføre kulstoffangstanlæg har fået fornyet opmærksomhed i lyset af øgede ambitioner for reduktioner af drivhusgasser i en række europæiske lande, herunder Storbritannien, Holland og Sverige og i EU generelt. Der er i dag 28 kommercielle CCS faciliteter i drift i dag. Anlæggene til CO<sub>2</sub>-fangst er hovedsageligt placeret i USA (14), Canada (4), Kina (3) og Norge (2), de resterende er placeret i Qatar, Australien, Saudi Arabien, Brasilien og de Forenede Arabiske Emirater. 23 af anlæggene i drift sælger den indfangne CO<sub>2</sub> til olie- og gasindustrien, som udnytter CO<sub>2</sub>'en til at indvinde mere olie og gas fra undergrunden ved en metode kaldet 'Enhanced Oil Recovery' – EOR.

Norge har siden 1990'erne været en stor internationale trækraft for CO<sub>2</sub>-fangst og -lagring som en teknologi til at reducere CO<sub>2</sub> udslip fra store punktkilder uden EOR. Der er pt. to steder i Norge, hvor der injiceres og lagres CO<sub>2</sub> (Sleipner og Snøhvit), og et nyt storskala CCS-projekt er under udvikling (Langskib/Northern Lights). De to norske CCS-projekter, Sleipner (start 1996) og Snøhvit (2008), har en årlig kapacitet på henholdsvis 1 mio. ton og 0,7 mio. ton og er relateret til produktion af naturgas, men ikke EOR.

Langskib/Northern Lights projektet er baseret på opsamling af CO<sub>2</sub>, indfanget fra cementanlægget Norcem i Porsgrunn på den norske sydkyst og formentlig (afhængig af EU støtte) fra affalds-varmeanlægget Fortum Oslo Varme. Den indfangede CO<sub>2</sub> opsamles i midlertidige lagre ved de to anlæg og transporteres herefter med skib til et modtageanlæg beliggende på den norske vestkyst i nærheden af Bergen. Herefter transporteres CO<sub>2</sub> via en 110 km lang rørledning på havbunden til lagring i et sandstenslag ca. 3000 meter under havbunden. Langskib/Northern Lights projekter med at kunne modtage CO<sub>2</sub> fra internationale kunder og samarbejder blandt andet med to svenske CO<sub>2</sub>-fangstprojekter om lagring i Norge. Projektet er sanktioneret og i udbygning. Lagret forventes at være i drift fra midt 2024, med en lagringskapacitet på 1,5 mio tons CO<sub>2</sub> per år. Partnerne i Northern Light har truffet beslutning om en udvidelse af lagringskapaciteten.

Det første lagringsprojekt, hvor CO<sub>2</sub> udskilles fra et kraftværk, blev taget i drift i 2014 i Canada (Boundary Dam), konstruktionen af projektet begyndte i 2011. I dag kan der indfanges op til 1 mio. ton årligt fra kulkraftværket, hvor en del af CO<sub>2</sub> benyttes til EOR og andet lagres i undergrunden. I 2016 blev det første storskala CCS-projekt inden for jern- og stålindustrien taget i drift i Forenede Arabiske Emirater (Abu Dhabi CCS). Projektet har været under konstruktion i fire år, og skal indfange op til 0,8 mio. ton CO<sub>2</sub> om året. CO<sub>2</sub>'en benyttes efterfølgende til EOR.

Det største CCS anlæg i drift, der er dedikeret udelukkende til geologisk lagring af CO<sub>2</sub>'en, og dermed ikke benytter EOR, er Gorgon Carbon Capture Injection i Australien. Projektet forventes at kunne lagre 3,3-4,0 mio. ton CO<sub>2</sub> årligt ved fuld kapacitet. I projektet indfanges CO<sub>2</sub> fra naturgasproduktion og efterfølgende lagres CO<sub>2</sub>'en ca. 2 km under øen Barrow Island ud for den australske vestkyst. De første screenings af området begyndte i 1998, i 2009 tog man den endelige investeringsbeslutning, og udviklingen af projektet blev afsluttet i 2019, hvor den første CO<sub>2</sub> blev injiceret. Den forventede levetid for projektet er 40-45 år.

CO<sub>2</sub>-fangstanlægget på Illinois Industrial fra 2017 er det eneste af de amerikanske projekter, som er dedikeret til deponi af CO<sub>2</sub>. Den indfangne CO<sub>2</sub> er et biprodukt fra fremstilling af etanol fra majs via en fermenteringsproces. Anlægget har været i drift siden 2017 og har en årlig fangstkapacitet på 1 mio. ton CO<sub>2</sub>.

Der kan være store forskelle på, hvor lang tid det tager, at etablere et fangstanlæg. En kortlægning fra 2016 med flere store demonstrationsprojekter viser, at det tager i gennemsnit 6,5 år, at færdiggøre et stort CCS-fangstanlæg på en eksisterende punktkilde. De hurtigste projekter blev færdige på ca. 4 år.



# Teknologier til CO<sub>2</sub>-fangst og deres potentiale



# Teknologier til CO<sub>2</sub>-fangst og deres potentiale

---

## Indhold

1. Indledning og konklusion .....	1
2. Afgrænsning og læsevejledning .....	2
3. Hvilke teknologier til CO <sub>2</sub> -fangst findes i dag? .....	4
3.1. Gasificering .....	4
3.2. Iltberiget forbrænding (Oxy-fuel) .....	5
3.3. Amin-absorbtion .....	6
3.4. Kemiske forbedringer af absorbtionsteknologien .....	8
3.5 Biologiske metoder .....	9
3.6 Membran-løsninger .....	10
3.7 Adsorbtion .....	11
3.8 Indlejring (solid looping) .....	11
3.9 Integreret fangst (inherent capture) .....	12
3.10 Kryogene metoder .....	13
3.11 Strømteknologier .....	13
3.12 Udnyttelse af overskudsvarmen .....	14
4. Lovende forsøg med Carbon Capture i Danmark .....	14
4.1 Lovende forsøg med inkrementelle forbedringer af amin-scrubningsprocessen .....	15
4.1.1 BE - Biogasopgradering for højrent CO <sub>2</sub> . .....	15
4.1.2 Carbon Anhydrase .....	15
4.1.3 DTU deltager i et internationalt, fransk ledet 3D-projekt .....	15
4.1.4 GreenCem .....	15
4.1.5 Pilot-kolonne til studier af absorbtion i væskeformige medier .....	16
4.1.6 Anlæg på KraftVarmeVærk Thisted - KVVV .....	16
4.1.7 Andre anlæg .....	16
4.2 Lovende forsøg med anvendelse af metoder, der adskiller sig væsentligt fra amin-scrubning .....	16
4.2.1 BE Biogas Electric Cleaning .....	16
4.2.2 Kryogen kulstofindfangning .....	17

4.2.3 Interact .....	17
4.2.4 Green CC.....	17
4.2.5 Carbonate Looping i cementindustri.....	17
5. Demonstrationsanlæg til Carbon Capture i Danmark .....	17
5.1 Et mobilt CO <sub>2</sub> fangstanlæg etableret i et samarbejde mellem DTU og Union Engineering .....	17
5.2 Net Zero Carbon Capture på ARC (Amager Ressource Center).....	18
6. Danske Carbon Capture anlæg med anlægsstøtte.....	18
6.1 Indledning.....	18
6.2 Amager Ressource Center .....	18
6.3 C4: Carbon Capture Cluster Copenhagen.....	18
6.4 Århus .....	19
7. Kommende projekter med dansk involvering.....	19
8. Erfaringer fra andre lande .....	19
9. Fangstomkostningerne i Danmark .....	21
10. En samlet vurdering af støttebehov og udviklingsmuligheder.....	22
Bilag: interviewpersoner .....	23

# Teknologier til CO<sub>2</sub>-fangst og deres potentiale

---

## 1. Indledning og konklusion

For at vurdere mulighederne for at udbrede CCS - Carbon Capture and Storage, dvs. fangst og lagring af CO<sub>2</sub> - gennemføres i dette notat en vurdering af de teknologier på området, som danske videninstitutioner og virksomheder har installeret eller arbejder med. Formålet hermed er dels at vurdere mulighederne for med eksisterende teknologi at gennemføre CCS, dels at vurdere mulighederne for at fremme udviklingen af teknologier, der kan reducere omkostningerne pr ton CO<sub>2</sub>, der fanges og lagres.

Som en fast skabelon ved denne vurdering, som også vil blive anvendt på andre teknologiområder, vil det blive søgt at dele vurderingen op i 4 dele. Det er kortlægninger af:

1. succesfulde laboratorieforsøg, der er gennemført i Danmark på området
2. pilotforsøg og demonstrationsanlæg i storskala, eller 1:1
3. produktionsanlæg, der modtager offentlig støtte
4. innovationssamarbejder, der sigter mod at nedbringe omkostningerne, så aktiviteten (her: CCS) kan gennemføres uden støtte.

I første omgang vil kortlægningen kun omfatte teknologier, der kan fremme og effektivisere CO<sub>2</sub>-fangst. Det skyldes, at meget tyder på, at det er her, det største innovationsbehov foreligger i forhold til hele CCS værdi-kæden. Det er bestemt også afgørende at nedbringe omkostningerne til transport og lagring af CO<sub>2</sub>, og her er også vigtige innovationsudfordringer, men disse vurderes dog i højere grad at være et offentligt planlægningsproblem, hvor infrastrukturen skal tilrettelægges under hensyn til samfundsøkonomien mv.

Ud over at kortlægge teknologierne og deres udviklingsmuligheder vil denne analyse også vurdere teknologierne *økonomisk* - dvs. deres omkostninger og mulighederne for at nedbringe disse i de kommende år.

I kortlægningen er interviewet en række personer, der er angivet i bilaget - under løfte om, at deres vurderinger ikke blev videregivet. Alle vurderinger i dette notat er derfor vores, men interviewpersonerne har fået notatet i høring og har haft mulighed for at komme med korrektion og rettelser på de områder, hvor de har bidraget.

Det generelle formål med denne type teknologikortlægninger er at skabe grundlag for implementeringsplaner for teknologier, der kan løse klimaproblemerne. Det bør omfatte skøn for nødvendige forsknings- og innovationspolitiske tiltag (bevillinger til forskning,

innovationsprogrammer, testfaciliteter mv.). Det bør også omfatte en vurdering af, om teknologierne på området er parate til innovative udbud (fx i form af innovationspartnerskaber eller konkurrencepræget dialog).

En implementeringsplan for en teknologi, der skal løse en klimaudfordring inden for det næste tiår, bør være baseret på oplysninger, der kan besvare to spørgsmål:

- Hvilke virkemidler (herunder yderligere F&U, afprøvninger, tilskud, afgifter, infrastruktur og tiltag hos leverandører eller aftagere) er nødvendige for at løsningen kan bringes på markedet?
- Hvornår kan løsningen være på markedet, og hvor meget kan den bidrage til at reducere udledningen af CO<sub>2</sub>e?

Konklusionen på disse spørgsmål, som behandles i dette notat, er:

- Vi vurderer, at der er et potentiale for at nedbringe anlægsomkostningerne til CC-anlæg med 20 pct. i løbet af de kommende 5 år, primært som følge af skalering, mere konkurrence og læring
- Vi vurderer, at yderligere forskning og test vil kunne reducere driftsomkostningerne forbundet med CC med mindst 20 pct. i løbet af de kommende 5 år
- Vi vurderer, at en række nye teknologier vil kunne reducere omkostningerne til fangst af CO<sub>2</sub> med yderligere 20 pct. efter 2030
- En forudsætning for disse omkostningsreduktioner vil være en øget statslig finansiering af F&U på området
- For at etablere CC-anlæg kræves en statslig anlægsstøtte, hvis omfang vil afhænge af udviklingen i CO<sub>2</sub>-kvoteprisen og en CO<sub>2</sub>-afgift
- Vi vurderer endelig, at teknologierne er tilstrækkeligt udviklede til, at der bør gennemføres innovative udbud på CC-området.

## 2. Afgrænsning og læsevejledning

Det kan være svært at definere nogle skarpe og objektive grænser mellem kategori 1, 2 og 3 nævnt på side 1, eller af, hvilke forsøg mv., der kan betragtes som "succesfulde".

Under kategori 1 (laboratorieforsøg) vil udgangspunktet være de deltagende forskeres egen vurdering af, om et laboratorie forsøg er succesfuldt, der lægges til grund. Det vil oftest være meget vanskeligt at få en objektiv vurdering fra andre forskere, fordi der ofte kan være en betydelig konkurrence mellem forskerne. Forskernes egne vurderinger kan på den anden side være unødigt optimistisk eller positiv. Det skal imidlertid også tages i betragtning, at det ikke er omkostningsfrit for forskere at fortsætte forsøg med teknologier, hvor resultaterne ved

laboratorietest mv. har været dårlige. At blive ved med at forfølge sådanne spor giver risiko for, at forskeren eller hans/hendes institut eller forskningsgruppe får svært ved at få flere bevillinger. Vi har dog også for de forsøg, der beskrives, spurgt kritisk ind til forskernes vurderinger.

Under kategori 2 (pilotforsøg) kan det være svært at finde en præcis definition af "storskala" eller 1:1. Vi vil anvende som definition, at anlægget skal have en størrelse eller skala, som vil være relevant for i hvert fald en del af markedet, eller for nogle virksomheder, i den efterfølgende drift eller produktion.

Dette kriterium er relevant, idet det er en generel erfaring ved næsten al teknologiudvikling, at en forøgelse af et anlægs størrelse næsten aldrig er trivielt, men både kan give nye - og ofte overraskende - teknologiske udfordringer, og også ændre på omkostninger mv. pr produceret enhed.

Kategori 3 (produktionsanlæg) afgrænses især ved, at anlægget står hos, og ejes af en virksomhed, der benytter anlægget som led i virksomhedens drift. Anlægget har her endvidere en størrelse, som er naturlig og rationel for virksomheden.

På CCS-området er aktiviteterne endnu så beskedne, at der endnu ikke er udviklet innovationssamarbejder (dvs. kategori 4), hvilket forhåbentligt vil opstå i de kommende år.

En generel vanskelighed ved at vurdere, om teknologier er "lovende", er at dette ofte vil blive set i forhold til markedsforhold, som afhænger af prissætningen af input og output. Særligt afgørende for de fleste grønne teknologier er her, at den økonomiske rentabilitet afhænger af skyggeprisen på CO<sub>2</sub>, som både afhænger af kvoteprisen i EU's ETS-system og af størrelsen af en kommende CO<sub>2</sub>-afgift.

I den konkrete kontekst, dvs. ved vurdering af CCS-teknologier, vil vurderingen af nye teknologier blive målt op mod omkostningerne ved den mest almindelige capture-teknologi, som er amin-scrubning. Det seneste bud på omkostningerne pr ton fanget CO<sub>2</sub> er udarbejdet af EA Energianalyse for Dansk Energi i april 2021<sup>1</sup>, hvor der regnes på omkostningerne ved CO<sub>2</sub>-fangst på danske affalds- og kraftvarmeværker, givet disses kapacitetsudnyttelse og restlevetid og en realrente på 4 pct. Omkostningerne er opgjort til 615 kr. pr ton for træflisværker og 374 kr. pr ton for affaldsværker, når der *ikke* kombineres med varmepumper (se herom senere i afsnit 3.12)<sup>2</sup>. Når der kombineres med varmepumper er omkostningen opgjort til 538 kr. pr

---

<sup>1</sup> Dansk Energi, april 2021: Potentialet for CO<sub>2</sub>-fangst i Danmark til den grønne omstilling.

<sup>2</sup> Dette dækker fangst og kompression, men ikke transport og læring.

ton for træflisværker og 323 kr. pr ton for affaldsværker. Et gennemsnit af disse omkostningsniveauer er 450-500 kr. pr ton.

Gennemgangen vil søge at foretage en udtømmende beskrivelse af danske forskningsforsøg og anlæg, men af ressourcemæssige grunde kun medtage viden om udenlandske anlæg i begrænset omfang.

Inden listningen af test, anlæg mv. vil notatet først give en beskrivelse af de forskellige fangst-teknologier, der findes i dag.

### 3. Hvilke teknologier til CO<sub>2</sub>-fangst findes i dag?

Der findes i dag en række forskellige teknologier til CO<sub>2</sub>-fangst, som gennemgås i det følgende. Formålet er at give læseren en forståelse for de projekter, der omtales senere i notatet.

Grundlæggende kan teknologierne deles i to grupper. *Pre-combustion* teknologier påvirker anvendelsen af energikilden og mulighederne for CO<sub>2</sub>-fangst ved indgreb i processen *før* forbrændingen. *Post-combustion* teknologier påvirker processen *efter* forbrænding.

Pre-combustion teknologierne beskrives nedenfor først, i afsnit 3.1 og 3.2. Herefter beskrives en række post-combustion teknologier i afsnit 3.3-3.12.

En yderligere teknologi, der kan få stor relevans for CO<sub>2</sub>-fangst, men som ligger uden for dette notats rammer, er biokul skabt gennem pyrolyse. Pyrolyse er en proces, hvor forbrændingen søges undgået ved opvarmning af biomasse i et iltfattigt rum. Der dannes på den måde syngas, der i hovedsagen består af brint og kulmonooxid, og et stabilt restprodukt (biochar) med et højt kulstofindhold. Biochar nedbrydes meget langsomt og kan på den måde lagre kulstoffer, der er optaget fra luften af planter. Dermed kan teknologien også skabe negative emissioner.

#### 3.1. Gasificering

En teknologisk mulighed er at tage kulstof ud af en gasblanding *inden* forbrændingsprocessen (engelsk: combustion). Det sker ved som første skridt at *gasificere* råmaterialet, som kan være kul, eller en allerede etableret gas, under en vis tilførsel af ilt. I næste skridt skabes en *vand-gas reaktion*, som skaber en gas, som stadig indeholder noget CO, men mest CO<sub>2</sub> (som regel med høj koncentration), samt brint og vanddamp. CO<sub>2</sub>-koncentrationen kan her blive høj, helt op til 50 pct.

Herefter adskilles CO<sub>2</sub>'en og brinten. Det kan ske ved en af de teknikker, der gennemgås nedenfor (amin-scrubning, adsorption, eller membraner). CO<sub>2</sub>'en opsamles med henblik på lagring eller anden anvendelse, mens brinten tilsættes en gasblanding. Dette øger gasblandingsens brandværdi.



Metoden vurderes af de forskere, vi har talt med, som umoden og dyr<sup>3</sup>. Det sidste skyldes, at pre-combustion kræver, at hele forbrændingsanlægget designes "forfra" - dvs. metoden kan ikke anvendes ved at komme et fangstanlæg "ovenpå" et eksisterende forbrændingsanlæg.

Det gør også processen dyr, at den bruger ilt. Dette forhold kan dog ændre sig fremadrettet, hvis elektrolyse (produktion af brint med el) bliver almindelig, idet denne proces har ilt som biprodukt.

Der er meget få anlæg i verden af denne type, som bruges på kraftværker. Et anlæg blev installeret i Florida i 2016 og fanger 0,3 Mtpa (Millioner ton CO<sub>2</sub> om året)<sup>4</sup>. Vattenfall har bygget et mindre anlæg.

Det afgørende er imidlertid, at teknikken formentlig ikke vil være relevant i en dansk sammenhæng, hvor de CO<sub>2</sub>-kilder, der skal lagres fra, primært vil være affaldsværker og biomassefyrede kraftvarmeværker - og evt. også bio-naturgas, idet alle disse brændsler er renere end dem, der indgår i pre-combustion projekter i andre lande.

### 3.2. Iltberiget forbrænding (Oxy-fuel)

En teknologi, der er beslægtet med gasificering, er iltberiget forbrænding. Også her tilsættes ilt - og forskellen er, at her indgår ilt i selve forbrændingsprocessen, hvor den ved pre-combustion anvendes *inden* forbrændingsprocessen.

Oxyfuel-metoden er i princippet enkel. I stedet for at udskille CO<sub>2</sub>'en fra røggassen efter forbrændingen anvender man ren ilt til forbrændingen i stedet for atmosfærisk luft<sup>5</sup>. Herefter består røggassen kun af CO<sub>2</sub> og vand (H<sub>2</sub>O). Vandet kan let kondenseres - og så står man i princippet tilbage med ren CO<sub>2</sub>.

Også denne proces er teknologisk umoden. Og den er dyr på grund af behovet for tilsætning af ren ilt - men kan lige som pre-combustion blive billigere, hvis elektrolyse bliver mere udbredt. Det fordyrer også processen, at iltberigelsen forøger temperaturen og derved belaster ovne og udstyr.

Det hidtil største oxy-fuel demonstrationsanlæg blev installeret på det Vattenfall-ejede kulkraftværk i Spremberg ("Schwarze Pumpe") i Tyskland i 2006. Anlægget blev dog stoppet i 2014, da det var for dyrt (Vattenfall har ikke offentliggjort data om mængder og omkostninger, men anlægget var ikke særligt stort, da dets effekt blot var 30 MW). En del af baggrunden for, at forsøget stoppede, var også politisk modstand mod at CCS blev brugt som "undskyldning" for at fortsætte med kulfyring.

---

<sup>3</sup> En gængs metode til at vurdere dette er at anvende EU-Kommissionens TRL-skala fra 1-9 (se beskrivelse heraf side 18).

<sup>4</sup> Dansk Gasteknisk Center, 2017: CCS i et naturgasperspektiv.

<sup>5</sup> I atmosfærisk luft er andelen af ilt ca. 21 pct. og ca 78. pct. kvælstof.



Der er også installeret et mellemstort oxy-fuel anlæg i Frankrig i 2009 (hos Total, installeret af Alstom), som fanger ca. 10.000 ton CO<sub>2</sub> om året. Der findes også mellemstore anlæg i Australien og i Spanien.<sup>6</sup>

Ifølge GCCSI<sup>7</sup> er det amerikanske selskab 8 Rivers i gang med at udvikle anlæg, baseret på den såkaldte Allam-Fetvedt proces, beskrives i afsnit 3.9, som anvender en oxy-fuel proces som en del af sin metode.

Der er ingen oxy-fuel anlæg i Danmark. Der har været gennemført enkelte forsøg i Danmark med oxy-fuel, på DTU, både på Institut for Kemiteknik og på DTU Energi (jf. afsnit 4.2.4). Professor Peter Vang Henriksen fra DTU beskriver projektet som vellykket, men der blev ikke fulgt op på det, da det blev afsluttet i 2016-17, både fordi teknologien var dyr, og pga. manglende politisk interesse.

Peter Vang Henriksen vurderer imidlertid i dag, at ilten fremover vil kunne fremskaffes billigere, og at en fordel ved oxy-fuel metoden er, at den kan kombineres med de andre metoder, der er nævnt i dette notat, idet tilførslen af ilt kan gradueres efter behovet.

### 3.3. Amin-absorbtion

Den mest anvendte teknologi til carbon capture er amin-absorbtion. Denne teknologi har været anvendt kommercielt i mange lande i flere årtier. Processen har mest været anvendt af olieselskaber, som har anvendt den for at forøge deres olieproduktion, mest i Nordamerika. Denne proces kaldes EOR - Enhanced Oil Recovery.

Amin-absorbtion sker typisk *efter* forbrændingen som en såkaldt *post combustion teknologi*<sup>8</sup>. Både amin-absorbtion og alle de teknologier, der omtales nedenfor, er post-combustion teknologier.

Ved at injicere CO<sub>2</sub> ned i et oliefelt, inden det er tømt for olie, øges trykket på olien, og der kommer mere olie op. Selv om også denne proces er dyr har den kunnet betale sig, fordi indtægterne ved den ekstra olieproduktion oversteg udgifterne til carbon capture.

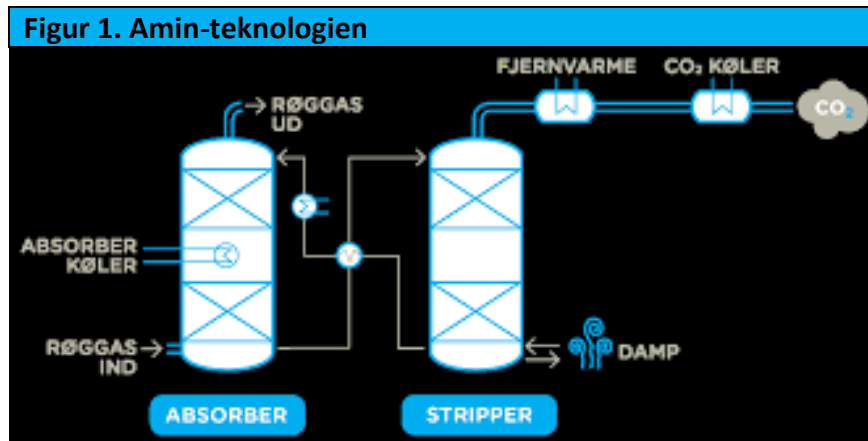
Et amin-anlæg består af to dele: en absorber og en stripper (som også kaldes en de-sorber). I absorberen sendes røggassen gennem en væske, som indeholder amin (mere præcist en alkohol, monoethanolamin, forkortes MEA), som opsuger CO<sub>2</sub>'en. I stripperen varmes væsken op til 120-130 grader, hvilket betyder, at CO<sub>2</sub>'en frigives og kan opsamles relativt rent (99 pct.). Processen kan genanvende det meste af MEA'en og er illustreret i figur 1.

---

<sup>6</sup> Dansk Gasteknisk Center, 2017: CCS i et naturgasperspektiv.

<sup>7</sup> Global CCS Institute, 2020: "Global Status of CCS, 2020". Global CCS Institute (GCCSI) er en international organisation, der vil fremme CCS, med hovedsæde i Australien. GCCSI blev etableret i 2009 og har i dag såvel regeringer som industrivirksomheder samt raffinaderier, energiselskaber, kraft- og varmegværker mv. som medlemmer. GCCSI udarbejder en årligt en oversigt over CCS-faciliteter og nye teknologier.

<sup>8</sup> Amin-absorbtion kan dog også anvendes som en pre-combustion teknologi.



Kilde: Dansk Affaldsforening

Denne proces er i dag som hovedregel billigere end de andre teknologier. Omkostningerne skyldes først og fremmest energiforbruget, som går til opvarmningen af den anvendte væske, når den går fra absorbereren til stripperen. For få år siden regnede man med, at opsamling af et ton CO<sub>2</sub> kræver 4 GJ (dvs.  $4 \cdot 10^9$  Joule). I dag vurderes "best practice" til et energiforbrug på 3 GJ/ton CO<sub>2</sub><sup>9</sup>. Det skal understreges, at dette energiforbrug er det "rene" termiske energiforbrug, som ikke inkluderer energiforbruget til pumper mv. samt til evt. efterfølgende *liquefaction*, dvs. til at gøre CO<sub>2</sub>'en flydende ved at sætte den under tryk og nedkøle den. I industriel, praktisk sammenhæng vil en samlet energifaktor derfor udgøre ca. 4 GJ pr ton CO<sub>2</sub>.

Til illustration kan dette sammenlignes med et naturgasfyret kraftvarmeværk, der både producerer el og fjernvarme. 1 GJ naturgas afgiver ved forbrænding 0,056 ton CO<sub>2</sub><sup>10</sup>, hvilket betyder, at 17,8 GJ naturgas afgiver 1 ton CO<sub>2</sub>. Hvis værket har en samlet energieffektivitet (inkl. fjernvarmeudnyttelse) på fx 80 pct., bliver "nyttværdien" af de 18 GJ 14,4 GJ. 4 GJ energiforbrug til carbon capture medfører således, at knap 30 pct. af den nyttiggjorte energi går til fangst af CO<sub>2</sub>. Et energiforbrug på 3 GJ/ton medfører at 21 pct. af den nyttiggjorte energi går til fangst af CO<sub>2</sub>.

Meget tyder imidlertid på, at det er muligt at nedbringe spildprocenten yderligere. En måde at gøre dette på kan være at udnytte værkets samlede energieffektivitet - og moderne anlæg har således en effektivitet, der kan nå helt op på 85-90 pct. En anden måde at nedbringe energispildet på er at nedbringe energiforbruget til strippingen. En tredje metode er at anvende overskudsvarmen ved strippingen. Disse teknologier gennemgås nedenfor.

Generelt er amin-scrubning effektiv. Det er især en fordel, at teknologien kan sættes "ovenpå" et eksisterende anlæg uden at ændre dette, dvs. at det kan retrofittes. Det fordyrer på den anden side processen, at aminen kan være hård ved udstyret på grund af korrosion.

<sup>9</sup> I den analyse fra Dansk Energi, der blev nævnt i fodnote 1, er der således regnet med 3 GJ/ton CO<sub>2</sub>.

<sup>10</sup> Se fx Energistyrelsens hjemmeside.

Der er også en del danske erfaringer med amin-scrubnings anlæg. Det første større anlæg blev etableret af DONG i 2006-10 i projekterne "Cesar" og "Castor". Der blev dog ikke fulgt op på disse projekter på grund af manglende politisk interesse - og fordi projekterne sigtede mod at forlænge kulfyrede værkers levetid.

I de senere år er der installeret mange amin-scrubningsanlæg i Danmark, primært på biogasanlæg<sup>11</sup>. Et biogasanlæg producerer biogas, som er en blanding af metan (dvs. 60-65 pct. naturgas eller CH<sub>4</sub>, og resten CO<sub>2</sub><sup>12</sup>). Hvis CO<sub>2</sub>'en fjernes, kan gassen injiceres i naturgasnettet. Primo 2021 er ca. 20 pct. af gassen i det danske naturgasnet produceret på denne måde.

En stor del af de danske opgraderingsanlæg til biogas er leveret af virksomheden Ammogas i Glostrup. En anden dansk virksomhed, Union Engineering i Esbjerg, der er ejet af amerikanske Pentair, er blandt de virksomheder i verden, der med 350 leverede anlæg har størst erfaringer med amin-scrubningsanlæg til kommerciel brug<sup>13</sup>. Her ud over er der andre, mindre danske virksomheder, der er datterselskaber af udenlandske selskaber, herunder Puregas (datter af finske Wärtsilä) og Airco (britisk ejet).

### 3.4. Kemiske forbedringer af absorbtionsteknologien

De fleste af de eksperter, vi har talt med, vurderer, at inden for de næste 5-10 år vil teknologiudviklingen især være præget af forskellige metoder til at forbedre den absorbtionsteknologi, der blev beskrevet ovenfor.

En type projekter bruger fortsat aminer, men opblandet med andre kemikalier, som kan reducere energiforbruget forbundet med strippingen. Eksempler på virksomheder, der arbejder med disse teknologier, er - med teknologierne i parentes - Fluor (Econamine FG), Mitsubishi Heavy Industries (KM-CDR), Shell Cansolv (DC101) og DOW Chemical (UCARSOL). Andre projekter anvender andre opløsningsmidler end aminer.

En alternativ teknologi er at anvende flydende salte. Den førende forskning på dette område foregår på Institut for Kemi, DTU. Her har professorerne Rasmus Fehrmann og Anders Riisager forsket i anvendelsen af salte med relativt lave smeltepunkter (under 100 grader), såkaldte ioniske væsker. Disse opsuges og formgives i porøse materialer til faste absorberenheder. Teknologien kaldes SILP, Supported Ionic Liquid Phase. Fordelen ved denne teknologi er, at energiforbruget forbundet med at frigøre CO<sub>2</sub>'en fra væsken vurderes til kun at være ca. det halve af energiforbruget ved den normale amin-proces.

---

<sup>11</sup> Der findes ca. 170 biogasanlæg i Danmark, fordelt på renseanlæg, industrianlæg, lossepladsanlæg, fællesanlæg og gårdanlæg. Heraf har 50 af disse et opgraderingsanlæg, der fjerner CO<sub>2</sub>'en (og sender den ud i luften).

<sup>12</sup> Der kan også være andre gasser, der skal renses væk, fx H<sub>2</sub>S (svovlbrinte, som afgiver en kraftig lugt).

<sup>13</sup> Teknikken til disse typer anlæg er næsten den samme - men CO<sub>2</sub>-fangst fra biogasanlæg er lidt nemmere end fra andre kilder, et CO<sub>2</sub>-koncentrationen i biogas er 30-40 pct., mod fx kun 10-12 pct. i affaldsanlæg.

Forskellen på disse teknologier og de andre, der beskrives i dette notat, er at anvendelsen af dem kan ske ved mindre ændringer af det udstyr, der bruges til amin-processen - og nogle af dem kan endda bruges til at forbedre eksisterende anlæg.

Et andet alternativ er at bruge et fast stof, fx kridt eller kalk (calciumcarbonat), til at fange CO<sub>2</sub><sup>14</sup>. Denne proces kræver højere temperaturer (600-900 grader), men stoffet er væsentligt billigere end aminen. Energiforbruget kan principielt holdes meget lavt (reaktionsvarmen og kalcineringsenergien kan næsten udligne hinanden) – og processen vil kunne anvendes på cementanlæg eller måske endnu bedre i symbiose mellem kraft-varme produktion og cementproduktion.

En tredje metode er at bruge opløsning i væsker, der indeholder dråber eller ”perler” af velegnet materiale (på engelsk ”encapsulated solvents”), som kan effektivisere processen.

I Stockholm er byens energi- og fjernvarmeselskab, Stockholm Exergi, i gang med et pilotprojekt, som anvender kalium-carbonat. Planen er her at fange 0,8 Mtpa midt i 2020'erne og 2 Mtpa før 2030.<sup>15</sup>

Alle disse teknologier forskes der i på DTU, som vi vurderer som et førende videncenter på CCS-området<sup>16</sup>.

Nogle af forskerne vurderer, at potentialet ved disse teknologier er at nedbringe energiforbruget pr. fanget ton fra niveauet på 3 GJ pr ton CO<sub>2</sub> beskrevet ovenfor til et niveau på 2,5 GJ pr ton, eller endnu mindre, i løbet af få år. Dermed kan driftsomkostningerne til den løbende fangst blive reduceret med ca. 20 pct.

### 3.5 Biologiske metoder

En vigtig forskningsretning er anvendelsen af biologiske metoder til forbedring af fangsten. Det sker typisk ved tilsætning af enzymer eller andre proteiner til en opløsningsvæske, som både kan være aminer og andre væsker.

Der forskes i disse teknologier både på DTU (Institut for Kemiteknik) og i et vist omfang på Aarhus Universitet (Institut for Bio- og Kemiteknik). Novozymes har også udviklet enzymer, som kan effektivisere og dermed billiggøre fangstprocessen.

---

<sup>14</sup> Professor og institutleder Kim Dam-Johansen, Institut for Kemiteknik, DTU.

<sup>15</sup> Kilde: [www.stockholmexergi.se](http://www.stockholmexergi.se)

<sup>16</sup> Det vigtigste institut mht. forskning i CC-metoder vurderer vi er Institut for Kemiteknik, DTU. Som det fremgår af dette notat, foregår der dog også vigtige forskningsaktiviteter på andre DTU-institutter (Institut for Energi og Institut for Kemi) samt på Institut for Bio- og Kemiteknologi, Aarhus Universitet, og Institut for Energiteknik, Aalborg Universitet.

Tidligere professor på KU, Claus Felby, som i dag er ansvarlig i Novo Nordisk Fonden for det biotekniske forskningsområde, vurderer, at de biotekniske metoder hører til dem, der har det største potentiale på området. Fonden har derfor meldt ud, at den vil støtte CCS-forskningsaktiviteter på dette område som en del af fondens CCUS-initiativ. Institutleder og professor Lars Ditlev Ottosen, Institut for Bio- og Kemiteknik på Aarhus Universitet vurderer, at biologiske metoder til forbedring af capture-processerne kan effektivisere disse inden for få år med en intensiveret forskningsindsats.

En del af de eksperter, vi har talt med, ser de biologiske metoder som en af de mest lovende udviklingsmuligheder. Den vigtigste udfordring ved metoderne er på den anden side, at enzymerne ødelægges, når de opvarmes til mere end ca. 80 grader. Også proteiner kan blive ødelagt ved høje temperaturer. Løsningen på denne udfordring er at filtrere enzymer eller proteiner fra før opvarmningen, og at tilsætte dem igen bagefter, hvilket komplicerer processen.

En anden biologisk løsning, som vi har talt med professor Anne Meyer, DTU Bioengineering, om, anvender enzymer og andre proteiner til direkte omdannelse af CO<sub>2</sub> til myresyre, formaldehyd og metan, som herefter kan anvendes direkte eller indgå i PtX-processer. Disse processer kan ses som en kombination af CCS og CCU men er endnu kun på et eksperimentalt stadie.

### 3.6 Membran-løsninger

En anden løsning til at skille CO<sub>2</sub>'en fra resten af røggassen, efter forbrændingen, er anvendelsen af membraner. Denne teknologi udnytter, at CO<sub>2</sub>-molekulerne og de andre molekyler i røggassen (primært kvælstof, N<sub>2</sub>) har forskellig størrelse og andre egenskaber. Membraner kan være fremstillet af mange forskellige materialer (metaller, plastmaterialer<sup>17</sup> mv. eller keramiske materialer).

De mest lovende teknologier anvender polymere membraner og kræver tryk for at presse gasserne gennem membranerne. Anvendelse af membraner kan især være fordelagtig, hvis koncentrationen af CO<sub>2</sub> i røggassen er højere end de 10-15 pct., der er normalt for et forbrændingsanlæg.

Ulempen ved teknologien er bla., at processen forudsætter, at røggassen sættes under tryk (typisk 5-10 bar). En anden ulempe er, at de fleste membraner bliver ødelagt, hvis røggassen er over ca. 100 grader.

---

<sup>17</sup> Dvs. polymere materialer, som omfatter plast, men også andre produkter. Et polymert materiale består af store, komplekse molekyler.

Membran-løsninger er i dag den næstmest udbredte løsning, efter amin-teknologien. Nogle af de mindre opgraderingsanlæg til biogas anvender således i dag, på markedsmæssige vilkår (bortset fra støtten til biogas), membraner.

### 3.7 Adsorbtion

En anden metode for at fange CO<sub>2</sub> fra røggas er at anvende *adsorbenter*. Adsorption er som vedhæftning af ioner, atomer eller molekyler fra en væske, gas eller opløst fast stof til en overflade. Molekylerne danner en film på overfladen af de materialer, som de er fæstnet til. Materialerne kan fx være metalflader.

Adsorptionsprocessen ligner absorptionsprocessen, men kræver, at svovldioxid (SO<sub>2</sub>) fjernes fra røggassen først. Røggassen skal også afkøles til en temperatur mellem 40 °C og 70 °C for at sikre, at betingelserne for adsorption opretholdes.

Under regenereringsprocessen suges gasstrømmen ud under vakuum, hvorefter den tørres og komprimeres.

Der findes os bekendt ingen adsorbtionsanlæg i Danmark, men flere steder i andre lande er der eksperter, som tror på denne teknologi<sup>18</sup>. Dette gælder især hvis der på et tidspunkt skal bygges DAC-anlæg (Direct Air Capture-anlæg), fordi denne proces i dag er ekstraordinært dyr og endnu mere følsom over for energiomkostningerne ved processen end ved fangst fra CO<sub>2</sub>-intensive kilder.

Flere virksomheder med filialer i Danmark<sup>19</sup> producerer i dag anlæg, der anvender adsorbtion til at fange ilt, og disse anlæg til relativt nemt kunne ændres til at fange CO<sub>2</sub>. Disse anlæg fremstilles dog indtil videre kun i begrænset skala.

### 3.8 Indlejring (solid looping)

En metode, der er beslægtet med adsorbtions-metoder, er indlejring (på engelsk: solid looping). I stedet for at fæstne sig til et fast stof, sker der en kemisk proces, så CO<sub>2</sub>'en indlejres i materialet. Det kan fx ske i en proces, hvor CO<sub>2</sub>'en mineraliseres ind i et kalk-materiale, og efterfølgende frigives ved opvarmning. En anden metode er at anvende metaloxider, som den franske virksomhed Alstom eksperimenterer med.

Institut for Kemiteknik, DTU, har erfaringer med calcium-looping, men det er uklart, hvad teknologiens potentiale er. Andre, beslægtede teknologier er at anvende natrium-karbonat, som nogle danske affaldsværker bruger til røggrensning.

---

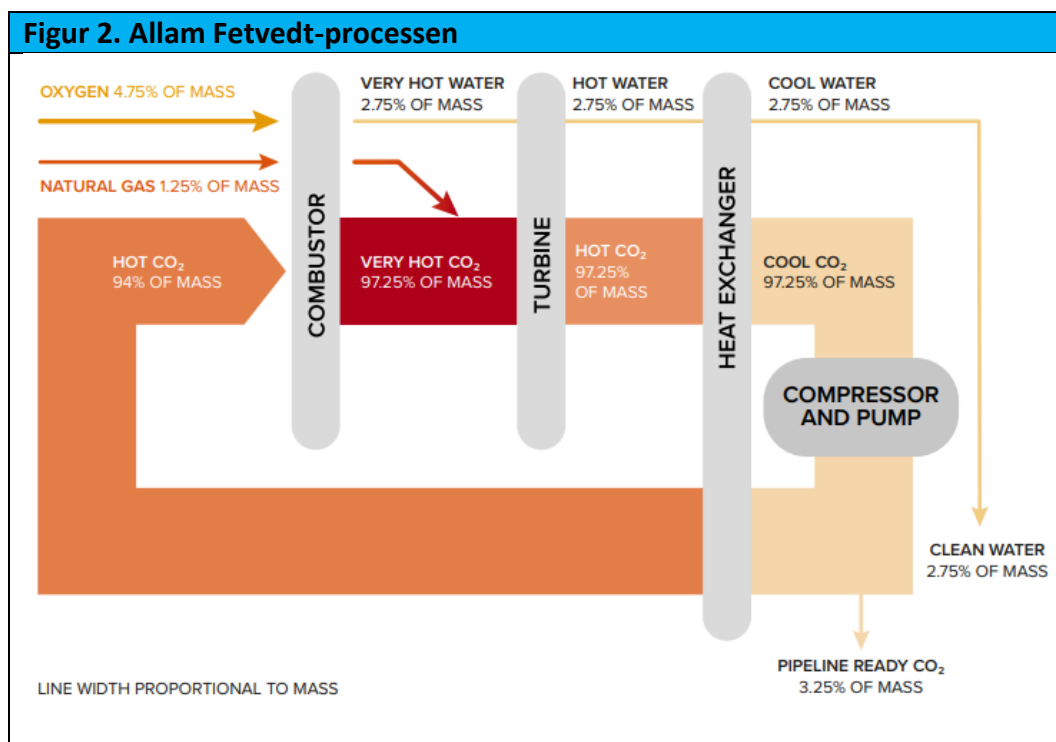
<sup>18</sup> Den amerikanske virksomhed Air Products har et anlæg i Port Arthur, Texas. Kilde: [www.ieaghg.org](http://www.ieaghg.org)

<sup>19</sup> Fx Oresco og Oxymat.

### 3.9 Integreret fangst (inherent capture)

En teknologi, som nogle eksperter anser for meget lovende, er udviklet af den engelske ingeniør Rodney Allam og den amerikanske ingeniør Jeremy Fetvedt for kun ca. 5 år siden. Metoden er altså meget ny i forhold til de andre beskrevne teknologier, men er adapteret af den amerikanske virksomhed 8 Rivers. Selskabet har et anlæg i Texas og er ved at etablere et mere i New Zealand. Anlæggene er kulfyrede, men ved hjælp af Oxyfuel genereres en gas, der stort set kun består af CO<sub>2</sub>, som driver en turbine, der producerer el, og som herefter fanges for at blive lagret i undergrunden. Metoden indebærer, at CO<sub>2</sub>'en cirkulerer rundt et antal gange i systemet, inden CO<sub>2</sub>'en er ren nok, jf. figur 2.

Nogle eksperter ser denne metode som meget lovende. Den er "integreret", fordi det hovedsageligt er CO<sub>2</sub>'en, der driver de turbiner, der generer strøm (f. figuren). Global CCS Institute vurderer, at anlægget i Texas producerer strøm, der er 22 pct. dyrere end ved lignende naturgas-drevne anlæg af samme størrelse, men med en integreret fangst af CO<sub>2</sub>, der er mindst 97 pct. ren. Dette er en lav omkostning for CO<sub>2</sub>-fangsten for en så ny teknologi.



Kilde: Global CCS Institute, marts 2021: Technology Readiness and costs of CCS

I en dansk kontekst er det en ulempe, at metoden ikke kan bygges ovenpå et eksisterende kraftvarmeværk, men forudsætter en helt nyt værk.

## 3.10 Kryogene metoder

Det er også muligt at fange CO<sub>2</sub>'en ved nedkøling - også kaldet en kryogen metode (betegnelsen kommer fra det græske ord kryo, der simpelt hen betyder "kold"). Denne teknologi udnytter, at CO<sub>2</sub> fryser til fast form (tøris) ved -78,5 grader. Ved at nedkøle røggassen til denne temperatur udkrystalliseres CO<sub>2</sub>'en fra gassen, idet de andre gasser har et væsentligt lavere smeltepunkt (kvælstof fx -210 grader).

En fordel ved processen er, at den CO<sub>2</sub>, man fanger på denne måde, er meget ren (helt op til 99,99 pct.). Ulempen er, at det er energikrævende at opnå så lave temperaturer. Indtil videre er teknologien ikke udviklet til kommerciel anvendelse.

Det er også et problem, at CO<sub>2</sub>'en er vanskelig at håndtere, når den er frosset til is - den kan fx ikke bare "skubbes ud" af anlægget gennem et rør, og dyser og membraner mv. kan nemt stoppe til. Et andet praktisk problem er, at det er svært at køle meget store luftmængder - den luft, der er tættest på køleelementerne, kan fungere som en "luftpude", der hæmmer nedkølingen af resten af luftmængden. Det betyder i praksis, at køleelementerne skal have en temperatur på væsentligt under -100 grader for at have tilstrækkelig effekt, hvilket er energikrævende.

Ingen af de eksperter, vi har talt med, peger på denne teknologi som en sandsynlig "vinderteknologi" inden for en de nærmeste år. Der har dog været gennemført et spændende forsøg med teknologien i Danmark, på Aalborg Universitet<sup>20</sup>, jf. afsnit 4.2.2, og teknologien har muligvis et potentiale på længere sigt, da energiomkostningerne ifølge flere eksperter kan nedbringes til en væsentligt lavere niveau end ved amin-scrubning, bl.a. ved systematisk genbrug af den varme, som den stærke nedkøling skaber.

## 3.11 Strømteknologier

På DTU, Institut for Kemiteknik, er der gennemført projekter, der minder om amin-scrubning, men hvor frigivelsen af CO<sub>2</sub> ikke sker ved opvarmning af væsken, men ved at sende strøm igennem væsken. Metoden er endnu kun på et eksperimentalt stadie, men nogle forskere<sup>21</sup> vurderer, at denne teknologi kan nedbringe energiforbruget forbundet med at fange 1 ton CO<sub>2</sub> i dag 4 GJ/ton til kun ca. 1 GJ/ton<sup>22</sup>. Hvis dette er rigtigt, kan metoden få et stort potentiale - dog formentlig først på lidt længere sigt, da teknologien endnu er umoden.

---

<sup>20</sup> Professor Søren Knudsen Kær, Aalborg Universitet, vurderer, at metoden kan have et potentiale på længere sigt.

<sup>21</sup> Philip Fosbøl, Institut for Kemiteknik, DTU.

<sup>22</sup> To forskere på MIT har offentliggjort resultater, som dokumenter et energibrug på 1 GJ/ton CO<sub>2</sub>. Kilde: Voskian og Hatton: Faradaic Electro-swing Reaction adsorbtion for CO<sub>2</sub> capture. Energy and environmental Science 2019, issue 12.



Det er ikke kun i Danmark, at der forskes i denne teknologi. DTU er med i et EU-projekt, kaldet ConsenCus, som er beskrevet i afsnit 7, som vil afprøve teknologien. Målet i dette projekt er at nå under et energiniveau på 2 JG/ton CO<sub>2</sub>.

En udfordring ved strømteknologien kan være, at den kræver, at opløsningen, som strømmen skal gå igennem, er ren, dvs. ikke indeholder andre gasser end CO<sub>2</sub>, idet anoden og katoden ellers kan opsuge urenheder, hvorefter processen stopper.

### 3.12 Udnyttelse af overskudsvarmen

En "lavteknologisk" løsning på det høje energiforbrug kan også være at udnytte den varme, der skabes i stripningsprocessen, til fjernvarme. Det er denne løsning, som fx vil blive anvendt i det projekt, som ARC (Amager Ressource Center) vil anvende, såfremt deres projekt, som har søgt om midler fra EU's Innovationsfond til, gennemføres. ARC vil søge en "zero energy carbon capture" proces, som indebærer, at værkets elkapacitet falder med ca. 40 MW, mens fjernvarmekapaciteten øges også med ca. 40 MW (energimængderne vil afhænge af, om det er muligt at anvende fjernvarmekapaciteten hele året, men også af fjernvarmetemperaturerne). Fjernvarmen produceres ved hjælp af varmepumpeløsninger, som er den mest effektive måde at udnytte temperaturer på ca. 120 grader på.

Denne løsning kan forekomme oplagt, men er endnu ikke anvendt kommercielt nogle steder i verden endnu.

## 4. Lovende forsøg med Carbon Capture i Danmark

Der har været foretaget en del lovende forsøg i Danmark i de sidste 15 år. Efter vores vurdering falder disse i to grupper:

- inkrementelle forbedringer af amin-scrubningsprocessen vedr. forhold omkring energiforbrug og andre omkostninger ved hjælp af nye solventer, anvendelse af enzymer og andre biologiske metoder samt genvinding af overskudsvarmen fra fangstprocesserne, jf. afsnit 3.4, 3.5 og 3.12 - samt evt. 3.8 (solid looping).
- anvendelse af væsentligt anderledes metoder end den traditionelle amin-scrubning, jf. afsnit 3.6, 3.7, 3.8 samt 3.10 og 3.11.

I det følgende beskrives disse forsøg.

## 4.1 Lovende forsøg med inkrementelle forbedringer af amin-scrubningsprocessen<sup>23</sup>

### 4.1.1 BE - Biogasopgradering for højrent CO<sub>2</sub>.

EUDP bevilgede i 2016 støtte til et projekt med et samlet budget på 13,8 mio. kr. Projektleder for projektet er Institut for Kemiteknik, DTU (projektleder lektor Philip Fosbøl), og samarbejdspartnere er Elplatek, Union Engineering og Dansk Gasteknisk Center.

Projektets kerne er at eksperimentere med tilsætning af additiver til amin-væsken, som reducerer energiforbruget ved den efterfølgende stripnings-proces. De udviklede teknologier vil både kunne anvendes ved CO<sub>2</sub>-fangst i forbrændingsanlæg (fx på kraftvarmeverker) og på biogasanlæg (som typisk producerer en gasblanding med 60-65 pct. naturgas/metan og 35-40 pct. CO<sub>2</sub>, som skal fanges, hvis biogassen skal opgraderes til naturgaskvalitet. Processen sigter også mod at fange andre, uønskede gasser, især svovlforbindelser.

### 4.1.2 Carbon Anhydrase

Carbon Anhydrase projektet på Institut for Kemiteknik, DTU er finansieret af DTU's egne midler og har haft professor Nicolas von Solms som projektleder. Projektet har analyseret en række eksperimenter, som forskerne selv betegner som lovende, med tilsætning af forskellige enzymer til amin-væsken. Testeresultaterne viser et klart potentiale for at reducere energiforbruget i processen.

### 4.1.3 DTU deltager i et internationalt, fransk ledet 3D-projekt

Et fransk ledet projekt, som har modtaget støtte fra EU's H2020-fond på 19 mio. euro, og med deltagelse af store stålproducenter som AM Steel og Arselor-Mittal samt IFPEN og Total, fokuserer på indfangning af CO<sub>2</sub> ved stålproduktion. DTU deltager i dette projekt med en andel af den samlede bevilling på 4 mio. DKK. Det unikke ved dette projekt er en teknologi, hvor den væske, som opsamler CO<sub>2</sub>'en, efterfølgende splittes i to dele, hvor kun den ene del indeholder den opsamlede CO<sub>2</sub>. Denne teknologi kan gøre den efterfølgende stripping væsentligt billigere.

### 4.1.4 GreenCem

EUDP har i 2020 besluttet at give støtte til et projekt, ledet af Aalborg Portland, Projektpartnere er Aalborg Havn, Aalborg Energy, Aalborg Universitet, Re-Integrate (et spin-off selskab fra Aalborg Universitet) samt Cemtec-fonden og DFDS. Projektbudgettet er 11,3 mio. kr.

Projektet skal afdække de tekniske og økonomiske vilkår for CCUS med afsæt i cementproduktionen i Aalborg. Hovedmålet med GreenCem er at identificere den mest lovende teknologi og udvikle et integreret CO<sub>2</sub>-fangstanlæg, der er unikt tilpasset

---

<sup>23</sup> Kilder til beskrivelsen af de enkelte projekter er dels interview med forskere, dels EUDP's og Innovationsfondens hjemmesider samt [www.energiforskning.dk](http://www.energiforskning.dk)

procesbetingelserne på Aalborg Portlands fabrik, så man kan opnå de lavest mulige omkostninger til CO<sub>2</sub>-fangst. Projektet vil derudover undersøge både et CO<sub>2</sub>-lagringsspor og et CO<sub>2</sub>-udnyttelsesspor, som vil omfatte livscyklusanalyser og forståelse af de tekniske, økonomiske og bæredygtige aspekter af de mulige løsninger. Projektet er stilet mod at opnå et teknisk og økonomisk beslutningsgrundlag for Aalborg Portland og projektpartnerne i forhold til videre skridt med et stort demonstrationsprojekt og på sigt et storskalaanlæg, herunder behovet for støtte og finansiering.

### 4.1.5 Pilot-kolonne til studier af absorption i væskeformige medier

Institut for Kemiteknik, DTU, har etableret en såkaldt pilot, kolonne, som har anvendt til en række studier af absorption af CO<sub>2</sub> væskeformige medier. Anlægges bruges ikke kontinuerligt, men til fokuserede kampagner, og har en lagringskapacitet på 500 kg/dag. Anlægget vurderes af institutleder Kim Dam-Johansen til at muliggøre væsentlige forskningsmæssige resultater i de kommende år.

### 4.1.6 Anlæg på KraftVarmeVærk Thisted - KVVV

KVVV har indgået et samarbejde med en dansk producent af amin-fangstanlæg, Ammongas, hvis sigte er at teste, om det kan gøres rentabelt at indfange CO<sub>2</sub> fra mindre anlæg. Ammongas stiller i første omgang et anlæg, der kan fange op til 5 pct. af KVVV's årlige udslip af CO<sub>2</sub> på 55-60.000 tons, gratis til rådighed. KVVV betaler for transport af anlægget og installation. Sigtet med projektet, der ikke modtager offentlig støtte, er senere at etablere et anlæg, der kan fange mindst 90 pct. af værkets CO<sub>2</sub>-udslip. I første omgang vil den fangede CO<sub>2</sub> blive lukket ud, men sigtet er at den fangede CO<sub>2</sub> skal transporteres til den nærmeste tilgængelige CO<sub>2</sub>-hub i en dansk CO<sub>2</sub>-infrastruktur.

### 4.1.7 Andre anlæg

Institut for Kemiteknik, DTU, har endvidere et mobilt anlæg til udførsel af carbon capture i industrielle sammenhænge, som ligeledes vurderes at have stor forskningsmæssig værdi, og som har en fangstkapacitet på 1 ton/døgn. Instituttet råder endvidere over en række mindre anlæg, som kan anvendes til afprøvning af eksperimentelle teknologier, på typisk nogle få kg CO<sub>2</sub> pr time.

## 4.2 Lovende forsøg med anvendelse af metoder, der adskiller sig væsentligt fra amin-scrubning

### 4.2.1 BE Biogas Electric Cleaning

I sammenhæng med det projekt, som blev beskrevet ovenfor (4.1.1) har CERE, DTU og Union Engineering og Dansk Gasteknisk Center i 2019 fået støtte til et nyt projekt med et budget på 21,5 mio. kr. Dette projekt satser på at frigive den indfangede gas ved at sende lavspændingsstrøm gennem væsken. Projektleder Philip Fosbøl vurderer, at denne teknologi i samspil med ConsenCUS-projektet kan nedbringe energiforbruget forbundet med strippingen væsentligt.

## 4.2.2 Kryogen kulstofindfangning

Aalborg Universitet, Institut for Energiteknik, modtog i 2017 støtte til et projekt, som primært skulle indfange CO<sub>2</sub> ved hjælp af kryogene metoder som beskrevet i afsnit 3.7. Projektleder har været professor Søren Knudsen Kær, og samarbejdspartnere har været Cemtec, Aalborg Portland, EMO, Aalborg Energi og Brigham University (UK). Projektet anvendte indfanget CO<sub>2</sub> fra såvel Aalborg Portland som Nordjyllandsværket og anvendte en del heraf til produktion af "grøn metan". Projektet blev betegnet som teknologisk lovende, men ville økonomisk kræve subsidier for at være levedygtigt.

## 4.2.3 Interact

DTU Energi iværksatte i 2013, i samarbejde med Novozymes, et projekt med et budget på 5,2 mio. kr., som skulle vurdere nye metoder til fangst af CO<sub>2</sub>. Heri indgik anvendelsen af enzymer, leveret af Novozymes, men også nye membranteknologier, bla. baseret på membraner fremstillet med nanoteknologi. Projektleder var professor John Woodley, Institut for Energi, DTU, samt Johannes Roubrooks, Novozymes.

## 4.2.4 Green CC

Institut for Energi på DTU iværksatte i 2013 et projekt med et budget på 6,4 mio. kr. med professor Peter Vang Hendriksen som projektleder. Kernen i dette projekt var anvendelse af Oxy-fuel-teknologien beskrevet i afsnit 3.2. Projektet anvendte også membran-teknologier til adskillelse af CO<sub>2</sub> fra resten af røggassen.

## 4.2.5 Carbonate Looping i cementindustri

DTU, Institut for Kemitiekniik, har etableret et pilotanlæg til at fange CO<sub>2</sub> fra brændt kalk som led i en Carbonate Looping proces, som vurderes at kunne reducere emissionen af CO<sub>2</sub> ved cementproduktion væsentligt. Den centrale person bag dette projekt er institutleder Kim Dam-Johansen.

## 5. Demonstrationsanlæg til Carbon Capture i Danmark

### 5.1 Et mobilt CO<sub>2</sub> fangstanlæg etableret i et samarbejde mellem DTU og Union Engineering

DTU har etableret et fangstanlæg i samarbejde med virksomheden Union Engineering, som med en kapacitet på 1 ton CO<sub>2</sub> pr døgn er det største på en dansk videninstitution. Anlægget har i en periode stået ved Mølleåværket ved DTU nord for Lyngby og samlet CO<sub>2</sub> fra biogas produceret på slamrester fra det tilknyttede spildevandsanlæg. Anlægget har givet værdifulde erfaringer med henblik på at optimere fangstprocesserne og med at genbruge varmen de energikrævende processer internt i anlægget.

## 5.2 Net Zero Carbon Capture på ARC (Amager Ressource Center)

ARC har i samarbejde med CERÉ, DTU samt Union Engineering og Rambøll modtaget EUDP-støtte til et projekt med et budget på 62 mio. kr. Pilotanlægget er på størrelse med en 20 fods container og kan kun fange 30-60 kg CO<sub>2</sub> i timen, men til gengæld er det fleksibelt, og det kan køre, uden at det påvirker driften.

Pilotanlægget skal teste, om det kan lykkes at lave CO<sub>2</sub>-fangst uden energitab (net-zero-energy). Hvis dette er muligt, fortsætter projektet med installation af et demonstrationsanlæg i slutningen af 2022, der skal køre som forsøg i 2023. Demonstrationsanlægget får en kapacitet på 500 kg CO<sub>2</sub> i timen og minder om et fuldskalaanlæg, men bygges uden en dyr varmepumpe. Ideen er, at demonstrationsanlægget skal give viden og erfaringer i forhold til drift og vedligehold. Både pilot og fuldskalaanlæg bygges med støtte fra Energiteknologiske Udviklings- og Demonstrationsprogram (EUDP).

## 6. Danske Carbon Capture anlæg med anlægsstøtte

### 6.1 Indledning

Der er i dag (maj 2021) en række mindre produktionsanlæg til fangst af CO<sub>2</sub> i Danmark på de 50 anlæg, der opgraderer biogas til bio-naturgas (dvs. mere eller mindre ren metan). Alle disse projekter er relativt små, nemlig op til 40.000 tons CO<sub>2</sub> om året. Men der er 2 større projekter, der på forskellige måder har søgt om støtte og derfor kan gå i gang inden for de kommende år - ARC og Aalborg Portland. Her ud over arbejder flere andre med initiativer, der dog endnu ikke har form af konkrete projekter. Disse projekter beskrives i det følgende.<sup>24</sup>

### 6.2 Amager Ressource Center

Projektet beskrevet i afsnit 5.2 er forløber for et væsentligt større projekt, hvor ARC har søgt EU's Innovationsfond om en støtte til. Fonden ventes at træffe beslutning ultimo 2021. Den årlige fangstmængde forventes at være på 5-600.000 ton CO<sub>2</sub>.

**6.3 C4: Carbon Capture Cluster Copenhagen** – En sammenslutning af energi- og forsyningsselskaber omkring København har i februar 2021 etableret et klyngesamarbejde, som menes tilsammen at kunne indfange 3 mio. ton om året fra 2030. Ud over fangst-siden har selskaberne også et mål om at finde omkostningseffektive løsninger på infrastrukturen, såsom transport af CO<sub>2</sub> fra fangstoperatørerne. Som udgangspunkt får C4-klyngen dog i første omgang fokus på at udveksle erfaringer for at skabe et solidt videns-grundlag, der gerne skal føre til konkrete fælles løsninger på længere sigt.

---

<sup>24</sup> Kilden til oversigten er materiale udarbejdet af Energistyrelsen, februar 2021.

**6.4 Århus** – Århus Kommunes Teknik og Miljø ser udviklingen af Energiparker i Aarhus som et stort potentiale for CO<sub>2</sub> reduktion og grønne arbejdspladser. Teknik og Miljø arbejder sammen med AffaldVarme Aarhus og Ørsted på at etablere et konsortium og CCU/CCS demonstrationsprojekter ved Studstrup og/eller Lisbjerg.

## 7. Kommende projekter med dansk involvering

Ud over de projekter, der er nævnt i de foregående afsnit, er der en række interessante projekter på vej. De vigtigste af disse er:

- På Risø (der i dag er en del af DTU) foregår der forsøg med CO<sub>2</sub>-fangst i væsker, der herefter separeres i en væskedel med CO<sub>2</sub> og en væskedel uden. Denne teknologi kan få betydning fremadrettet
- Novo Nordisk Fonden (Claus Felby) har annonceret bevillinger på op til 800 mio. kr. over de kommende år til såvel CCS- som CCU-aktiviteter. En del heraf forventes at gå til biologiske metoder til fangst af CO<sub>2</sub>
- DTU, Aalborg Portland og DGC er med i et projekt ved navn ConsenCUS, som forventes finansieret af EU med i alt knap 100 mio. kr. (15 mio. Euro), hvoraf DTU vil modtage mere end en tredjedel, nemlig 34 mio. kr. En vigtig del af dette projekt vil netop være de strømt teknologier, der blev beskrevet i afsnit 3.8
- Endelig forventes DTU snart at starte et projekt op i samarbejde med USA's Energiministerium, som også skal vurdere nye fangstmetoder.

## 8. Erfaringer fra andre lande

Global CCS Institute har i marts 2021 publiceret en oversigt over større CC-anlæg i hele verden og en vurdering af de væsentligste fangst-teknologiers potentiale (inkl. de fleste teknologier nævnt i dette notat).

Erfaringerne fra de anlæg, CCS Institute beskriver, kan ikke alle anvendes umiddelbart i Danmark, da de fleste medlemmer af CCS har som hovedmål at anvende CCS-metoder for at kunne fortsætte med at anvende kul- eller naturgasfyrede anlæg - eller andre industrielle anlæg. Fangstmetoderne ved indfangning fra sådanne anlæg kan adskille sig på flere punkter fra indfangning fra biogene kilder som affaldsværker og kraftvarmeværker, der bruger biomasse, som vil være den danske kontekst.

Men der er også en del erfaringer, der kan anvendes i en dansk sammenhæng. Ifølge CCS Global Institute findes der således mindst 65 større CC-anlæg globalt, fordelt på Nordamerika (USA og Canada), Europa, Asien (Kina, Japan og Korea), Mellemøsten (Saudi-Arabien) og

Australien. Anlæggene har i dag en samlet kapacitet på ca. 40 millioner ton CO<sub>2</sub> årligt. De fleste anlæg benytter sig af amin-teknologier, eller amin-teknologier med modificerede væsker (som beskrevet i afsnit 3.3 og 3.4). Men der er også en række demonstrations- og produktionsanlæg, der anvender adsorption, membranteknologier, indlejring eller integreret fangst (afsnit 3.6-3.9).

Det fremgår i øvrigt af instituttets listning over CCS-anlæg i verden, at der er sket en hastig udvikling i disse "markeds-parathed". Ved en anvendelse af EU-Kommissionens metodologi, hvorefter TRL - Technology Readiness Level - angives på en skala fra 1 til 9, er ca. halvdelen af de 65 anlæg på niveau 9, og en del teknologier har udviklet sig fra et niveau på 4-5 til 8-9 fra 2014 til 2020, hvilket er hurtigere end sædvanligt.

I forhold til en dansk CCS-strategi er det også relevant at se på omkostningerne til fangstmetoder i andre lande. For de fleste teknologier peger Global CCS Institute på tre faktorer, som instituttet vurderer har og vil få væsentlig betydning for omkostningsniveauet. Det er CO<sub>2</sub>-indholdet i røggassen, skala og læring.

CO<sub>2</sub>-indholdet i røggassen har således væsentlig betydning, jf. figur 3. Jo højere indholdet er, jo mindre behøver fangstanlægget at være, hvilket reducerer både anlægs- og driftsomkostninger. Dette taler for, at ved tilførsel af billig ilt (fx opnået som restprodukt ved elektrolyse til produktion af brint), dvs. ved en oxy-fuel metode, kan omkostningerne ved andre metoder nedbringes. Dette perspektiv er dog formentlig først relevant i 2030'erne.

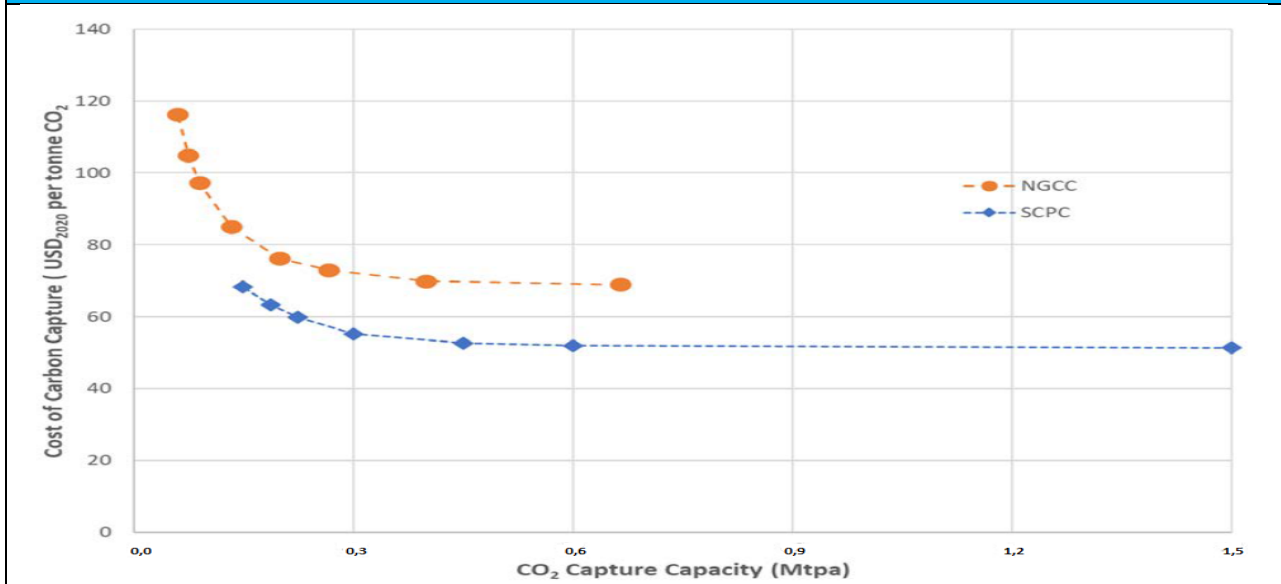
**Figur 3. Sammenhæng mellem fangstomkostninger og CO<sub>2</sub>-koncentration**



Kilde: Global CCS Institute, 2021. Den lodrette akse er i USD (svarer til 6,10 kr. i april 2021) og angiver den årlige omkostning pr ton. Den vandrette akse er i kPa (kilo-pascal). 10 kPa svarer til 0,1 bar, dvs. et indhold af CO<sub>2</sub> i røggassen på 10 pct.

Skalaen spiller en rolle, idet anlæg med en årlig fangst på fx 400.000 ton CO<sub>2</sub> vurderes at have 40 pct. lavere omkostninger pr ton end anlæg på fx 100.000 ton, jf. figur 4. Over niveauet på 400.000 ton er skalafordelene imidlertid små.

**Figur 4. Skalafordele ved CO<sub>2</sub>-fangst**



Kilde og lodret akse som i figur 3. Den vandrette akse angiver Mtpa (millioner tons CO<sub>2</sub> om året). De orange punkter angiver omkostningerne ved fangst fra naturgasfyrede anlæg og de blå punkter angiver omkostninger ved fangst fra kulfyrede anlæg. Forskellen skyldes, at CO<sub>2</sub>-koncentrationen er lavest ved naturgasfyrede anlæg. Biomassefyrede anlæg må forventes at ligge mellem de to kurver.

Også *læringen* spiller en vigtig rolle, idet teknologierne fortsat er under udvikling.

Global CCS-instituttet vurderer omkostningerne ved CO<sub>2</sub>-fangst ved et state-of-art anlæg på ca. 400.000 ton til i dag at udgøre 450 kr. pr. ton, hvilket svarer til den skønnede niveau i de nyeste danske vurderinger, jf. side 2.

## 9. Fangstomkostningerne i Danmark

Vi har også talt med potentielle leverandører til anlæg af fangstanlæg i Danmark for at vurdere omkostningerne. Disse interview har bekræftet det billede, som man får ved gennemgang af internationale erfaringer, nemlig at der er skalafordele op til et vist punkt, og at omkostningerne pr fanget ton CO<sub>2</sub> falder med et stigende CO<sub>2</sub>-indhold i røggassen.

Et typisk anlæg, der kan fange 0,5 Mtpa, vurderes at koste i alt 800-850 mio. kr. i anlægsinvesteringer. Dette inkluderer såkaldt *front end* (absorber og stripper), anlæg til liquefaction samt tryksætning og nedkøling, installation på stedet samt anlæg og installation af lokal infrastruktur.



90-95 pct. af driftsomkostningerne vurderes at udgøre udgifterne til ca. 4 GJ (fordelt på 3 GJ til "ren proces" og 1 GJ til øvrige energiomkostninger), fordelt på udgifterne til elektricitet og vanddamp. Driftsomkostningerne vurderes at udgøre ca. 2/3 af samlede omkostninger til fangst på ca. 500 kr. pr. ton CO<sub>2</sub>, og de annualiserede kapitalomkostninger ca. 1/3.

Anlæg, der fx kan fange 15-20.000 ton CO<sub>2</sub> om året vurderes at have samlede fangstomkostninger, der er ca. 2-3 gange højere end dette niveau, dvs. ca. 1000-1500 kr. pr. ton CO<sub>2</sub><sup>25</sup>.

Det skal tilføjes, at vores industrielle kilder tilføjer, at omkostningerne pr. fanget ton CO<sub>2</sub> stiger kraftigt, hvis man vil fange mere end ca. 90 pct. af mængden af CO<sub>2</sub> i en røggas.

Fangstomkostningerne vil imidlertid ikke kun afhænge af forskningen og teknologiudviklingen. Det må også forventes, at når markedet for CCS vokser, kommer der flere virksomheder til. Virksomhederne vil løbende effektivisere deres produktion, og konkurrencen vil blive hårdere. Denne udvikling må først og fremmest forventes at lede til lavere anlægsomkostninger, mens driftsomkostningerne i højere grad vil være et spørgsmål om teknologi. Hvor meget anlægsomkostninger kan falde, er usikkert. Global CCS Institute regner med en omkostningsreduktion i de kommende 5 år på 30-40 pct. uden at begrunde dette nærmere. Et mere forsigtigt bud vil være en reduktion på ca. 20 pct.

### 10. En samlet vurdering af støttebehov og udviklingsmuligheder

Det kan samlet vurderes, at udviklingen i de sidste 5-10 år har ledt til en reduktion af "best practice" med hensyn til energiforbruget pr. ton fanget CO<sub>2</sub> fra 4 til 3 GJ/ton (hvortil kommer energi til pumper mv. samt til tryksætning og nedkøling af CO<sub>2</sub>'en). Baseret på udsagn fra de fleste af forskerne vurderer vi, at en reduktion på op til yderligere ca. 20 pct. af energiforbruget og dermed af de løbende driftsomkostninger vil være realistisk i løbet af ca. 5 år som følge af inkrementelle forbedringer beskrevet i dette notat - forudsat en væsentligt styrket forskningsindsats.

Dette er vores samlede vurdering ud fra alle de foretagne interview og litteraturstudier, og forsigtigt ansat, dvs. under de skøn for reduktionsmulighederne, som de enkelte forskere hver for sig har angivet for de teknologier, de hver især arbejder med.

Ved en fortsat forskningsindsats over en længere periode vurderer vi, at yderligere forbedringer, som kan reducere driftsomkostningerne med i alt op til ca. 40 pct. vil være mulige

---

<sup>25</sup> Vurderingen af skalafordele (dvs. hvor meget billigere pr. ton CO<sub>2</sub> større anlæg er end mindre) er usikker, fordi forskellige leverandører, vi har talt med, har delvis forskellige vurderinger på dette punkt.

på 10-15 års sigt. Som det fremgår af denne analyse er der ikke enighed mellem forskerne om, hvilke(n) teknologier, der kan blive de mest effektive på sigt. Også dette er et forsigtigt ansat skøn på baggrund af alle foretagne interview og desk research.

Baseret på sammenlignelige forskningssatsninger vurderer vi, at det samlet vil være nødvendigt, over nogle år, at gennemføre en intensiveret forskningsindsats for i alt ca. 1 mia. kr., dvs. mindst 200 mio. kr. om året, hvis disse mål skal nås. Udgifterne til forskning i "disruptive metoder" (jf. indledningen til afsnit 4) kan ske i det nuværende forskningssystem, mens udgifterne til forskning i inkrementelle forbedringer kan ske via innovative udbud, hvor universitetsinstitutter betales for at gå sammen med virksomheder om at udvikle nye løsninger.

Som nævnt i afsnit 9 kan der også kunne forventes et fald i anlægsomkostningerne i de kommende år som følge af et højere produktionsomfang, læring og skarpere konkurrence, på måske 20 pct. Disse omkostningsskøn er selvsagt usikre, og bør testes via udbud i de kommende år.

Forholdet mellem driftsomkostninger og kapitalomkostninger er typisk i størrelsesordenen 2:1 uanset om anlægget er stort eller lille, svarende til at driftsomkostningerne til carbon capture udgør ca. 2/3 af totalomkostningerne. Også anlægsomkostningerne kan reduceres i forhold til i dag, men denne omkostningsreduktion vurderes mere at være afhængig af industriel skalering end af teknologiudviklingen.

### Bilag: interviewpersoner

En stor tak til de interviewede - både for at have taget sig tid til interviewet, men også for at tjekke om deres oplysninger er anvendt korrekt. Uden deres indsats havde denne kortlægning ikke været mulig.

Salgsdirektør Henrik Lyhne, Union Engineering

Professor John Woodley, DTU, Institut for Kemiteknik

Adm. direktør Thomas Egebo, Energinet

Adm. direktør Micheal L. Thomsen, Aalborg Portland

Institutleder Lars Ditlev Ottosen, Institut for Bio- og Kemiteknik, Aarhus Universitet

VP Ulrik Stridbæk, Jens Rømer, Lykke Mulvad Jeppesen, Jannick Hauschildt Buhl og Jens Andersen Grymer, Ørsted

Senior VP og professor Claus Felby, Novo Fonden

Professor Nicolas von Solms, DTU, Institut for Kemiteknik

Professor Peter Vang Henriksen, DTU, Institut for Energi

Adm. direktør Hans-Martin Friis Møller, Kalundborg Forsyning

Projektchef Freddy Garcia og Mohammad Ismail Shah, Mongsted Technology Center, Norge

## LauritzenConsulting

Adm. direktør Christian Thomsen, Air Liquide

Lektor Philip L. Fosbøl, DTU, Institut for Kemiteknik

Professor Anne Meyer, DTU Bioengineering

Head of Innovation, Thomas Petithueguenin, F.L. Smidt

Direktør Anker Jacobsen, Ammongas

Direktør Thomas Sandal, KraftVarmeVærk Thisted

Senior partner Anders Spohr og Thomas Grotkjær, Novo Holding

Ole Kirk (senior director), Klaus Skaalum Lassen og Christina Lunde, Novozymes

Professor, institutdirektør Kim Dam-Johansen, DTU, Institut for Kemiteknik

Direktør Jacob H. Simonsen, projektchef Peter Blinksbjerg og sekretariatschef Peter Roulund, Amager Ressource Center (ARC)

Adm. direktør Ole Kalør og chef for Marked og forretningsudvikling Peter Kristensen, Evida

Professor Rasmus Fehrmann, DTU, Institut for Kemi

Professor Søren Knudsen Kær, Aalborg Universitet / Re-Integrate

Projektleder Anette Münther Hansen, Dansk Gasteknisk Center