

Notat

# Klimarådets Sekretariat

## CCS og CCU

### Potentialer, omkostninger og virkemidler

Projekt ID: 10407080  
 Ændret: 15-01-2020 22:07  
 Revision: 1

Udarbejdet af JENO  
 Kontrolleret af NBa  
 Godkendt af CKD

## Indhold

---

1	Beskrivelse	2
1.1	Teknisk beskrivelse	2
1.2	Energimæssige forhold	3
1.3	Storage og Utilisation	3
1.4	Klimamæssige forhold	4
2	Potentiale	4
2.1	Potentiale for CCS	4
2.1.1	Affaldsforbrændingsanlæg	5
2.1.2	Biomassebaserede værker	6
2.1.3	Industrialanlæg	7
2.1.4	CCS i mindre skala	7
2.2	Lagringspotentiale	8
2.3	Potentialer ved CCU	9
3	Omkostninger	11
3.1	Storage	11
3.2	Utilisation	13
4	2050-perspektiv	14
5	Sammenfatning	15

---

# 1 Beskrivelse

## 1.1 Teknisk beskrivelse

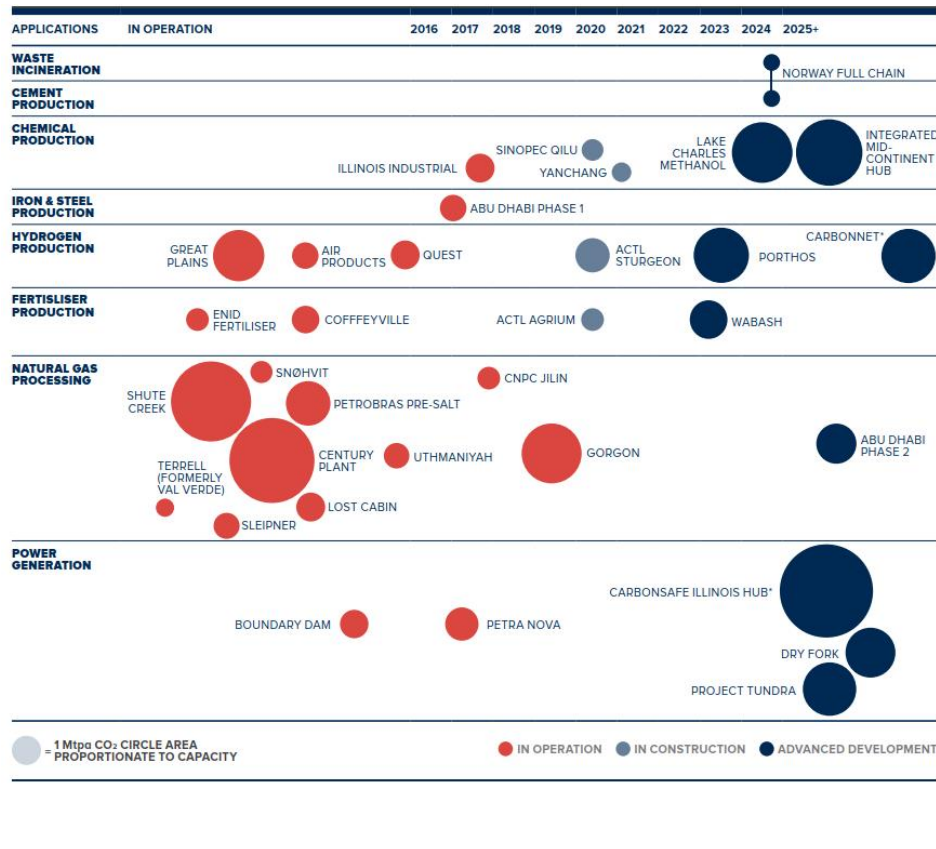
Carbon Capture, altså CO<sub>2</sub> fangst fra en blandingsgas (for eksempel røggas) har været anvendt siden 1920'erne med to formål for øje: enten produktion af CO<sub>2</sub> til tekniske og kommercielle formål eller fjernelse af uønsket CO<sub>2</sub> fra for eksempel rå naturgas. Eksempler på anvendelser er udvinding af CO<sub>2</sub> til fødevarer fra røggasser eller afgasser fra gæringstanke på bryggerier, og fjernelse af CO<sub>2</sub> fra naturgas og biogas. Sidstnævnte anvendes ved de ca. 75% af den danske produktion af biogas, som tilføres naturgasnettet.

Den mest udbredte teknologi i dag er såkaldt amin-absorption, som er baseret på, at en vandig opløsning af en aminosyre passerer blandingsgassen i modstrøm, typisk i lodretstående beholder (absorber), hvor væske ledes ind foroven i dråbeform, og gassen ledes ind forneden. Væsken absorberer så CO<sub>2</sub> på sin vej ned igennem beholderen, og blandingsgassen forlader beholderen foroven med stærkt reduceret indhold af CO<sub>2</sub> (typisk få procent af den oprindelige mængde). Væsken tilføres en anden beholder, (desorberer), hvor den typisk opvarmes og udsættes for et lavere tryk, hvorved CO<sub>2</sub> frigives og kan bortledes eller opsamles. Væsken kan herefter afkøles igen og tilføres absorberer, hvor processen gentages. Hvis formålet er at opsamle CO<sub>2</sub>, gennemgår den herefter en oprensning, herunder fjernelse af vanddamp, og den tryksættes og fordråbes.

Ud over amin absorption anvender de danske biogas anlæg to andre typer processer, nemlig vandabsorption og membranfiltrering. På industriel skala på verdensplan er amin absorption dog den dominerende teknologi.

Figur 1.1 giver et overblik over eksisterende og kendte kommende CCS anlæg, hvoraf langt hovedparten er baseret på amin-absorption.

Figur 1.1: Eksisterende og planlagte CCS anlæg i verden.  
Kilde: GCC Global 2019 status report



## 1.2 Energimæssige forhold

Amin absorptionsprocessen kræver tilførsel af varme ved forholdsvis høj temperatur (typisk som lavtryksdamp) til uddrivning af CO<sub>2</sub>. Denne damp kan tilføres fra værtanlægget, som kunne være et kraftværk eller affaldsforbrændingsanlæg. Hvis der ikke er adgang til en passende dampforsyning, vil dette også kunne tilføres via moderne højtemperatur varmegenvinding forsynet af vindmøllestrøm. Selvom anlæggene udføres med intern varmegenvinding, er der en vis spildvarme, som forventeligt kan udnyttes til fjernvarmeformål. Derfor er der i en dansk sammenhæng potentiale for at integrere Carbon Capture med fjernvarmeproduktionen, hvis teknologien implementeres på affaldsforbrændingsanlæg eller kraftvarme- og varmeværker.

Et CCS/CCU anlæg vil i princippet kunne startes og stoppes uafhængigt af det anlæg, som det opsamler CO<sub>2</sub> fra, men det forventes kun at være rentabelt ved høj udnyttelsesgrad.

## 1.3 Storage og Utilisation

Til reduktion af klimagas er der to muligheder for carbon capture:

- langtidsdeponering af CO<sub>2</sub>, for eksempel i geologiske strukturer hvor der er visshed for, at CO<sub>2</sub> ikke undslipper
- anvendelser, hvor den indfangede CO<sub>2</sub> fortrænger fossilt kulstof.

Førstnævnte anvendelse kendes fra olieindustrien, hvor CO<sub>2</sub> anvendes til at øge olieproduktionen fra felter, hvor CO<sub>2</sub> kan injiceres og "skubbe" råolie ud, såkaldt Enhanced Oil Recovery (EOR). Dette praktiseres i Norge og i stor skala i USA, især i Texas. Da den injicerede CO<sub>2</sub> forbliver i reservoiret, kan det betragtes som en deponering. Der findes planer for injicering af CO<sub>2</sub> i udtømte olie/gas felter, hvor CO<sub>2</sub> vil fortrænge og det vand, som er trængt in i feltet da olie og gas blev udvundet, og dermed forblive i strukturen, og eventuelt også reagere kemisk med strukturen.

Anvendelse af CO<sub>2</sub> til fortrængning af fossilt kulstof involverer typisk metanisering, altså omdannelse til metan (CH<sub>4</sub>) og vand (H<sub>2</sub>O) ved tilførsel af brint. Metan dannet udgangspunkt for dannelse af højere kulbrinter, for kerosen (flybrændstof). Den nødvendige brint kan fremskaffes ved elektrolyse af vand, hvorved det kan siges, at el forbrugt til produktion af brint lagres som kemisk energi i metan eller eventuelt højere kulbrinter. Dette betegnes hyppigt som "Power to X", og er en af to veje til fremskaffelse af "grønne" brændstoffer. Alternativet er produktion af brændstoffer ud fra biomasser.

## 1.4 Klimamæssige forhold

For at sikre den langsigtede klimaeffekt af CCS kræves der sikkerhed for overvågning af langtidslagring. Det skal afklares, hvem der er ansvarlig for dette på lang sigt.

For at sikre en reel klimaeffekt af at benytte CO<sub>2</sub> fra CCU til fremstilling af brændsler eller kemikalier, kræves der sikkerhed for, at fossil CO<sub>2</sub> fortrænges.

Hvis Carbon Capture and Storage anvendes på anlæg, der forbrænder biomasse, såkaldt Bio Energy Carbon Capture and Storage (BECCS), kan der ske en reduktion af atmosfærens indhold af CO<sub>2</sub>. Denne anvendelse af CCS indgår som et element i de fleste scenarier for opnåelse af Paris målsætningen eller 2 graders målet.

# 2 Potentiale

## 2.1 Potentiale for CCS

CCS kan i princippet implementeres på alle udledninger af gasser og røggasser med indhold af CO<sub>2</sub>. Antages, at der inden 2030 ikke længere anvendes fossilt brændsel på stationære anlæg i Danmark, vil de mest relevante lokaliteter for CCS være affaldsforbrænding, biomassebaserede kraftvarmeværker, samt tung industri. I Error! Reference source not found. er potentialet samlet, som vil blive redegjort nedenfor.

Tabel 2.1: Potentialer for opsamling af CO<sub>2</sub> i Danmark

CCS potentiale	CO <sub>2</sub> udledning 2017 [mio. ton CO <sub>2</sub> ]	CO <sub>2</sub> udledning 2030 [mio. ton CO <sub>2</sub> ]	Mulig Carbon Capture af fossil CO <sub>2</sub> [mio. ton CO <sub>2</sub> ]	Mulig yderligere ikke-fossil CO <sub>2</sub> opsamling [mio. ton CO <sub>2</sub> ]	Total mulig CO <sub>2</sub> reduktion [mio. ton CO <sub>2</sub> ]
Affaldsforbrænding (fossil)	1,39	0,6 <sup>1</sup>	0,6	1,7	2,3
Biomasse kraftværker (reel CO <sub>2</sub> udledning)	8,2	9,1 <sup>2</sup>	0 <sup>3</sup>		
Heraf <i>centrale</i> kraftværker (reel CO <sub>2</sub> udledning)	2,9	3,3		75% 2,45 <sup>4</sup>	2,45
Cementproduktion	1,2	1,5	85%/1,3		1,3
Anden tung industri <sup>5</sup>	1,6	Ukendt	25%/0,4		0,4
Mindre anlæg og biogas	Ikke kvantificeret				
<b>Total</b>	<b>11,2</b>	<b>Ukendt</b>	<b>2,3</b>	<b>4,15</b>	<b>6,45</b>

### 2.1.1 Affaldsforbrændingsanlæg

Affaldsforbrændingsanlæg må stadig i 2030 forventes at håndtere restaffald med indhold af fossilt kulstof (plastmaterialer), og også kunne fungere som BECCS anlæg for den ikke-fossile andel af affaldet.

Dansk Affaldsforening har lavet en analyse af sektorens potentiale for CO<sub>2</sub>-reduktion i 2030<sup>6</sup>. Her forventes den nuværende fossile CO<sub>2</sub> udledning på 1,39 mio. ton CO<sub>2</sub> reduceret til 0,6 mio. ton CO<sub>2</sub> i 2030 vha. øget genanvendelse af plast og ved øget integration og effektivisering. Mankoen på 0,6 mio. ton CO<sub>2</sub> skal herefter opsamles i carbon capture anlæg for at gøre affaldsforbrændingen CO<sub>2</sub> neutral. Da affaldet til forbrændingsanlæggene også i 2030 består af både fossile og bio-base-rede affaldsfraktioner, vil der være en mulighed for yderligere at opsamle store dele af den ikke-fossile CO<sub>2</sub>, hvorved affaldsforbrændingssektoren netto kan blive CO<sub>2</sub>-negativ. Dansk Affaldsforenings analyse af potentialet er en samlet opsamling af CO<sub>2</sub> fra affaldsværker på 2,3 mio. ton CO<sub>2</sub> i 2030, dvs. 1,7 mio. ton "negativ" CO<sub>2</sub> per år.

Pt. undersøger Amager Ressource Center (ARC) mulighederne for at opsamle CO<sub>2</sub> på Amager Bakke. Det er her vist, at det er teknisk muligt med kendt teknologi og med mulighed for lagring i undergrunden i Nordsøen at opsamle op til 90% af den samlede CO<sub>2</sub>-udledning på ca. 500.000 ton CO<sub>2</sub>/år, hvoraf 165.000 ton CO<sub>2</sub>/år er

<sup>1</sup> Kilde: Notat fra Dansk Affaldsforening. Omregnet til total CO<sub>2</sub> udledning fossil og ikke-fossil ved antagelse af forholdet 60/40 i 2017. Manko efter indsats på reduktion af CO<sub>2</sub> ved øget genanvendelse og øget effektivitet

<sup>2</sup> Basisfremskrivning 2019 ved en antaget reel CO<sub>2</sub>-udledning på 94,4 kg/GJ

<sup>3</sup> Anses allerede som CO<sub>2</sub>-neutral

<sup>4</sup> Antaget 75% CO<sub>2</sub> kan opsamles

<sup>5</sup> Beregnet som Top 20 udledere af CO<sub>2</sub> eksklusiv Aalborg Portland. Tallet er ikke den reelle udledning men kvotetildelingen i 2019. Kilde: NAT listen fra Energistyrelsen

<sup>6</sup> Kilde: Rapport: CO<sub>2</sub>-neutral affaldsenergi i 2030, november 2019

fossil. Dette vil på samme måde sandsynligvis kunne etableres på de fleste andre affaldsforbrændingsanlæg i Danmark. En udfordring for nogle forbrændingsanlæg vil dog være manglen på adgang til let udskibning, hvis placeret inde i landet. Desuden kan værkeres restlevetid være begrænset, hvilket betyder at CCS anlægget skal afskrives over få år eller at man binder sig til reinvesteringer (potentielt uhensigtsmæssigt, hvis affaldsmængderne falder).

### 2.1.2 Biomassebaserede værker

Kraftvarmeproduktion baseret på fast biomasse er en betydelig del af Danmarks grundlast i energiforsyningen. I basisfremskrivningen, der forudsætter uændrede rammevilkår, vil størrelsen af energiproduktionen fra fast biomasse 2030 overvejende være uændret og den sidste andel af kulfyret kraftvarme vil være udfaset. Dermed vil central kraftvarmeproduktion i alt være reduceret og varmeproduktionen herfra overflyttet til rent varmeproducerende anlæg. Med yderligere vindkraftudbygning, en sænkelse af elvarmeafgiften og fleksible tariffer kan varmepumper tænkes at gøre et væsentligt indhug i kraftvarmeverkeres drift.

Selvom CO<sub>2</sub> udledningen fra afbrænding af biomasse per definition er CO<sub>2</sub>-neutral, er der dog en fysisk CO<sub>2</sub>-udledning for alle værker, som potentielt kan opsamles og dermed tælle negativt i CO<sub>2</sub>-regnskabet, hvilket benævnes BECCS (Bio-Energy with Carbon Capture). Den fysiske udledning af CO<sub>2</sub> fra biomasse er vurderet af EA Energianalyse<sup>7</sup>. Den samlede varme- og elproduktion fra fast biomasse forventes (bf19) i 2030 at være på 96 PJ, hvilket udleder 9,1 mio. ton CO<sub>2</sub>/år. Dette er det totale potentiale for opsamling af CO<sub>2</sub> fra alle biomassefyrede kraftvarme og varmeproducerende enheder, men det vil sandsynligvis ikke være teknologisk og økonomisk rentabelt at samle CO<sub>2</sub> op på alle de mindre anlæg. På de centrale værker er der en bedre mulighed for at installere anlæg til opsamling og transport af CO<sub>2</sub> til oplagring i f.eks. Nordsøen. Alle centrale biomassefyrede anlæg på nær Heringsværket ligger ved kysten og har en havn til losning af brændsel, hvorfor der er mulighed for udskibning af CO<sub>2</sub>. Teknologien til opsamling af CO<sub>2</sub> vil være den samme som allerede er vist at være moden og teknisk mulig på Amager Bakke.

Hvis det antages, at det vil være muligt og rentabelt at opsamle 75% af den udledte CO<sub>2</sub> fra de centrale værkers forventede energiproduktion i basisfremskrivningens på 34,6 PJ vil man kunne opsamle 2,45 mio. ton CO<sub>2</sub>/år. Potentialet for hvert værk skal undersøges særskilt, og potentialet for CO<sub>2</sub> opsamling på de mindre værker, som ikke er medregnet her, skal også undersøges. En del af energiforsyningen dækkes af spidslastkedler i form af bl.a. gasturbiner baseret på naturgas. Det vil ikke kunne betale sig at investere i et forholdsvist dyrt Carbon Capture anlæg til spidslastenheder, der kun er i drift en brøkdel af tiden, og som varierer hurtigt i last. I det hele taget vil Carbon Capture anlæg blive forholdsvis dyre for anlæg, som ikke kører grundlast, idet investeringsandelen af prisen på at opsamle CO<sub>2</sub> vil skulle afskrives over færre driftstimer og blive mere dominerende. De mest lovende nuværende Carbon Capture processer baseret på absorption eller adsorption er ikke egnede til hyppige nedlukninger. Det forventes dog at udviklingen af Carbon Capture teknologier også vil foregå for mindre anlæg hen mod mindre CAPEX andel og bedre mulighed for varierende drift f.eks. baseret på membranteknologi eller oxyfuel. Dette er dog ikke kendt teknologi pt.

I basisfremskrivningen 2019 er den samlede CO<sub>2</sub> udledning fra energi- og varmeproduktion i 2030 2,7 mio. ton CO<sub>2</sub>. Dette lave tal ift. nuværende niveauer dækker over en udfasning af kul og gas til biobrændsler, men medtager ikke den del af

<sup>7</sup> Kilde: Notat: Biomasse og CO<sub>2</sub>, Ea Energianalyse 2014

fysisk CO<sub>2</sub> udledning (fra CO<sub>2</sub> neutrale brændsler), som altså kan samles op i BECCS.

### 2.1.3 Industrianlæg

Større industrianlæg med stort energiforbrug vil som affalds- og kraftvarmeværker også teknisk set kunne opsamle CO<sub>2</sub> fra røggassen eller fra emissionen fra processen med de samme teknologier. Rentabiliteten af dette afhænger af rammevilkår og af industriens øvrige incitament overfor eksempelvis kunder eller aktionærer.

En speciel stor CO<sub>2</sub> udleder i Danmark er Aalborg Portland, som udleder 1,2 mio. ton CO<sub>2</sub>/år<sup>8</sup> fra både energiforbrug og fra selve cementfremstillingsprocessen. Inden for cementindustrien er der store muligheder for at reducere udledningerne af CO<sub>2</sub>, blandt andet ved energieffektivisering såsom varmegenvinding på tværs af processerne. Store besparelser i udledningen af CO<sub>2</sub> kræver dog væsentlige ændringer i fremstillingsprocessen (eksempelvis nye brændere, der kan arbejde med lavværdi vedvarende brændsler samt oxyfuel), alternative brændsler og alternativt også i selve produktet til at være mindre CO<sub>2</sub> udledende (alternative bestanddele). Det er dog også muligt at benytte de samme teknologier til separation af CO<sub>2</sub> i røggassen som kan bruges på andre store skorstene, såsom amin-processen. Da cement er en international handelsvare, er Aalborg Portland underlagt international konkurrence, så en direkte ekstraudgift på opsamling af CO<sub>2</sub> vil muligvis ikke kunne bæres. Teknisk set er der mulighed for at opsamle op til 85% af udledningen op, hvilket derfor er medtaget i Tabel 2.1.

Udover Aalborg Portland er de største danske udledere af CO<sub>2</sub> i industrien en del af EU's kvotesystem og tildes gratis kvoter på Energistyrelsens "National Allocation Table". Her er de største udledere olie- og gasaktiviteterne i Nordsøen, som dog forventes at være for nedadgående og ikke behandles yderligere her. Andre store udledere er raffinaderierne, sukkerfabrikkerne, teglværker og enkeltstående industrier. De tyve største udledere bortset fra Aalborg Portland og olie- og gasaktiviteter har tilsammen en CO<sub>2</sub> kvote på 1,6 mio. tons CO<sub>2</sub> i 2019. Visse af disse processer kan omstille til el, og dermed ophøre med at være direkte udledere. De øvrige, som fortsat udleder CO<sub>2</sub> kan være potentielle værter for CCS. Det er dog ikke kortlagt, hvor disse større industrielle udledere er placeret og dermed deres adgang til skibstransport af CO<sub>2</sub>, så eventuel landtransport kan være en udfordring.

På enkelte af disse anlæg vil der i nogle tilfælde være specielle hensyn, der gør, at det ikke er teknisk muligt at installere Carbon Capture – selv med økonomiske incitamenter. Det kan være udfordringer som pladsproblemer eller procesmæssige forhold. Et forsigtigt skøn er derfor at 25% af CO<sub>2</sub> for top 20 af tung industri kan opsamles, og at enkelte af de mindre udledere også kan installere Carbon Capture, svarende til 0,4 tons CO<sub>2</sub>/år. I det omfang, disse anlæg omstilles til for eksempel biomasse eller biogas, vil de kunne bidrage som BECCS.

### 2.1.4 CCS i mindre skala

Der er et muligt potentiale i at udnytte CCS teknologien på mindre anlæg også. På biogasanlæg er CO<sub>2</sub>-separation allerede en kendt teknologi til opgradering af biogas til naturgasnettet. Den frigivne CO<sub>2</sub> fra opgraderingsprocessen kan samles op

---

<sup>8</sup> Basisfremskrivning 2019

og nyttiggøres (metaniseres med brint) eller lagres. I begge tilfælde kræves landtransport af enten CO<sub>2</sub> eller brint, men da CO<sub>2</sub> allerede forefindes i afkastet fra opgraderingsanlæg, kan lagring eller metanisering være økonomisk realistisk.

Som eksempel kan nævnes, at der allerede er etableret opsamling og oprensning af CO<sub>2</sub> fra opgradering på et biogas anlæg ved Esbjerg. Anlægget producerer godt 15.000 tons CO<sub>2</sub> per år, der transporteres bort på flydende form med lastbiler og sælges kommercielt. I Nederlandene, hvor der findes anlæg til CC på affaldsforbrændingsanlæg (et i drift, et under opførelse) sker transporten fra anlæggene ligeledes med lastbiler (CO<sub>2</sub> tankvogne).

Også mindre skorstene f.eks. decentrale kraftværker eller lokale varmeværker kan principielt udstyres med teknologi til opsamling af CO<sub>2</sub>. Teknologien er allerede kendt, men de øgede specifikke omkostninger kan være store ift. CCS på store værker.

Oxyfuel teknologi, hvor ilt og nitrogen splittes inden forbrænding resulterer i en betydeligt nemmere CO<sub>2</sub> opsamling efterfølgende da røggassen stort set kun består af CO<sub>2</sub> og vanddamp. Herved undgås store absorptionsanlæg til efterfølgende CO<sub>2</sub> opsamling. Oxyfuel teknologi er stadig ikke kommerciel men testes i stor skala<sup>9</sup>. Hvis rammevilkårene er de rette, vil der være rig mulighed for at videreudvikle disse koncepter til f.eks. også at blive benyttet på mindre anlæg. Oxyfuel er vanskeligt at retrofite på eksisterende anlæg, men bør indgå i teknologiovervejelser for kommende forbrændingsanlæg af alle slags (biomasse, affald, cement m.v.).

For alle typer af CO<sub>2</sub>-udledere nævnt ovenfor gælder, at det er teknisk muligt i de fleste tilfælde at opsamle CO<sub>2</sub>. Hastigheden med hvordan dette vil blive implementeret vil afhænge af rammevilkår og priser – ikke af tekniske begrænsninger.

## 2.2 Lagringspotentiale

Den danske undergrund er velegnet til oplagring af CO<sub>2</sub>. Et oplagt område er udtjente olie- og gasfelter i Nordsøen, hvor undergrunden er grundigt kortlagt, hvor infrastruktur er etableret, og hvor formationerne med sikkerhed er tætte, idet de har holdt på gas og olie i millioner af år.

Konkret foreslår Ineos (tidligere DONG Olie & Gas) at benytte det udtjente naturgasfelt Cecilie i Nordsøen til lagring af CO<sub>2</sub>, med et potentiale på ca. 10 Mt CO<sub>2</sub>. Dette felt er en del af den geologiske formation Siri Fairway, bestående af flere lommer, som tilsammen potentielt kan rumme flere hundrede Mt CO<sub>2</sub><sup>10</sup>.

I tillæg hertil vurderer GEUS, at den danske undergrund både onshore og offshore har store potentialer for sikker oplagring af CO<sub>2</sub>.

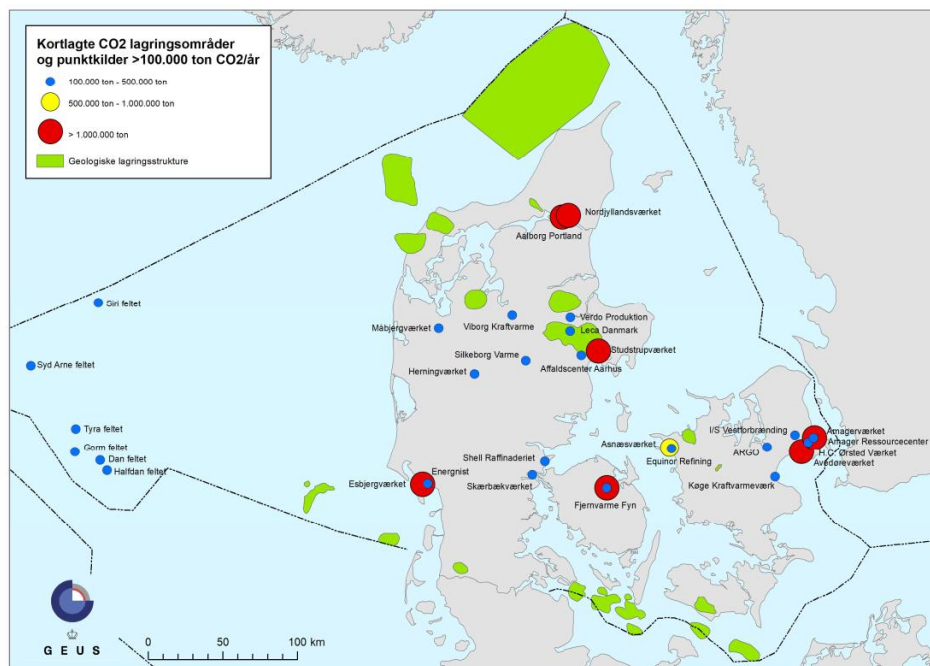
---

<sup>9</sup> ECRA cement production oxyfuel demonstrationsprojekt, Norge

<sup>10</sup> Kilde: Præsentation fra Ineos november 2019



Figur 2.1: CO<sub>2</sub> punktkilder og lagringspotentiale (kilde: GEUS november 2019)



GEUS vurderer en samlet lagringskapacitet på ca. 22.000 Mt. Med den samlede danske udledning af CO<sub>2</sub> i størrelsesordenen 50 Mt CO<sub>2</sub> per år er der altså kapacitet til CO<sub>2</sub> lagring i mange hundrede år. Muligheden for at CCS er altså ikke begrænset af kapaciteten, men af prisen for anlæg af borer og overvågning af lageret. Som det ses af kortet, skal CO<sub>2</sub> i det fleste tilfælde transporteres fra CO<sub>2</sub>-udleder til oplagring, hvilket kan foregå via lastbiler, rørledninger eller skib.

Det kan konkluderes, at de potentielle danske mængder af indfanget CO<sub>2</sub> kan lagres inden for landets grænser i flere hundrede år, og at der er allerede kommercielle interesser i at udvikle lagring af CO<sub>2</sub> i undergrunden, specifikt Ineos i Danmark, Northern Light i Norge og andre mulige projekter i de engelske og nederlandske dele af Nordsøen.

## 2.3 Potentialer ved CCU

Reduktionspotentialer ved CCU er afhængig af referencen, altså baseline, idet reduktionen ligger i fortrængning af fossilt baserede produkter. På sigt, hvor fossilt baserede produkter er udfaset, er potentialer for CCU et andet, nemlig som en del af kulstofkredsløbet i det omfang, der for eksempel anvendes kulbrinter til flytransport.

For flybrændstof gælder specielt at en stor del af udledningen foregår højt i atmosfæren og udleder desuden partikler, NO<sub>x</sub> og vand, hvorfor effekten på klimaet er større end den reelle CO<sub>2</sub> udledning. Dette er ikke officielt kvantificeret, men den virkelige klimapåvirkning forventes at være i størrelsesordenen det dobbelte af CO<sub>2</sub>-udledningen. Dette ekstra bidrag er ikke medtaget i denne analyse.

Vurderes potentialer for CCU i forhold til fortrængning af fossile brændstoffer i basisfremskrivningen, kan en del af ovennævnte potentialer for CO<sub>2</sub> til lagring omdiri-

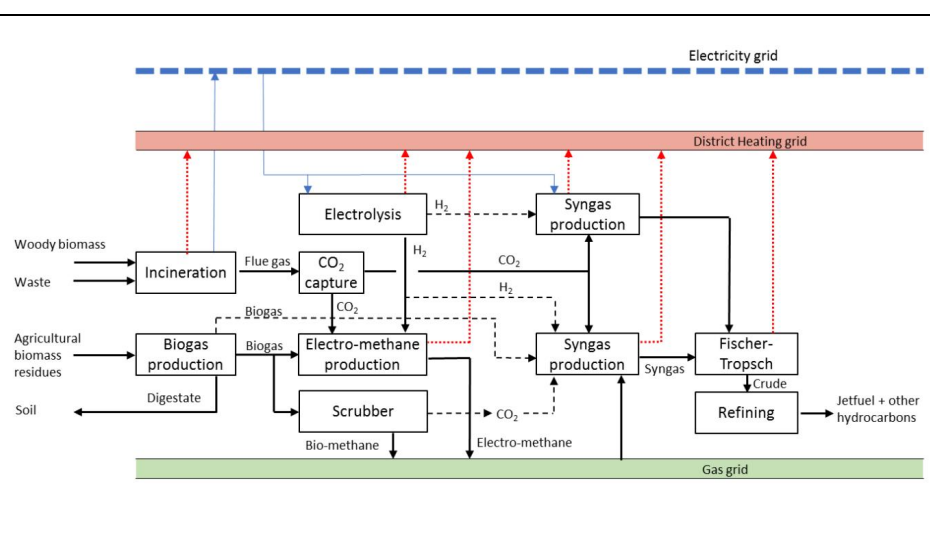
geres til CCU. På sigt forventes kulstofbaserede brændstoffer stadig at blive anvendt i områder, hvor brugen af grøn elektricitet er besværlig eller umulig. Dette er især inden for flytransport, tung trafik og søfart. Desuden vil der stadig skulle være en kulstofkilde til en række produkter, som i dag er baseret på fossile brændsler. Dette gælder for eksempelvis produktion af plastik.

Potentialet for substitution af eksisterende brændsler er stor. Det forventes i Basisfremskrivningen, at energibehovet for lufttransport i 2030 i Danmark er 45 PJ og det tilsvarende behov for tung vejtransport er vurderet til 28 PJ<sup>11</sup>. For søfarten regnes kun den nationale søtransport med, som har et behov på 6 PJ<sup>12</sup>. Potentialet for at substituere det fossile energibehov for den store internationale skibstrafik er mange gange større, men indgår ikke i denne vurdering.

Tabel 2.2: Fordeling af energibehov, som vanskeligt kan elektrificeres, i Basisfremskrivningen

CO <sub>2</sub> udledninger fra transport med CCU potentiale	Energi behov 2030 [PJ]	CO <sub>2</sub> emission 2030 [ton CO <sub>2</sub> /år]	Potentiel reduktion vha. CCU
Lufttransport	45	3,2	100%
Tung vejtransport	25	1,85	100%
National søfart	6	0,48	100%
Total	76	5,5	100%

Figur 2.2: Supply chain for produktion af jet fuel fra CCU. Kilde: "Nordic GTL" rapport fra NISA, NIRAS, SDU



CCU består af en kompleks interaktion af masse- og energistrømme, som vist i figur Error! Reference source not found.. De enkelte procestrin er velkendte fra den kemiske industri, men kræver en velgennemtænkt sammenhæng til omgivelserne for at udnytte synergier, eksempelvis udnyttelse af spildvarmen. Desuden medfører kompleksiteten, at denne type anlæg kun vil være rentabelt i stor skala,

<sup>11</sup> Det er ikke klart, hvorledes Basisfremskrivningen definerer tung transport, idet andre vurderinger angiver væsentligt højere energiforbrug til tunge køretøjer, som tilbagelægger for store afstande til realistisk at køre på el.

<sup>12</sup> Basisfremskrivningen 2019

og vil kræve tilførsel af store mængder el til brintproduktion – eller af brint produceret andetsteds. Der findes initiativer for sådanne installationer på eksempelvis Prøvestenen i København, på en ny energiø ud for Avedøre eller på energiøer ved Bornholm eller i Nordsøen. Der skal være nem adgang til CO<sub>2</sub> kilder og til elektricitet eller brint, og der skal være mulighed for at transportere de færdige produkter videre i gasnettet og/eller til brændstoflagre.

For at udnytte CO<sub>2</sub> til fremstilling af brændsler, er det nødvendigt med en energikilde, som oplagt vil være grøn elektricitet, og der tilføres i form af brint fremstillet ved elektrolyse. Energiindholdet i det fremstillede brændsel kommer da fra elektriciteten, og der skal derfor betydelig mængder vedvarende energi til denne proces. For at producere nok brint til at imødekomme alle 76 PJ i tabel 2.2 til transportbrændstoffer, er der behov for ca. 35 TWh<sup>13</sup> el fra vedvarende energikilder, hvilket nogenlunde svarer til den samlede forventede produktion fra hav- og landvindmøller i 2030 i Energistyrelsens basisfremskrivning, som ikke indeholder nogen allokering af elektricitet til CCU. Der er altså behov for massive investeringer i vedvarende elektricitet for at dække behovet for CCU.

## 3 Omkostninger

### 3.1 Storage

Ud fra hidtidige erfaringer vurderes følgende overordnede omkostninger ved CCSU:

- Capture til flydende CO<sub>2</sub>: 500 kr/ton - 900 kr/ton, forventet 700 kr/ton
- Storage inkl. logistik: 200 kr/ton – 380 kr/ton, forventet 350 kr/ton

Dette er baseret på indledende studier af installation af amin-baseret Carbon Capture på Amager Bakke inklusive drift og vedligehold og pris for oplagring i Nordsøen. Et internationalt studie<sup>14</sup> af prisen på carbon capture angiver et prisniveau med \$121/ton CO<sub>2</sub> svarende til 811 kr/ton CO<sub>2</sub> for et anlæg i Tyskland – inklusiv transport og oplagring af CO<sub>2</sub>, hvilket er lidt lavere end de aktuelle vurderede priser i Danmark.

Disse tal er vejledende for anlæg i størrelser over ca. 100.000 ton CO<sub>2</sub> per år. Ifølge en anlægsleverandør følger CAPEX for denne type procesanlæg en generisk kurve for opskalering baseret på en potensregel som (ny størrelse/ kendt størrelse)<sup>0,6</sup>. Vi forventer dog, at dette forhold vil drukne i forhold til de andre prisusikkerheder, der vil være for implementering på hvert anlæg, da omkostningerne til integrationen i eksisterende anlæg kan variere betydeligt.

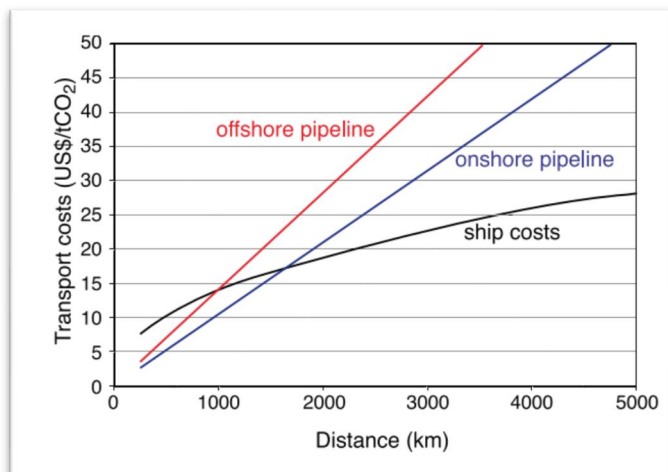
Det har ikke været muligt at estimere merprisen for transport til udskibning for anlæg, der ikke ligger ved en havn. Igen forventes CAPEX dog stadigvæk at være dominerende i prissætningen af CO<sub>2</sub> prisen. Transportomkostninger i rør er lineære med afstanden, mens skibstransport har en fordel ved længere afstande som vist i Figur 3.1.

---

<sup>13</sup> Beregnet som methanisering af 76 PJ med brint produceret med en virkningsgrad på 70%

<sup>14</sup> Kilde: Global CCS Institute: Global costs of carbon capture and storage

Figur 3.1: Transportomkostninger. Kilde: IPCC CCS rapport 2015



Andre erfaringstal fra detaljerede studier af muligheder for CO<sub>2</sub> opsamling fra affaldsforbrændingsanlæg i Norge underbygger forstudier i Danmark, hvor prisen per ton CO<sub>2</sub> er domineret af de høje CAPEX omkostninger. Den årlige tekniske OPEX forventes at udgøre ca. 5% den samlede CAPEX. Foruden disse operationelle omkostninger til drift og vedligehold er der dog også et betydeligt energiforbrug, som afhænger af konfiguration og muligheder for varmeintegration med eksempelvis eksisterende dampkreds og med fjernvarmenet.

NIRAS har i anden sammenhæng vurderet data for et generisk capture anlæg tilsluttet et affaldsforbrændingsanlæg i forbindelse med fjernvarme. Her er udgifterne til energi estimeret til:

- 21% af CAPEX/år til damp
- 4% af CAPEX/år til elektricitet (inklusive kompression af CO<sub>2</sub>)

Ud fra leverandørplysninger kan anslås en investering af størrelsesorden 2.000 kr./ton/år (300 mio. kr. for et 165.000 tons/år anlæg).

Der er et vist potentiale for genvinding af varme til fjernvarme, som for tiden undersøges konkret med henblik på at tilpasse leverandørernes foreslåede processer, så en større andel af varmen kan nyttiggøres som fjernvarme. I standard løsningerne er det direkte potentiale for fjernvarme af størrelsesordenen 1,5%, men da processen er exoterm forventes et større potentiale, evt. ved anvendelse af varmepumper.

De relativt høje installationspriser for Carbon Capture anlæg skyldes til dels, at det endnu ikke er en standard leverance for leverandørerne, men også at dette skal foregå som retrofit på eksisterende anlæg. Hvis Carbon Capture i stedet indtænkes i et nyt anlæg, vil udgiften være markant mindre. Dette skyldes til dels udgifterne til at ombygge dele af det eksisterende anlæg, men også fordi ved nybyg vil man kunne vælge løsninger, der gør Carbon Capture billigere. Det gælder f.eks. at

bygge forbrændingsanlæg til ren iltforbrænding (oxyfuel), hvorved røggassen principielt udelukkende består af CO<sub>2</sub> og vanddamp, som gør opsamling nemt og billigt.

Det kan derfor overvejes, at sikre, at nye anlæg enten bliver bygget med Carbon Capture inkluderet, eller senere har muligheden for at blive ombygget til det. Dette er beskrevet i EU Direktiv 2009/31/EC fra 23. april 2009, hvor nye kraftværker over 300 MW skal være "Carbon Capture Ready". Dette kan overvejes at indføre også at gælde for mindre anlæg som et virkemiddel til at få billigere Carbon Capture.

På biogasanlæg med opgradering af biogassen til naturgasnettet vil Carbon Capture kunne etableres billigt, idet CO<sub>2</sub> allerede adskilles fra metanen i biogassen - se i øvrigt tilsvarende notat om potentialer for biogas.

### 3.2 Utilisation

Utilisation dækker et bredt spektrum, og er karakteriseret ved, at der fremstilles et produkt (typisk en kulbrinte) med en markedsværdi baseret på den ekstra værdi, som et grønt alternativ til et fossilt-baseret produkt vil have. Det er derfor vanskeligt at prissætte reduktionsomkostningen ved CCU, da det afhænger af anvendelsen og alternativerne. Fortrængning af fossile kulbrinter er ikke i sig selv lønsomt i det nuværende regime for afgifter på CO<sub>2</sub> udledning

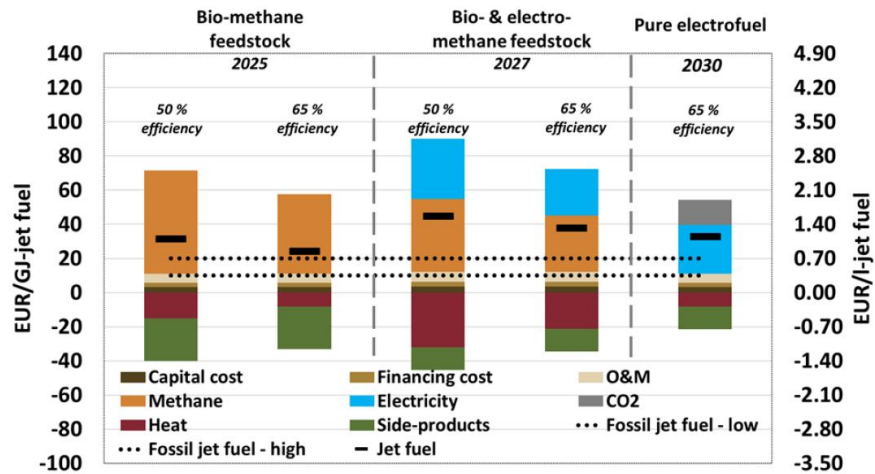
Alternativerne til CCU er principielt:

- Til energiformål, hvor el ikke slår til: direkte anvendelse af brint eller biomasse-baserede brændstoffer
- Til petrokemiske formål: affalds- eller biomassebaserede kulbrinter (herunder pyrolysebehandling af plastaffald)

Desuden vil prisen for opsamling af CO<sub>2</sub> kun udgøre en del af den samlede pris for de fleste applikationer, men herudover vil især behovet for elektricitet til brint være dominerende i de prisen for CCU.

På Figur 3.2 ses en beregning af prisen for fremstilling af jet fuels ud fra bæredygtige alternativer. I de fleste scenarier vil prisen for det grønne brændsel være dyrere end fossilt brændsel – op til mere end det dobbelte. For electrofuels scenariet i 2030, hvor brændstoffet er lavet udelukkende på opsamlet CO<sub>2</sub> samt brint fra vindmøllestrøm, er prisen vurderet til at være ca. det dobbelte af jet fuel prisen i dag. Dette kan vise sig at være en rimelig pris for det CO<sub>2</sub>-neutrale alternativ, men både markedet og teknologien kan udvikle sig i andre retninger, hvorfor electrofuels indtil videre må ses som et af flere alternativer i fremtiden – realistisk, men næppe enerådende.

Figur 3.2: Potentielle fremstillingspriser for jet fuels. Kilde: «Nordic GTL» af NISA, NIRAS, SDU

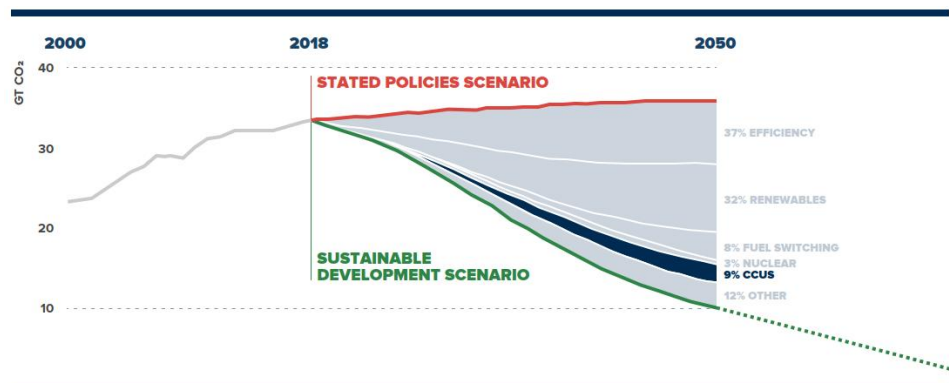


Et andet stort potentiale for CCU er den internationale skibsfart, som også skal omstilles til bæredygtige brændsler. Det er pt. ikke tydeligt, hvilket brændsel, der vil blive det foretrukne. Det er dog klart, at de fleste kandidater til fremtidens brændsel til skibe indeholder kulstof (på nær ammoniak som brændsel), hvorfor en kilde til dette er nødvendig, og opsamlet CO<sub>2</sub> er oplagt. Der er ikke pt. faste priser på, hvad disse brændstoffer vil koste, men det vurderes ligeledes at være det dobbelte af nuværende fossile priser på samme måde som indikationerne på jet fuels ovenfor.

#### 4 2050-perspektiv

CCS og BECCS er uomgængelige i de fleste scenarier for at overholde 1½ grader eller 2 graders mål. Figur 4.1 viser hvordan CCUS er en del af IEAs løsning på hvordan målene opnås. I Europakommissionens Klimavision fra 2018 indgår CCUS også med et bidrag på 50-606 mio. ton CO<sub>2</sub> per år.

Figur 4.1: Emissionsreduktioner i IEA's "Sustainable development scenario" Kilde: Global CCS



## 5 Sammenfatning

CCS og CCU vil være relevante teknologier for at nå 70% reduktionsmålet i 2030 og navnlig også målet om CO<sub>2</sub>-neutralitet i 2050. Notatets hovedtal er samlet i Tabel 5.1.

Tabel 5.1: Sammenfatning af potentialer

Carbon Capture fra punktkilder	Reduktionspotentiale 2030 [mio. ton CO <sub>2</sub> /år]	Omkostning <sup>15</sup> [kr/ton CO <sub>2</sub> ]
CCS fra affaldsforbrænding, lagret i Nordsøen	2,3	700-1280 forventet 1050
BECCS fra centrale biomasseværker, lagret i Nordsøen	2,5	
CCS fra tung industri, lagret i Nordsøen	0,4	
CCS fra Cement produktion	1,3	
Total CCS	6,5	
<b>Carbon Capture and Utilisation</b>		
Lufttransport	3,2	Forventet dobbelt pris af nuværende fremstillingspris af fossile brændsler
Tung vejtransport	1,85	
National søfart	0,48	
Total CCU	5,5	

Reduktionspotentialerne fra CCS og CCU ovenfor er ikke adderbare, idet den opsamlede CO<sub>2</sub> fra affaldsforbrænding, centrale værker og industri enten skal gemmes (CCS) eller udnyttes (CCU). Ovenstående tabel viser således, at potentialet for at anvende CO<sub>2</sub> til CCU (5,5 mio. ton CO<sub>2</sub>) kan opfyldes med indenlandsk opsamling af CO<sub>2</sub> (6,5 mio. ton CO<sub>2</sub>) fra større punktkilder. Hvis CCU bliver økonomisk rentabelt forventes det dog, at flere kilder til CO<sub>2</sub> kan inddrages (biogas, decentrale kraftværker, mere industri), men dette rejser spørgsmål i forhold til reduktionspotentialer. Hvis CO<sub>2</sub> benyttes til fremstilling af brændsler via CCU, vil den opsamlede CO<sub>2</sub> blive frigivet til atmosfæren igen. CO<sub>2</sub> reduktionspotentialer er derfor det substituerede fossile brændsel.

CCS fungerer lige vel på fossile som på ikke-fossile udledninger af CO<sub>2</sub>, så teknologien vil også have en berettigelse i et fremtidigt scenarie til at kompensere for CO<sub>2</sub> fra uundgåelige udledninger.

I fremtiden kan der være mangel på kulstof til produktion af plastik eller kulstofholdige brændsler, når vores arealer til biomasse hovedsageligt bruges til foder og når fossile brændsler forbliver i undergrunden. På det tidspunkt vil kulstof optaget med CCU sandsynligvis have en større handelsværdi.

<sup>15</sup> Den totale omkostning inklusive forrentning, D&V, transport og lagring. Eksklusiv eventuelle incitament eller CO<sub>2</sub> kreditter