



Notat om CCS-teknologier

Beskrivelse af teknologier og bud på priser per ton CO₂ og skalérbarhed

Indhold

Indledning	2
Introduktion til CCUS.....	3
Vurdering af teknologisk modenhed af CCS	5
CCS-teknologier	5
Efterbehandling af CO ₂	6
Teknologier til transport af CO ₂	7
Lagringsmuligheder	8
CCU og P2X	9
CCS i en dansk kontekst	11
CCS-projekter i udlandet	13
Vurdering af omkostninger forbundet med Carbon Capture.....	16
Omkostningsvurdering af CCS-tilbygning til eksisterende cementproduktion	16
Omkostningsvurdering af CCS ved energianlæg.....	18
Omkostningsvurdering af transport og lagring af CO ₂	23
Litteraturliste	24

Indledning

Den 6. december 2019 indgik et bredt politisk flertal i Folketinget en aftale om en bindende klimalov med et mål om en 70 pct. reduktion af udledningen af drivhusgasser i 2030 ift. 1990, samt et langsigtet mål om klimaneutralitet i senest 2050. I en delt ambition med denne målsætning udgav Dansk Industri (DI) i september 2019 en rapport, baseret på et analysearbejde udført af Ea Energianalyse, med tiltag og virkemidler til at opnå en reduktion af udledningen af drivhusgasser med op mod 70 pct. i 2030. Analysen viser hvilke tiltag og virkemidler der baner vej for at der kan opnås en reduktion på mindst 65 pct. på baggrund af nuværende kendte teknologier. Analysen viser dog også at det kan være nødvendigt at der udvikles og tages nye løsninger i brug til at komme i mål med de sidste 5 pct. reduktioner for at indfri ambitionerne om 70 pct. i 2030. (Dansk Industri, 2019)

Carbon Capture blev tidligere set som værende en omkostningsmæssig ineffektiv løsning til at nedsætte CO₂-udledningen, men IPCC og IEA har dokumenteret nødvendigheden af Carbon Capture ift. at begrænse den globale temperaturstigning til under 2 grader. Klimarådet (2020) vurderer i deres rapport *Kendte veje og nye spor til 70 procents reduktion* at CCS har et betydeligt CO₂ reduktionspotentiale i Danmark og at det er en omkostningsmæssig relativt effektiv løsning sammenlignet med de sammenlignelige alternativer til at komme helt i mål med 70 pct. i 2030.

Carbon Capture kan altså potentielt bistå i at nå i mål med 70 pct. reduktioner i 2030. I dette notat redegøres kort for teknologier samt samlede omkostninger forbundet med Carbon Capture. Der er store CO₂ reduktionspotentialer i Danmark. Processerne forbundet med cementproduktion på Aalborg Portland A/S udledte omkring 1.2 mio. ton CO₂ i 2018. Amager Ressource Center og Vestforbrænding udledte samlet set omkring 350.000 ton CO₂ baseret på fossile materialer i 2018 (Aalborg Portland, 2019) (ARC, 2019a). Derudover kan Carbon Capture i forbindelse med de ombyggede centrale biomassekraftvarmeværker trække CO₂ ud af atmosfæren og give et negativt CO₂ regnskab.

Dette notat indeholder en beskrivelse af CCS i en dansk kontekst og en vurdering af omkostninger i perioden 2020-2050 forbundet hertil, baseret på den nyeste tilgængelige viden inden for Carbon Capture.

Introduktion til CCUS

Carbon Capture teknologier har et anset potentiale til at bistå i opnåelse af klimamål verden over. IPCC har i sin seneste rapport dokumenteret nødvendigheden af ikke blot at reducere den globale CO₂-udledning, men at trække CO₂ ud af atmosfæren. Carbon Capture kan bistå i begge henseender. Det Internationale Energiagentur (IEA) har i en årrække ligeledes dokumenteret betydningen af implementering af Carbon Capture systemer globalt set, for at opnå de nødvendige reduktioner i CO₂-udledninger. IEA vurderer at CCS allerede i år 2020-2021 er kommercielt tilgængeligt til stor-skala implementering. (IEA, 2017)

I dette afsnit redegøres kortfattet for de to overordnede Carbon Capture systemer samt nogle af de overordnede teknologier der kan anvendes til Carbon Capture.

Carbon Capture and Storage

Carbon Capture and Storage (CCS) betegner et system bestående af en række supplerende teknologier til henholdsvis filtrering, opsamling, komprimering, transport og lagring af CO₂ typisk forbundet med forbrændingsprocesser ved energiproduktion på f.eks. kraftværker og energiintensiv industri såsom stål- og cementproduktion. CCS er et instrument der kan anvendes til at reducere CO₂ emissioner fra processer der involverer afbrænding af fossile brændsler, såsom kul, olie og naturgas eller fossile materialer som f.eks. plastik mm. Det er dermed afgørende at lagringen af CO₂ i forbindelse med CCS, sker i isolation fra atmosfæren, hvis den ønskede effekt om CO₂ reduktion skal opnås. På nuværende tidspunkt er den omkostningsmæssigt mest effektive metode til at opnå dette for store mængder CO₂, at lagre det i store tomme sedimentære bassiner hvor der f.eks. er foretaget udvinding af gas eller olie.

Carbon Capture and Utilization

Carbon Capture and Utilization (CCU) betegner et tilsvarende system der ligeledes består af en række supplerende teknologier til filtrering, opsamling, komprimering og transport af CO₂. Sidste led af processen forbundet med CCU består dog af nyttiggørelse af den opsamlede CO₂ gennem konvertering til produkter af en økonomisk værdi frem for at lagre det. Opsamlet CO₂ gennem Carbon Capture kan blandt andet anvendes i drivhuse og til fremstilling af beton, plastik, kemiske produkter og anden anvendelse i industri. Derudover kan det anvendes til at fremstille metangas, metanol og jet fuels mm. Til fremstilling af diverse brændsler skal der anvendes brint. Brint kan i denne sammenhæng udvindes gennem elektrolyseanlæg der anvender overskudsstrøm til at danne brint gennem spaltning af vandmolekylerne (H₂O)

til brint (H₂) og ilt (O₂). Dette betegnes også som Power-to-X, hvor strøm anvendes til at danne forskellige former for brændsler.

BECCS og DAC

CCS kan desuden anvendes i forbindelse med energiproduktion baseret på biomasse og biogas da disse processer som bekendt også udleder CO₂ i atmosfæren, selvom det regnskabsmæssigt opgøres som en CO₂-neutral proces. Dette betegnes også som *BECCS* (Bio-Energy with Carbon Capture & Storage) og indgår også under betegnelsen *Negative Emissions Technologies* da hele processen fra plantning af træ til lagring af CO₂ efter afbrænding medvirker til et negativt CO₂-regnskab i atmosfæren.

CO₂ kan desuden også trækkes direkte ud af luften gennem *Direct Air Capture* (DAC). Dette kategoriseres også som *Negative Emissions Technologies* da DAC kan trække CO₂ direkte ud af den omgivende luft. Da DAC-teknologien er i den spæde udviklingsfase, er det ikke realistisk at vurdere nuværende omkostninger forbundet med denne teknologi og dertil også fremtidige omkostninger.

Det vurderes at DAC-teknologier har et TRL (*Technological Readiness Level*) omkring 4-5.

Vurdering af teknologisk modenhed af CCS

CCS-teknologier

Overordnet set kan Carbon Capture fangstteknologier inddeles i tre kategorier:

- Post-combustion (fangst efter forbrænding)
- Pre-combustion (fangst før forbrænding)
- Oxy-fuel (fangst under ren iltforbrænding)

Post-combustion

I en post-combustion proces adskilles CO₂ fra røggassen efter afbrænding af brændsel (fossile, biomasse, affald, osv.). Op mod 95 procent af kuldioxiden kan opfanges fra røggassen via denne metode. Et anlæg vil dog typisk have en fangst på 90 procent da de marginale omkostninger stiger eksponentielt ift. de ekstra 5 procent. Dette kan bl.a. foregå ved absorptionsteknologier (som er de mest modne teknologi på markedet). Denne proces inkluderer tilførsel af en absorbent. Den mest udbredte absorbent (eller skrubber som det også kaldes) er en vandigopløsning af aminosyrer. Hvis aminosyren tilsættes røggassen i modstrøm skrubber/opsamler den kuldioxid fra røggassen.

Processen kræver gentagne temperaturændringer og pumpearbejde hvortil der er forbundet el-, køle- og varmebehov der medfører et relativt energiforbrug.

Absorptionsteknologier er kendte og der findes flere leverandører på det kommercielle marked i dag. Blandt andet anvender danske biogasanlæg aminprocesser til at opgradere biogas til distribution på gasnettet. Desuden findes der internationalt set realiserede CCS demonstrationsprojekter baseret på post-combustion aminer-baseret teknologi.

Aminer-baseret post-combustion opsamlings teknologier vurderes at have den højeste kommercielle modningsgrad af Carbon Capture teknologier på nuværende tidspunkt. Der er en række teknologier under udvikling, bl.a. adsorptionsteknologier, membranteknologier og destillationsteknologier men fælles er at de skal undergå en høj grad af videreudvikling førhen at kunne anvendes i stor-skala sammenhæng.

Det vurderes at aminer baseret post-combustion teknologi har et TRL omkring 7-9. Post-combustion er oprindeligt udviklet og afprøvet på kulkraftværker. Skal anlægget anvendes i forbindelse med BECCS antages skal teknologien

tilpasses en anden røggassammensætning, hvilket ikke er afprøvet endnu. Skal et post-combustion anlæg indgå i forbindelse med et dansk kraftvarmeanlæg vil anlægget skulle bygges i en større skala end det hidtil er blevet gjort. Begge forhold forventes at være imødeset i de kommende år da det er planlagt at bygge BECCS i forbindelse med Drax kraftværket i England der er verdens største biomassefyrede kraftværk.

Pre-combustion

Ved opsamling pre-combustion adskilles CO₂ fra brændslet i forbindelse med gasificering af kul eller ved dekarbonisering af gas. Teknologien er kendt og har oplevet langvarig drift, men det er en relativt omkostningsfuld metode og teknologien vurderes ikke som relevant til at inkludere yderligere til dette notats formål da denne proces ikke vurderes som værende relevant i en dansk kontekst.

Oxy-fuel

Ved Oxy-fuel forbrænding fjernes nitrogen fra luften, hvorved forbrændingen derved foregår i en atmosfære primært bestående af oxygen og recirkuleret CO₂. Røggassen vil dermed primært bestå af CO₂ og vanddamp. Vanddampen kan kondenseres og den høje koncentration af CO₂ kan derefter opsamles. Op mod 99 procent af røggassen kan opfanges med denne metode. Oxy-fuel processen er dog meget energikrævende og er særlig omfattende at tilbygge på eksisterende anlæg. (Energistyrelsen, 2019)

Det vurderes at Oxy-fuel teknologi har et TRL omkring 5-6. Der findes pilotprojekter i Tyskland, Australien og Spanien og det skal understreges at Oxy-fuel teknologier har et anset potentiale i fremtiden, dog primært i forbindelse med nybyggede anlæg. Dette forudsætter at teknologien modnes tilstrækkeligt til storskala. I en dansk kontekst findes det usandsynligt at der bygges nye kraftværker frem mod 2050, hvilket begrænser potentialet for Oxy-fuel teknologien i Danmark.

På baggrund af en lavere kommerciel modenhed samt lav tilgængelig af omkostningsrelateret data forbundet med Oxy-fuel teknologi samt en lav sandsynlighed for potentiale i Danmark findes det ikke realistisk at inkludere denne teknologi i omkostningsvurderingen i dette notat.

Efterbehandling af CO₂

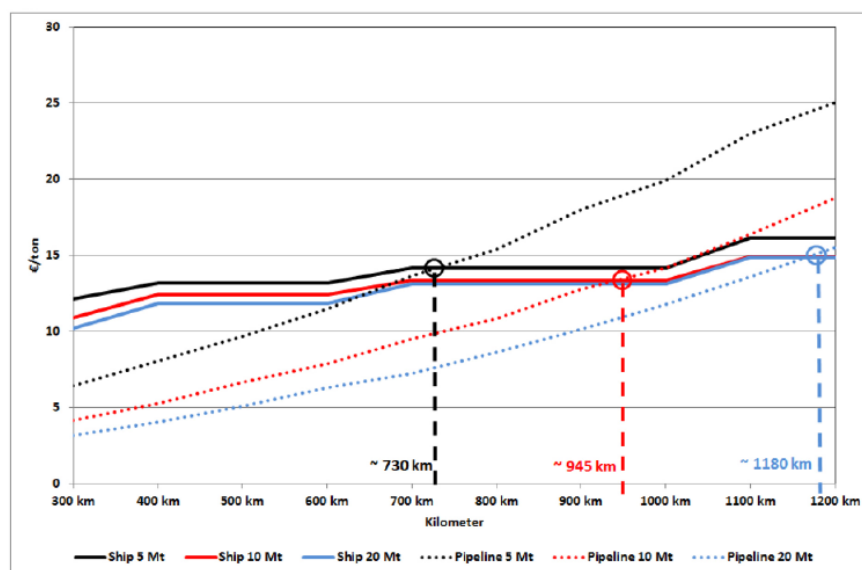
Efter opfangningsprocessen skal den filtrerede CO₂ typisk affugtes og tilpasses til en passende form (væske- eller gasform) i et kompressionsanlæg. Der er et relativt højt elforbrug forbundet med denne efterbehandlingsproces. Det konkrete elforbrug er projektspecifikt og afhænger bl.a. af Capture-

teknologien samt transportform og det videre formål med kuldioxiden. Lagring af CO₂ har typisk et højere elforbrug end hvis kuldioxiden nyttiggøres til et anvendelsesformål såsom at danne electrofuels, da processen er mere omfattende og kræver gentagen køling og komprimering, hvorimod omdannelse til gasform typisk sker ved en simple komprimeringsproces.

Teknologier til transport af CO₂

Der findes adskillige transportmuligheder til at transportere opsamlet CO₂ enten til lagring eller anvendelsesbrug. For mindre projekter samt pilotprojekter kan CO₂ transporteres over land via tankvogne (jernbane eller lastbil), mens den mest omkostningseffektive transportløsning for storskala projekter er gennem rørledninger. Både transport via tankvogne og rørledninger er kendte teknologier der har været kommercielt anvendt i adskillige andre industrier.

Til offshore transportformål kan anvendes skibstransport og rørledninger. Omkostningseffektiviteten af de to løsninger afhænger af en række projektspecifikke faktorer. Omkostningerne forbundet ved rørlægning afhænger bl.a. af terrænmæssige forhold. Derudover er dimensioneringen af rørene der afhænger af CO₂ mængde samt formen på CO₂ som enten vil være i flydende fase eller gasform. Et norsk studie udarbejdet af Kjærstad et al. (2016) har undersøgt transportomkostninger i Skandinavien og omegn. I studiet estimeredes bl.a. det omkostningsmæssige krydspunkt mellem de to offshore transportløsninger, hvilket fremgår af Figur 1.



Figur 1. Sammenligning af omkostninger (€/ton CO₂) ved skibs- og rørtransport som en funktion af årlig transport volumer mellem 5 og 20 millioner ton pr. år samt transportafstand. (Kjærstad et al. 2016)

Figuren illustrerer at det generelt set er mere omkostningseffektivt at transportere CO₂ gennem rørledning ved kortere transportafstande samt højere volumen, mens skibstransport er mere omkostningseffektivt ved længere transportafstande og lavere volumen.

Derudover er der nogle faktorer der ikke er indregnet i ovenstående, herunder fleksibilitet og stabilitet. Skibstransport er generelt mere fordelagtig ift. fleksibilitet til at udjævne kortsigtet diskrepans mellem udbud og efterspørgsel. Derudover er skibstransport også mere fleksibel ift. forøgelse af CO₂ mængder fra nye tiltag eller øvrige kilder. Samme fleksibilitet kan dog opnås ved en overdimensionering af rørledninger.

Rørledninger er generelt mere pålidelig ift. stabilitet, da skibstransport kan hæmmes af vejræssige forhold, der kan medføre en række logistiske udfordringer. Derudover er energibehovet forbundet med transport af et ton CO₂ højere ved skibstransport end ved rørledning.

Generelt set vurderes et TRL for samtlige transportformer omkring 7-9. Onshore transportteknologier har været meget anvendt i USA og har en høj modenhed, hvorimod der er mindre erfaring med offshore. For både onshore og offshore transport gælder det at det kan være nødvendigt med opskalering af teknologien ift. tidligere erfaringer.

Lagringsmuligheder

Overordnet set findes der tre lovende metoder til at lagre CO₂:

- Udtømte gas- og oliefelter
- Dybe saline akviferer
- I oliefelter hvor det bidrager til en forbedret olieudvinding

Udtømte gas- og oliefelter

Udtømte olie- og gasfelter er blandt de bedst egnede steder til nedpumpning af CO₂, da det underjordiske reservoir, tidligere indeholdte olie eller gas, er velegnede til at fyldes med CO₂. Udtømte olie- og gasreservoirer er velegnede til langtidsdeponering af CO₂, fordi geologer i forvejen er bekendt med lokaliteterne. Reservoirerne der består af porøse geologisk lag der har bevist at de kan indeholde olie eller gas igennem millioner af år. Udtømte gasfelter foretrækkes generelt frem for udtømte oliefelter, fordi de er større typisk, er større. Opbevaringssteder med en kapacitet større end 1 million ton CO₂ er mere omkostningseffektive, ligesom dem med dybder mellem 900 - 3.500

meter, fordi det er på dybder under 800 meter, at trykket og temperaturen vil resultere i, at CO₂ indtager den ønskede væske eller superkritiske tilstand

Det vurderes at lagring i udtømte gas- og oliefelter har et TRL omkring 8-9.

Dybe saline akviferer

Det største potentiale for CO₂-lagring er i dybe saline akviferer da de findes i stort udfang over det meste af verden. Processen involverer, ligesom ved udtømte gas- og oliefelter, pumpning af CO₂ dybt under jorden i porøse geologiske lag, bortset fra at disse er fuldt med grundvand. Undersøgelser peger mod at CO₂ kan opbevares sikkert i disse små porer i århundreder. Denne type lagring har været anvendt i forbindelse med Sleipner projektet i Norge der siden 1996 har lagret omkring 20 mio. ton CO₂. Denne lagringsmetode minder på mange måder og om den metode der anvendes i forbindelse med det danske gaslager Sten Lille.

Det vurderes at lagring i saline akviferer har et TRL omkring 7-9.

Enhanced Oil Recovery

Enhanced Oil Recovery (EOR) består af pumpning af CO₂ i en oliebrønd for at øge udvindingen af olie. Typisk betaler EOR faciliteterne for den CO₂ der anvendes til EOR. Når CO₂ nedpumpes kan det blandes og opløses i olien og derved reduceres dens viskositet der fremmer udvindingen af olien. Derudover kan indsprøjtningen af CO₂ også øge trykket i reservoiret, hvilket igen fremmer olieudvindingen. EOR er en kendt og bredt anvendt metode og der findes i omegnen af 100 kommercielle EOR-faciliteter.

Det vurderes at EOR ift. en dansk kontekst har et TRL omkring 9. I dansk sammenhæng er der tidligere udført undersøgelser af EOR-løsninger i Nordsøen. Rambøll har bl.a. produceret en tidligere offentligt tilgængelig rapport om dette, men har ikke været til at opdrive i denne sammenhæng.

CCU og P2X

CO₂-fangsten fra Carbon Capture kan alternativt til lagring indgå i en værdikæde med Power-to-X (P2X) hvor kuldioxiden anvendes til at producere forskellige kulbrinter der kan anvendes som brændsler. Omkostningerne forbundet med dette er ikke undersøgt i dette studie af hensyn til ressourcer, men det vurderes at der er et stort potentiale for dette i en dansk kontekst. Flere aktører, herunder Amager Ressource Center og Ørsted har undersøgt

mulighederne for at producere P2X i Danmark og der kan være projekter på allerede i den nærmeste fremtid. (reNEWS 2020) (Børsen 2019)

Opsamling på
teknologisk modenhed

Ift. en vurdering af den teknologiske modenhed af de forskellige CO₂ fangstteknologier fra forbrændingsanlæg vurderes post-combustion teknologi baseret på aminer – der er en kendt teknologi – at være den eneste teknologi til effektiv fangst af CO₂ der er moden til kommerciel storskala implementering indenfor de næste 5-10 år. Oxy-fuel teknologier er en umoden teknologi, der dog har et anset potentiale i fremtiden ift. nybyggede anlæg. Direct Air Capture teknologi skal ligeledes undergå en længere modningsproces inden det er kommercielt tilgængeligt på storskala niveau.

- CO₂-fangst og efterbehandling:
 - Post-combustion: TRL 7-9
 - Oxy-fuel: TRL 5-6
 - DAC: TRL 4-5

Transportteknologier er kendte og der er konkrete erfaringer med stort set alle af de mulige løsninger i forbindelse med CCS-projekter eller sammenlignelige processer i andre industrier. Det vurderes dog at det kan blive nødvendigt med en opskalering af flere teknologierne for at indgå i stor-skala projekter.

- Transport: TRL 7-9

Lagringsteknologier er kendte og også her er der erfaringer med flere af de mulige teknologiske muligheder.

- Storage: TRL 7-9

CCS i en dansk kontekst

CO₂-
reduktionspotentiale i
Danmark

Klimarådets notat "Potentialer, omkostninger og virkemidler" udarbejdet af NIRAS (2020) indeholder en vurdering af potentialer for CO₂-fangst i Danmark i 2030. Det samlede vurderede CO₂-reduktions potentiale i 2030 er på 6,45 mio. ton pr. år. Vurderingen fremgår i Tabel 1, hvor der fremgår store potentialer indenfor affaldsforbrænding (2,3 mio. ton CO₂), centrale biomassekraftvarmeværker (2,45 mio. tons CO₂) og cement industri (1,3 mio. tons CO₂). Desuden har Klimarådet (2020) lavet en sandsynlighedsvurdering af at nedenstående potentialer kan realiseres.

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

Tabel 1. Potentialer for årlig fangst af CO₂ i Danmark i 2030. (NIRAS 2020)

Affaldsforbrænding består af en andel fossil baseret affald eks. plastik og en andel biomasse baseret affald, som det også fremgår af ovenstående tabel. Dermed kan CCS i forbindelse med affaldsanlæg i praksis kategoriseres som BECCS ift. CO₂-fangst af den biomassebaserede del af afbrændingen.

Amager Ressource Center (ARC) har udfører aktuelle undersøgelser om mulighederne for at implementere et større CCS-anlæg på Amager Bakke.

Derudover er der i forbindelse med Aalborg Portlands cementproduktion et stort CO₂-reduktionspotentiale.

I Danmark er der en række gunstige forhold ift. Carbon Capture, som kort gennemgås nedenfor.

Adgang til infrastruktur

Et forhold er at de centrale kraftværker samt flere affaldsforbrændingsanlæg har gode forhold i adgang til havne hvorfra den opsamlede CO₂ kan

transporteres relativt billigt med skibe til eks. Norge der har gode forhold for underjordisk lagring af CO₂ (Equinor 2020).

Kobling til
forsyningssystem

Et andet gunstigt forhold består i at der er gode forhold for at nyttiggøre overskudsvarme fra fangstprocessen i de danske fjernvarmenet, hvilket kan reducere de samlede omkostninger gennem varmeindtægter. Det vurderes at der kan opnås en relativt stor omkostningsreduktion ved nyttiggørelse af varmen gennem varmepumper. Der er dog en lang række faktorer der spiller ind ift. potentialet for at booste overskudsvarmen med varmepumper. For det første skal der anvendes varmepumper der leverer et varme boost der ikke er typisk i en dansk kontekst. For det andet vil denne løsning typisk levere store varme mængder og der være et potentielt varmeaftag af den boostede varme. Hertil spiller bl.a. kraftvarmeanlæggets rangorden i fjernvarmesystemet ind, da det er afgørende for det potentielle varmeaftag fra anlægget. Ift. ovenstående vurderes det at affaldsforbrændingsanlæg har et større generelt set har potentiale for varmepumpe løsninger end træflis- og træpillekraftvarme. Da dette forhold er althængende af den specifikke case, indgår det ikke i beregninger foretaget i forbindelse med dette notat.

Nyttiggørelse af
opsamlet CO₂

Derudover kan Danmarks grønne ambitioner skabe et marked for den fangede CO₂. Hvis der dannes et marked for den fangede CO₂ til at indgå i produktion af eks. electrofuels kan der yderligere forventes omkostningsreducinger ift. efterbehandlingsprocessen og transport, mens omkostninger til lagring eventuelt erstattes med en indtægt baseret på CO₂-markedprisen.

Øvrigt

En række danske kraftvarmeværker har indført røggaskondensering på et eller flere anlæg. Hvis der er indbygget røggaskondensering i et anlæg, kan det nedsætte investeringsomkostningerne i Capture anlægget, da man undgår at skulle investere i et forbehandlingsanlæg til røggassen.

CCS-projekter i udlandet

Stor-skala pilotprojekter på vej i Norge

I Norge har de allerede erfaring med CCS gennem Sleipner CCS, der var verdens første offshore CCS-projekt. Projektet er tilknyttet et gasfelt i Nordsøen hvor gassen har en høj CO₂-koncentration (9 pct.). Via pre-combustion CCS-teknologi filtreres og opsamles CO₂ fra den udvundne naturgas og pumpes derefter direkte ned i en salin akvifer omkring en kilometer under Nordsøens havbund. Sleipner CCS har været i drift i mere end 23 år og har i den periode opsamlet og lagret omkring 20 mio. tons CO₂.

Den norske regering har desuden udarbejdet en CCS-strategi, der har til mål at identificere virkemidler til at begunstige CCS teknologiudviklingen og generelt set reducere omkostningerne forbundet med CCS. Hertil er der bl.a. oprettet et testcenter i det sydvestlige Norge. I testcentret, Technology Centre Mongstad, testes der med post-combustion amin-baseret CCS-teknologi til filtrering og opsamling af CO₂ i røggas. Ydermere har den norske regering over en årrække bevilliget midler til planlægningen af to demonstrationsprojekter på henholdsvis en cementfabrik og et affaldsforbrændingsanlæg. Disse to projekter er stadig i en planlægningsfase frem til 2020-2021 og forventes – givet at de endelige business cases godkendes – at blive realiseret i perioden 2023-2024. Projekterne vil være afhængige af økonomisk støtte fra den norske stat og beslutningen om at vedtage projektet ligger hos det norske parlament. Herunder findes en kort beskrivelse af de to projekter:

Norcem Brevik

Norcem Brevik er en cementfabrik i Brevik på den norske sydkyst. Fabrikken producerer omkring 1,2 mio. tons cement årligt. Norcem har en vision om at være CO₂-neutrale i 2030 og ser CCS-teknologi som en løsningsmodel. Via en amin-baseret CCS-teknologi – der er den eneste teknologi der realistisk kan forventes at kunne anvendes i stor-skala i den nærmeste fremtid – planlægger Norcem at opsamle 400.000 tons CO₂ årligt til en estimeret samlet omkostning med drift og vedligeholdelse fem år frem på omkring 8.3 mia. kr.

Fortum Oslo Varme

Fortum Oslo Varme producerer og leverer el og varme i Oslo Kommune. Værkets affaldsforbrændingsanlæg på Klemetsrud har en elproduktion på omkring 150 GWh årligt og en varmeproduktion på omkring 700 GWh årligt. Projektet vil ligeledes anvende aminobaseret-teknologi der planlægges at stå for en årlig CO₂ fangst på omkring 400.000 tons. Den totale omkostning af projektet med drift og vedligeholdelse i fem år frem er estimeret til omkring 9,7 mia. DKK.

Det er i begge projekter planlagt at transportere den opsamlede CO₂ med skibe til den samme midlertidige-lagerfacilitet på den norske vestkyst. Herfra ledes kuldioxiden videre gennem rørledninger til en salin akvifer omkring tre kilometer under Nordsøens havbund hvor kuldioxiden lagres. (Gassnova, 2016), (Gassnova, 2020)

BECCS-projekt i England

Drax

Drax Group har investeret i omegnen af 3.3 mia. kr. for et pilot-anlæg på Drax kraftværket i England, der er verdens største biomassefyrede kraftværk. Kraftværket har en 2.6 GW biomassefyret elkapacitet og en 1.29 GW kulfyret elkapacitet og producere omkring 18 TWh årligt. Pilotanlægget har været operativt i flere måneder og opsamler CO₂ fra et biomassefyret anlæg på værket. Drax Group har desuden igangsat et projekt i større skala bestående af et BECCS-anlæg på værket, der kan fange op imod 16 mio. ton CO₂ om året fra 2030 til 2050.

Erfaringer fra Canada

SaskPower

SaskPower er en Canadisk elforsynings virksomhed der driver og opererer en række kraftværker i Saskatchewan-provinsen i Canada. I 2017 etablerede SaskPower et aminer-baseret CCU demonstrationsanlæg i forbindelse med en levetidsforlængelse af en enhed på kulkraftværket Boundary Dam Power Station. Enheden har en elkapacitet på omkring 160 MW. Omkring 90 pct. af enhedens samlede CO₂-udledninger bliver opsamlet på værket og solgt til anvendelse i forbindelse med Enhanced Oil Recovery. Den Canadiske stat har bidraget ved at yde økonomisk støtte til projektet.

SaskPower har udgivet et feasibility studie af en Carbon Capture projekt på Shand Power Station beliggende ca. 12 km fra Boundary Dam Power Station. Shand Power Station har en elkapacitet på omkring 300 MW, omtrent det dobbelte af Boundary Dam. Feasibility studiet viser at det bl.a. baseret på erfaringsoverførsel fra Boundary Dam CCS-projektet kan være muligt at reducere omkostningerne markant. Beregningerne viser at der kan opnås en besparelse på omkring 67 pct. i investeringsomkostninger per nyttiggjort ton CO₂. I beregningen er der taget højde for umiddelbare forskelle mellem projekterne og afspejler primært omkostningsnedsættelse ift. erfaringsoverførsel og opskalering.

Twence WtE

Stor-skala pilotprojekt på vej i Holland

Twence affaldsforbrændingsanlæg i Hengelo i Holland producerer hvert år omkring 405 GWh el og omkring 420 GWh varme. Værket har underskrevet en aftale med Aker Solutions omkring levering af et simpelt CCU-værk der fra år 2021 årligt kan nyttiggøre 100.000 tons CO₂ fra affaldsforbrændingsanlægget. CO₂ opfanges fra røggassen og omdannes til flydende form der kan videresælges til gartnerier og industri. Der er ikke opgivet økonomisk data for projektet.

Der er flere interessante projekter på vej i Holland som der sammen med øvrige CCS-projekter findes mere om på Global CCS Institutes hjemmeside: <https://www.globalccsinstitute.com/>.

Vurdering af omkostninger forbundet med Carbon Capture

I dette afsnit angives et bud på omkostningerne ved Carbon Capture i en dansk kontekst. Afsnittet dækker CO₂ forbundet med to overordnede kategorier:

- Cementanlæg
- Energianlæg
 - Tilbygning til eksisterende anlæg
 - Sambygning i forbindelse med nye anlæg

Under energianlæg er der også inkluderet en vurdering af forskellen mellem tilbygning til eksisterende anlæg og sambygning med nye anlæg.

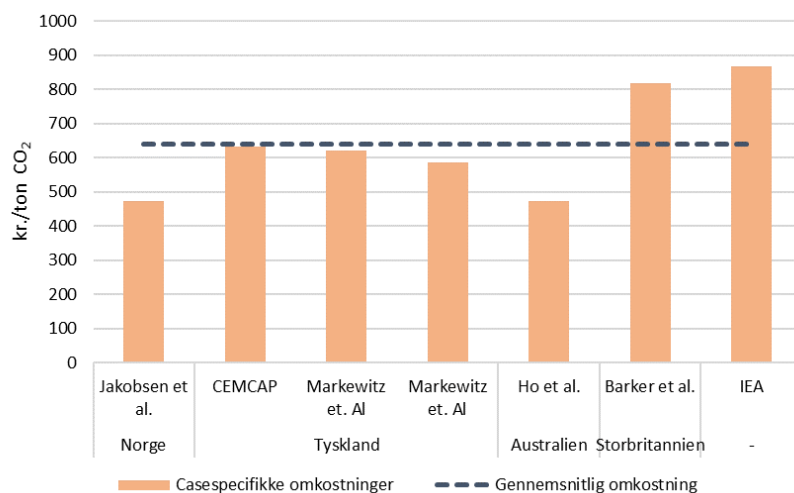
Derudover angives et bud på omkostninger for den resterende værdikæde:

- Transport
- Lagring

Vurderingen af omkostninger for tilbygning af Carbon Capture i forbindelse med cementproduktion samt transport og lagring udelukkende baseret på et litteraturstudie, hvorimod omkostningsvurderingen for energianlæg er baseret på selvstændige beregninger.

Omkostningsvurdering af CCS-tilbygning til eksisterende cementproduktion

På Figur 2 ses et overblik over forskellige omkostningsestimater for fangst af CO₂ i forbindelse med cementproduktion via post-combustion teknologi. Omkostninger stammer fra et litteraturstudie af CCS i forbindelse med cementproduktion udført af Markewitz et al. (2019). Omkostningerne er angivet i kr. pr. ton CO₂ og er ekskl. omkostninger forbundet med transport og lagring/nyttiggørelse.



Figur 2. Omkostningsoversigt for post-combustion Carbon Capture ved cementproduktion (ekskl. transport og lagring/konvertering) angivet i kr. pr. ton CO₂.
Data stammer fra (Markewitz et al. 2019).

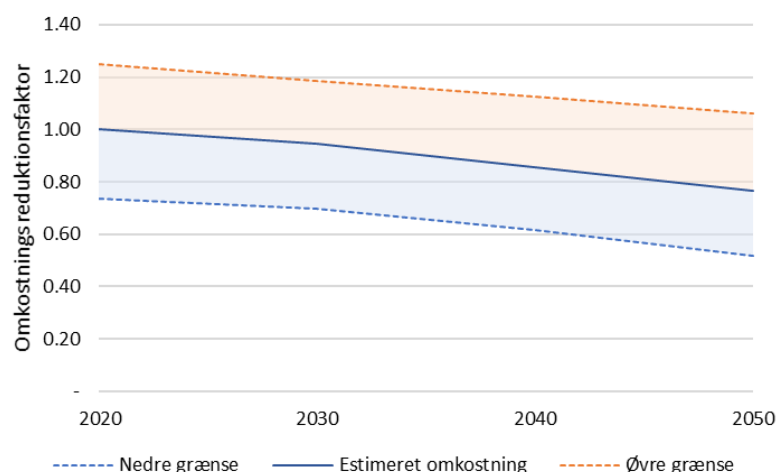
Studier viser at omkostninger forbundet med dampproduktion/import potentielt udgør den største omkostningsfaktor (mellem 30-40% af de samlede omkostninger) og den endelige pris i de forskellige studier er følsomme over for forskellige antagelser om dampkilde og energiomkostninger i de enkelte lande. Det skal derudover tilføjes at der er forskel på anlæggenes kapaciteter samt den procentmæssige fangst af cementproduktionens samlede CO₂ udledning varierer mellem 85-95%. Derudover er der forskellige designmæssige aspekter der afhænger af den specifikke case.

Den gennemsnitlige omkostning i ovenstående figur er på 640 kr. pr. ton CO₂. Den laveste observerede omkostning er 470 kr. pr. ton CO₂ og den højeste er 870 kr. pr. ton CO₂.

Fremskrivning af omkostningerne mod 2050 er baseret på et reduktions potentiale fra (DECC 2012). De anvendte fremskrivningsfaktorer er følgende:

- Estimeret fremskrivningsfaktor: 0.76
- Nedre grænse fremskrivningsfaktor: 0.71
- Øvre grænse fremskrivningsfaktor: 0.85

Figur 3 illustrerer den forventede udvikling i omkostningerne frem mod 2050, inkl. et usikkerhedsinterval baseret på ovenstående omkostningsvurdering og fremskrivning heraf.



Figur 3. Omkostningsreduktionsfaktor forbundet med etablering af Carbon Capture ved cementproduktion (ekskl. transport og lager) med usikkerhedsinterval frem mod 2050.

Det store usikkerhedsinterval i 2020 kan foruden ovennævnte være et udtryk for at teknologien stadig primært er i demonstrationsfasen og at nogle af casene angiveligt antager et FOAK (*First-Of-A-Kind*) anlæg, mens andre antager data for NOAK (*Nth-Of-A-Kind*) anlæg.

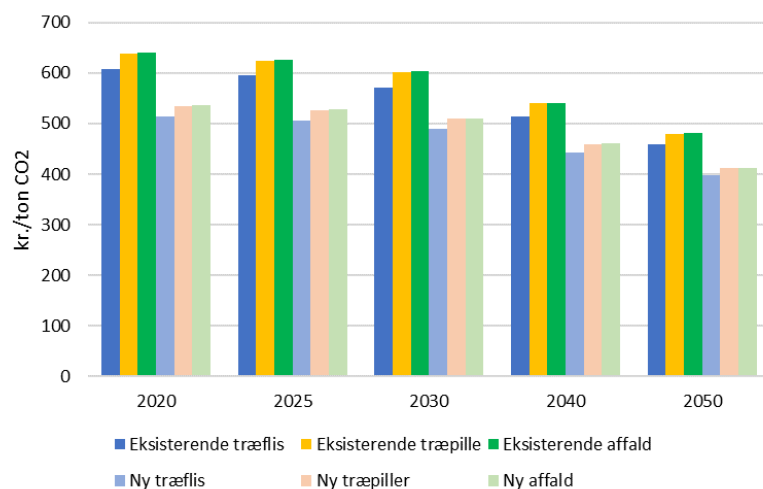
Omkostningsestimatet for et Capture anlæg tilsluttet cementproduktion samt det vurderede usikkerhedsinterval fremgår også af Tabel 2.

Fangstomkostninger ved cementproduktion					
kr./ton CO ₂	2020	2025	2030	2040	2050
Estimeret omkostning	640	629	606	547	489
Nedre grænse	470	445	445	395	332
Øvre grænse	800	758	758	720	680

Tabel 2. Omkostningsestimering af CO₂ fangst ved cementproduktion (ekskl. transport og lager) angivet i kr./ton CO₂.

Omkostningsvurdering af CCS ved energianlæg

På Figur 4 er en oversigt over de beregnede omkostninger ved både eksisterende og nybyggede træflis, træpille og affalds kraftvarmeanlæg. Som det fremgår af figuren stor variation i omkostningerne imellem de forskellige energianlæg. Beregningerne er foretaget med en samfundsøkonomisk rente på 4%. Omkostningerne er på niveau med CO₂-fangst ved cementproduktion.



Figur 4. Oversigt over estimerede omkostninger for CO₂-fangst ved energianlæg fra 2020-2050 angivet i kr./ton CO₂.

Omkostningerne er baseret på selvstændige beregninger baseret på data fra et omfattende litteraturstudie.

Det har været nødvendigt at lave en række antagelser i beregningerne. Nogle af de centrale antagelser forholder sig til valg af dampkilde, energianlæggets indfyrede kapacitet samt fuldlasttimer.

Træfliskedler har været anvendt som dampkilde til samtlige kraftvarmeværker i denne beregning. Dette er valgt på baggrund af at det er beregnet til at være det billigste alternativ til f.eks. at anvende damp direkte fra kraftvarmeværket som ikke er undersøgt i forbindelse med dette notat. Det er desuden antaget at elbehovet dækkes af el produceret på kraftvarmeværket. Det betyder i praksis at kraftvarmeværkets el-virkningsgrad reduceres. Dette er indregnet ved at fratække en mistet el-indtægt.

Energianlæggets indfyrede kapacitet er antaget at være 400 MW, hvilket er vurderet til at repræsentere en andel af de centrale kraftvarmeanlæg. På Tabel 3 fremgår estimerede omkostningsfaktorer ved forskellige indfyrede kapaciteter på kraftvarmeværket ift. resultaterne i Tabel 5, Tabel 6 og Tabel 7. Hertil anvendt en skaleringsfaktor på Capture anlæggets investeringsomkostninger baseret på "the Six of Tenths Rule".

Estimeret omkostningsfaktor ved skalering					
MW	2020	2025	2030	2040	2050
100	1.49	1.47	1.46	1.44	1.42
200	1.19	1.19	1.18	1.18	1.17
400	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
800	0.87	0.88	0.88	0.88	0.89
1000	0.84	0.85	0.85	0.86	0.86

Tabel 3. Estimeret omkostningsfaktor ved forskellige indfyrede kapaciteter på energianlæg

Som det fremgår af Tabel 3 er der stordriftsfordele. De samlede omkostninger for et CO₂-fangst på et kraftvarmeværk med 1000 MW indfyret kapacitet er omkring 60 procent billigere sammenlignet med et kraftvarmeværk med 100 MW indfyret kapacitet.

Det er antaget at de relevante energianlæg har 4500-7500 årlige fuldlasttimer. Fuldlasttimer for eksisterende energianlæg er antaget til at være 6000 og for nybyggede anlæg er antaget en forøgelse på 1000 fuldlasttimer baseret på en forventning til en mere omkostningseffektiv produktion. Dette er sandsynligvis et højt estimat – særligt i 2050. På Tabel 4 fremgår estimerede omkostningsfaktorer ved forskellige årlige fuldlasttimer for kraftvarmeanlæggene ift. resultaterne i Tabel 5, Tabel 6 og Tabel 7.

Estimeret omkostningsfaktor ved forskellige fuldlasttimer					
Fuldlasttimer	2020	2025	2030	2040	2050
4500	1.24	1.23	1.22	1.22	1.21
6000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
7500	0.86	0.86	0.87	0.87	0.87

Tabel 4. Estimeret omkostningsfaktor ved forskellige årlige fuldlasttimer for energianlæg.

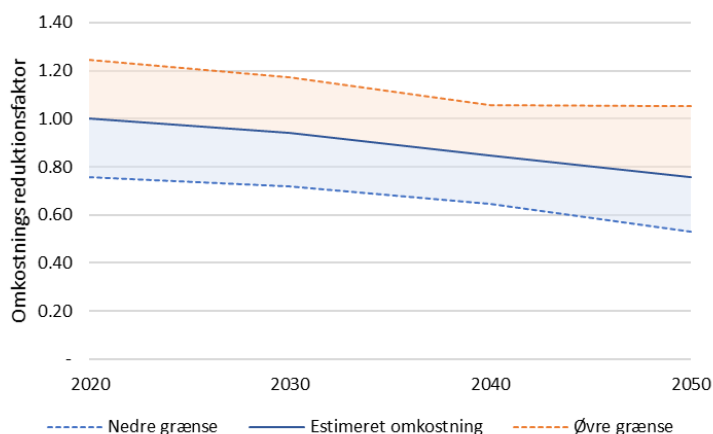
Det ses at anlæggets årlige fuldlasttimer har en effekt på CCS-omkostningerne, da en lavere drift vil resultere i en lavere udledning af CO₂, mens investerings- og faste D&V omkostninger er uafhængige af værkets fuldlasttimer.

For eksisterende energianlæg er der desuden antaget en levetid på 20 år, mens levetiden for nye anlæg er antaget til at være 25 år. Eksisterende energianlæg med korte resterende levetider vurderes ikke at være egnede til CCS, da omkostningerne i dette tilfælde vil være meget høje. Derudover er der anvendt en antaget reduktionsfaktor på 0.8 ved sambygning af Capture

anlægget med et energianlæg. Det vurderes dog at der er lav sandsynlighed for at der bygges nye kraftværker i Danmark frem mod 2050.

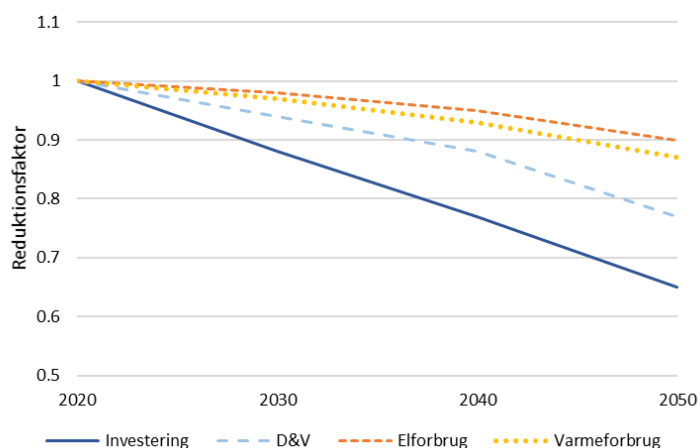
Derudover er det antaget at en femtedel af Capture anlæggets varmekonsum kan anvendes i fjernvarmenettet uden yderligere opvarmning og dermed reducere omkostningerne gennem varmeindtægter. Ved nogle anlæg vil det højest sandsynligt være muligt at nyttiggøre en større andel af overskudsvarmen gennem varmepumper der kan reducere omkostningerne. Dette kræver dog et individuelt studie af den enkelte case og er derfor ikke inkluderet i denne beregning.

På Figur 5 fremgår den resulterende omkostningsreduktionsfaktor for Capture anlæggene i tilknytning til energianlæg.



Figur 5. Omkostningsreduktionsfaktor forbundet med etablering af Carbon Capture ved energianlæg (ekskl. transport og lager) med usikkerhedsinterval frem mod 2050.

Faktorer der driver omkostningsreduktionerne, inkluderer forventede reduktioner i investerings- og D&V omkostninger gennem teknologilæring netværksdannelse. Dette er baseret på et vurderet reduktionspotentiale fra (DECC 2012). Derudover antages det at optimeret design vil resultere i et lavere energiforbrug. De anvendte reduktionsfaktorer fremgår af Figur 6.



Figur 6. Reduktionsfaktorer for investeringsomkostning, drift og vedligeholdelse, elforbrug og varmeforbrug.

De resulterende omkostninger ved eksisterende og nye energianlæg findes i Tabel 5. De nedre omkostningsgrænser fremgår desuden af Tabel 6 og de øvre grænser fremgår af Tabel 7.

Estimerede omkostninger ved energianlæg					
kr./ton CO ₂	2020	2025	2030	2040	2050
Eksisterende træflis	641	627	602	541	481
Eksisterende træpille	678	662	635	570	505
Eksisterende affald	680	664	637	572	507
Ny træflis	513	506	489	443	397
Ny træpiller	535	527	509	460	412
Ny affald	537	528	510	461	413

Tabel 5. Omkostningsestimering af CO₂ fangst ved eksisterende og nye energianlæg (ekskl. transport og lager) angivet i kr./ton CO₂.

Nedre grænse for omkostninger ved energianlæg					
kr./ton CO ₂	2020	2025	2030	2040	2050
Eksisterende træflis	486	476	458	411	337
Eksisterende træpille	514	502	482	433	352
Eksisterende affald	515	504	484	434	353
Ny træflis	390	385	373	337	282
Ny træpiller	407	401	387	350	292
Ny affald	408	402	388	351	292

Tabel 6. Nedre grænse for omkostninger ved CO₂ fangst ved eksisterende og nye energianlæg (ekskl. transport og lager) angivet i kr./ton CO₂.

Øvre grænse for omkostninger ved energianlæg					
kr./ton CO ₂	2020	2025	2030	2040	2050
Eksisterende træflis	799	781	751	674	672
Eksisterende træpille	845	825	792	710	709
Eksisterende affald	848	827	794	712	711
Ny træflis	639	630	609	551	545
Ny træpiller	667	656	634	572	567
Ny affald	668	658	635	574	569

Tabel 7. Øvre grænse for omkostninger ved CO₂ fangst ved eksisterende og nye energianlæg (ekskl. transport og lager) angivet i kr./ton CO₂.

Omkostningsvurdering af transport og lagring af CO₂

Det er vurderet at den mest realistiske lagring af CO₂ over de næste 10-20 år er offshore lagring i Norge. Omkostningsvurderingen af både transport og lagring af CO₂ er baseret på et studie udarbejdet af (Kjärstad et al. 2016). Studiet undersøger scenarier for transport og lagring af CO₂ for forskellige cases i de nordiske lande, herunder specifikke cases i Danmark. De estimerede omkostninger for transport af CO₂ fra Danmark til lagring i Norge fremgår af henholdsvis Tabel 8 og Tabel 9.

Transportomkostninger	
kr./ton CO ₂	2020-2050
Estimeret omkostning	150
Nedre grænse	50
Øvre grænse	201

Tabel 8. Omkostningsestimering af transport af CO₂ angivet i kr./ton CO₂.

Den nedre grænse for transportomkostninger er baseret på en antaget pris for transport til anvendelsesformål i Danmark og den øverste grænse er et usikkerhedsinterval for transport til Norge.

Lagringsomkostninger	
kr./ton CO ₂	2020-2050
Estimeret omkostning	167
Nedre grænse	0
Øvre grænse	209

Tabel 9. Omkostningsestimering af lagring af CO₂ angivet i kr./ton CO₂.

Den nedre grænse for lagringsomkostninger er baseret på at kuldioxiden bliver anvendt til Enhanced Oil Recovery. Hertil antages det at lagringsomkostninger overtages af aktøren der står for olieudvindingen og at denne aktør ikke betaler for kuldioxiden. Der findes eksempler verden over hvor EOR-aktøren betaler en pris for kuldioxiden. I dette tilfælde vil det medføre en omkostningsreduktion for CCS-anlægget. Den øverste grænse er et usikkerhedsinterval for lagring i Norge.

Litteraturliste

- Børsen. 2019. "Tek-no-lo-gi-en Er På Vej: Ud-skældt CO2 Kan Om-dan-nes Til Brænd-stof Og Pla-stik." <https://borsen.dk/sponsoreret/teknologien-er-paa-vej-udskaldt-co2-kan-omdannes-til-braendstof-og-plastik>.
- DECC. 2012. "Potential Cost Reductions in CCS in the Power Sector," no. May: 94. <https://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/47086/deccpotentialcostreductionsinccs.pdf>.
- Equinor. 2020. "Northern Lights - A European CO2 Transport and Storage Network." 2020. <https://northernlightscs.eu/>.
- Kjärstad, Jan, Ragnhild Skagestad, Nils Henrik Eldrup, and Filip Johnsson. 2016. "Ship Transport—A Low Cost and Low Risk CO2transport Option in the Nordic Countries." *International Journal of Greenhouse Gas Control* 54: 168–84. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.08.024>.
- Klimarådet. 2020. *Kendte Veje Og Nye Spor Til 70 Procents Reduktion*. file:///Users/SimonStrand/Downloads/70_pct_analyse.pdf.
- Markewitz, Peter, Li Zhao, Maximilian Ryssel, Gkiokchan Moumin, Yuan Wang, Christian Sattler, Martin Robinius, and Detlef Stolten. 2019. "Carbon Capture for CO2 Emission Reduction in the Cement Industry in Germany." *Energies* 12 (12): 1–25. <https://doi.org/10.3390/en12122432>.
- NIRAS. 2020. "CCS Og CCU Potentialer," no. 37295728: 1–15.
- reNEWS. 2020. "Orsted Consortium Plans Offshore Power-to-X Play," 2020. <https://renews.biz/60512/danish-firms-join-forces-on-13gw-wind-project/>.