

September 2022



TRANSPORT AF CO₂ I DANMARK – BARRIERER OG MULIGHEDER

Analyse udarbejdet for CCS-alliancen af
seniorrådgiver Finn Lauritzen

AXCELFUTURE
ERHVERVSLIVETS TÆNKETANK

HOVEDKONKLUSIONER

Uden CCS bliver Danmark aldrig klimaneutral. Den samme erkendelse er en række andre lande, og FN's klimapanel, IPCC, kommet til. Mange lande er derfor i gang med at udarbejde CCS-strategier og med at implementere dem. I Europa gælder det bla. Holland, Belgien og Tyskland – samt uden for EU også UK og i Norge. I Danmark er vi også gået i gang, bla. med et første udbud i 2022 af støtte til 0,4 millioner tons om året.

CCS er vigtig for at nå vores klimamålsætninger – men også for at nå dem på en omkostningseffektiv måde. Og samtidig kan dansk CCS muliggøre et nyt, grønt erhvervseventyr. EU-Kommissionen har offentliggjort skøn, der viser, at en meget stor del af den CO₂-emission fra hele EU, som ikke kan forhindres, med fordel kan lagres i Nordsøen – herunder selvsagt også i den danske del.

I denne analyse fokuserer Axcelfuture på muligheder for og barrierer imod effektive transportløsninger. Baggrunden er, at transport af CO₂ vil være krumtappen i en effektiv værdikæde for CCS – og også en vigtig del af værdikæden for CCU. Vores analyse peger på, at der er behov for politiske initiativer for at fjerne barrierer for et effektivt transportsystem. Vores vigtigste anbefalinger er:

- En effektiv transport kræver et godt rørsystem. Det er derfor afgørende at lægge grunden til velplanlagte rørinvesteringer. For at opnå stordriftsfordele, der kan nedbringe omkostningerne, skal der være politisk opbakning til at lægge rør, der ikke blot kan håndtere de små CO₂-mængder, der vil være tale om i starten, men også de mængder, der er mulige på længere sigt. Det danske CO₂-netbør optimeres i en europæisk kontekst, så vi kan lagre andre landes CO₂. Det kan ske ved at fremskynde udbuddene af lagringstilladelser og at lade lagringsoperatørerne efterspørge og samordne transporten.
- Alle væsentlige infrastrukturer i Danmark kan sikres gennem ekspropriation. Det gælder både transportforbindelser samt energiinvesteringer – el, gas, varme mv. Men der er ikke hjemmel til at ekspropriere de arealer, hvor CO₂-rørene skal lægges. Det betyder, at det kan blive svært at lægge CO₂-rør, og at de private lodsejere, hvis jord rørene skal gå igennem, stilles dårligere skattemæssigt. Det bør ændres hurtigst muligt.
- De transportoperatører, der skal investere i løsningerne, har brug for lange aftaler med de virksomheder, der fanger CO₂'en. Og det kræver igen sikre, stabile rammer for disse virksomheder – både økonomisk og regulatorisk. Men det har vi ikke i dag. Der mangler især regler for, hvad udlejerne af biogen CO₂ kan spare ved at fange CO₂'en frem for at udlede den. Der er kun et klogt svar på det spørgsmål: nemlig at indføre en negativ afgift på fanget og lagret biogen CO₂. Afgiften skal udgøre samme beløb som afgift plus kvotepris på fossil CO₂.
- En anden forudsætning for infrastrukturinvesteringer er klarhed over, hvor CO₂'en skal lagres. Det kan ske mange steder, både på land (onshore), tæt på land (nearshore) og i Nordsøen. Men investeringer i infrastrukturen forudsætter klarhed over mulighederne. GEUS er godt i gang, og der skal foretages en strategisk miljøkonsekvensvurdering. Jo før dette arbejde færdiggøres, jo bedre.
- Der skal også udpeges en myndighed – fx Sikkerhedsstyrelsen - der får ansvar for standarder og sikkerhed ved CO₂-transport, og som hurtigt kan fastlægge gode danske standarder på området, også for certifikater, der dokumenter, at biogen CO₂ er grøn.
- At transportere CO₂ er energiforbrugende i sig selv, og mulighederne for at anvende overskudsvarme fra kompressorer mv. til fjernvarme bør derfor undersøges
- Sidst, men ikke mindst, skal der etableres internationale aftaler og standarder for, at et land kan lagre CO₂ i et andet lands undergrund. EU har annonceret lovgivning herom og vil offentliggøre forslag hertil ultimo 2022. Danmark bør i samarbejde med andre EU-lande arbejde for, at disse regler hurtigst muligt kommer på plads.

RESUME OG ANBEFALINGER

Med denne analyse lægger Axcelfuture op til faglige drøftelser i CCS-alliancen om væsentlige muligheder for alle involverede aktører på området. Dvs. hvad er de realistiske muligheder her i 2022 for at etablere transportløsninger, der kan bidrage til at gøre det realistisk og attraktivt at byde i nogle af de udbud, der kører for øjeblikket, eller må forventes i de kommende år? Hvad kan udbyderne af forskellige transportløsninger selv gøre, og hvilke rammevilkår skal forbedres for at fremme gode transportløsninger?

Vi har valgt at sætte fokus på transportområdet, fordi det pt. er underbelyst i den tekniske og økonomiske litteratur på området set i forhold til de teknologiske udfordringer med at forbedre fangstteknologierne.

Transporten er krumtappen i gode CCS-løsninger. Transporten binder CO₂-fangsten sammen med lagring – og anvendelse. Og transporten er i endnu højere grad end fangst og lagring præget af stordriftsfordele - i et sådant omfang, at dele af transportinfrastrukturen, nemlig rørtransporten, kan karakteriseres som et naturligt monopol - dvs. en infrastruktur, det for en givet strækning er uøkonomisk at have mere end en af¹. (Det er derimod ikke nødvendigt, at samme virksomhed står for alle strækninger). Rørinvesteringerne adskiller sig også fra andre dele af CCS-værdikæden ved, at en stor del af investeringerne i rørforbindelser kan have meget lang levetid - op mod 100 år.

Det er derfor særdeles hensigtsmæssigt, at Evida, der ejes af Finansministeriet, ultimo 2021 har fået en ny formålsbestemmelse, der tillader Evida at etablere og drive CO₂-rørledninger. Som statsejet virksomhed kan Evida nøjes med en kalkulations-reallrente på 3,5 pct. pa², hvilket er væsentligt lavere end private investorers forrentningskrav.

Vi vil i øvrigt understrege, at vi vurderer, at Evida har de nødvendige kompetencer til at varetage opgaven med at etablere og lægge en CO₂-infrastruktur, og vi har haft en god dialog med Evida under udarbejdelsen af denne analyse. Det vil imidlertid også være muligt for andre at gøre dette. Et eksempel herpå er Energinet. Det vil lokalt også være muligt for fx havne at etablere og drive en rørstruktur, fx i kombination med mellemlagre, eller i kombination med rørtransport af andre gasser, så der kan opstå synergier. ADP har således offentliggjort planer om en lokal CO₂-rør-infrastruktur i og omkring Fredericia³. Vi ser en vis konkurrence, også på dette felt, som nyttig.

Analysen peger på en række barrierer, der skal håndteres for at bane vej for investeringer i transport

¹ "Naturligt monopol" betyder, at det mellem to punkter altid vil være mere effektivt med to rør end med et. Det betyder imidlertid i denne sammenhæng ikke, at der bliver fravær af konkurrence. Hvis forskellige selskaber vinder retten til lagring på forskellige egnede lokationer kan der for nogle udledere være konkurrence om den samlede pakke af transport og lagring

² Kilde: https://fm.dk/media/18371/dokumentationsnotat-for-den-samfundsoekonomiske-diskonteringsrente_7-januar-2021.pdf. Det bemærkes endvidere, at når tidshorizonten er længere end 35 år, udgør den reale diskonteringsrente kun 2,5 pct. pa.

³ [Energy Infrastructure - ADP \(adp-as.dk\)](https://www.adp-as.dk/energy-infrastructure)

og infrastruktur på CO₂-området. De vigtigste anbefalinger i denne forbindelse er:

1) Det er usikkert, hvor store mængder dansk CO₂, der skal fanges og lagres. Det er endnu mere usikkert, i hvilket omfang Danmark kan "eksportere" lagring ved at gøre det muligt at lagre andre landes CO₂ i den danske undergrund. Men da det er vigtigt, at en dansk CO₂-infrastruktur indrettes, så vi kan modtage CO₂ fra andre lande, er det vigtigt, at CO₂-rørene ikke bygges for små fra starten. I de udbud, der foregår her i 2022, er byderne nødt til at planlægge med små rør, designet til den enkelte bydende udleder. For at sikre, at rørene bliver store nok til både at rumme andre danske udlederes CO₂ og også til at modtage CO₂ fra andre lande vil det være en god ide at fremrykke onshore udbuddene om lagringslicenser. Licensholderne kan så både konkurrere med hinanden og være med til at drive udviklingen i infrastrukturen.

2) Man kan endvidere ikke i dag ekspropriere arealer, når der skal etableres CO₂-rør - i modsætning til, når der skal etableres infrastruktur for el og gas. Dette bør hurtigst muligt ændres.

3) Med det seneste politiske forlig om CO₂-afgifter, som blev indgået i juni 2022, er rammerne for den fremtidige beskatning af fossile CO₂-udledninger kommet på plads. Der er imidlertid ikke tilvejebragt klarhed over forholdene for udledning af biogen CO₂. Biogen CO₂, der fanges og lagres, bør modtage tilskud af samme størrelse som beskatningen af fossile CO₂-udledninger, og rammerne herfor bør klarlægges så hurtigt som muligt for at gøre det muligt for udledere af biogen CO₂ at foretage CCS-investeringer. Danmark bør også arbejde for, at BECCS⁴ indarbejdes i det europæiske kvotesystem.

4) De kommende års investeringer i infrastruktur til transport af CO₂ kræver en afklaring af de geologiske lagringsmuligheder. Alt taler for, at det vil være omkostningseffektivt fx at lagre CO₂ ved Havnsø på Sjælland og ved Gassum, Jammerbugten eller ud for Hanstholm i Jylland. Denne afklaring forventes at tage samlet op til 1½ år fra i dag. Herefter skal Energistyrelsen udarbejde en strategisk miljøkonsekvensvurdering⁵.

5) Det er også nødvendigt at fastlægge standarder for CO₂'en og at tage beslutninger om krav til tryk, temperatur, renhed osv. Der skal først og fremmest udpeges en myndighed, der har ansvaret for det. Internationalt er der store forskelle på, hvor ren, CO₂'en skal være – dvs. i hvilket omfang, andre stoffer – især vand – kan tillades. Standarden kan have betydning for, hvordan rør, ventiler, kompressorer mv. skal designes. Standarden bør fastlægges hurtigst muligt på europæiske og helst globalt niveau.

En særlig standard er nødvendig for at sikre, at biogen CO₂ kan bruges til PtX-produkter, også selv om CO₂-er har været transporteret "side om side" med fossil CO₂.

6) At transportere CO₂ er i sig selv energikrævende. Et system, der kan transportere 5 Mtpa⁶ vil i sig selv kræve el svarende til ca. 1 pct. af Danmarks elforbrug. Det vil derfor være en god ide systematisk at undersøge, om og hvordan overskudsvarme fra kompressorer mv. kan bruges i fjernvarmesystemet.

7) Endelig er der en række internationale regler og aftaler, der skal bringes på plads, så der etableres

⁴ Biological Emissions Carbon Capture and Storage

⁵ Denne afklaring er sket for Nordsøen

⁶ Million tons per annum (millioner tons om året)

et klart juridiske grundlag for, at Danmark kan lagre andre landes CO₂. Det drejer sig både om danske regler og om EU-regler. Der skal også etableres internationale standarder for, hvornår lagret CO₂ kan betragtes som fuldt biogen, og hvordan dette dokumenteres.

TRANSPORT AF CO₂ ER KRUMTAPPEN I DEN SAMLEDE CCUS-VÆRDIKÆDE

Transport af CO₂ er en uundgåelig del af værdikæden for håndtering af indfanget CO₂ - både når CO₂'en skal lagres i undergrunden (dvs. som CCS) eller anvendes industrielt (dvs. som CCU). Generelt kan CO₂'en transporteres på 4 måder, nemlig via en rørforbindelse eller med skib, jernbane eller lastbil. Jernbanetransport af CO₂ kan principielt være et bæredygtigt alternativ, men anvendes imidlertid meget lidt internationalt, fordi transportformen er ufleksibel i forhold til placeringen af CO₂-kilder og mulige lagringslokationer, og vi vil derfor se bort fra jernbanetransport i denne analyse.

Især i Nordamerika (USA og tildels Canada) er der mange års erfaring med transport af CO₂ som led i EOR⁷ - dvs. at CO₂'en er blevet anvendt til at øge olie- og gasproduktionen. Globalt er der over 8000 km CO₂-rør og visse - om end kvantitativt set begrænsede - erfaringer med skibs- og lastbiltransport. Teknologierne til transportløsningerne bygger i et vist omfang på erfaringerne med transport af andre gasser, især naturgas, selv om der er en række vigtige tekniske forskelle på CO₂ og naturgas. Men der er generelt den store forskel på CO₂-fangst og CO₂-transport, at hvor der stadig er et meget stort behov for forskning og teknologiudvikling på fangstområdet, især for at få energiforbruget og dermed omkostningerne til CO₂-fangst ned, så er der på transportområdet især behov for etablering og skalering af stærke transportvirksomheder samt for en infrastruktur for CO₂-transport. Transportløsningerne er således allerede på et såkaldt TRL⁸-niveau på 8 eller 9.

Med infrastruktur menes rørforbindelser (inkl. anlæg til tryksætning og monitorering), men også faciliteter til at losse og laste CO₂ fra lastbiler og skibe, samt til mellemlagring på havne og lastvognsterminaler.

Hovedproblemet i forhold til at tilvejebringe sikre og billige transportløsninger er, at infrastrukturinvesteringerne skal afskrives over en længere årrække for at være rentable samtidig med, at det er meget usikkert, hvor stort markedet for CO₂-transport- og lagring vil være både på kortere, mellemfristet og langt sigt. Denne usikkerhed afhænger både af markedsmæssige forhold (herunder af hvordan de teknologiske muligheder for CO₂-fangst udvikler sig), men også i høj grad af politiske forhold - hvordan udvikler støttemulighederne sig på kort sigt, og hvordan udvikler CO₂-prisen (inkl. afgifter) sig.

⁷ Enhanced Oil Recovery

⁸ TRL betyder Technology Readiness Level og angives på en skala fra 1 til 9, hvor 9 angiver fuld markedsmodning.

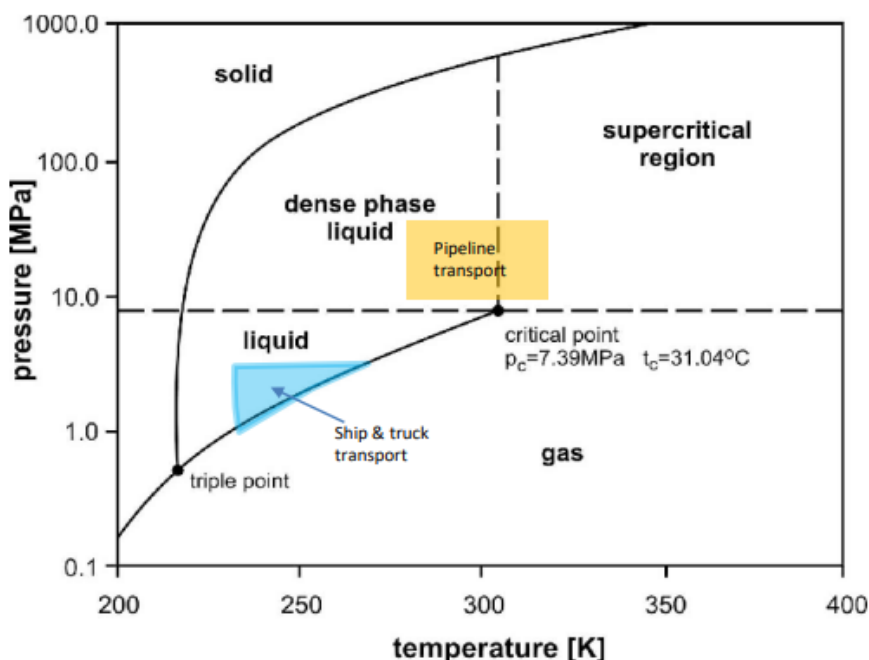
SIKKERHED OG STANDARDISERING

CO₂ kan både være fast, flydende og i luftform, jf. figur 1.

CO₂ i fast form er tøris, som er svær at håndtere og transportere. CO₂, der transporteres med skib eller lastbil, er normalt flydende (vist som et blåt område i figur 1), idet densiteten (vægtfylden) er alt for lille i gasform. Ved et tryk på over 74 bar (7,39 MPa, angivet ved den vandrette stiplede linje i figur 1) skifter CO₂'en karakter og bliver enten "tæt" eller "superkritisk", hvilket i det sidste tilfælde reducerer gnidningsmodstanden ved transport. De fleste rørtransporter anvender derfor tryk over 74 bar.

Ved håndteringen af CO₂ er det vigtigt, at CO₂'en er ren. Hvis der er vand i CO₂'en, kan vandet indgå i forbindelser, der giver risiko for korrosion, ligesom der kan opstå kondens, isklumper eller gashydrat, der kan sætte sig fast i kompressorer, rør og fittings mv. En lang række andre stoffer (brint, kulbrinter, ilt, kvælstof, SO₂ og H₂S mv.) kan give tilsvarende problemer. Tilstedeværelsen af alle sådanne stoffer er naturlig eller uundgåelig i mange af de røggasser, som CO₂'en fanges fra, og kan være umulig at undgå fuldstændigt. CO₂'ens renhedsgrad er også et økonomisk spørgsmål, idet omkostningerne ved at rense andre stoffer end CO₂'en fra stiger stærkt, når grænseværdierne går mod nul.

FIGUR 1. CO₂-FASER



Kilde: Energistyrelsens teknologikatalog. 0,1 MPa (Mega-Pascal) svarer ca. til 1 bar eller ca. atmosfæres tryk. Temperaturen angivet i Kelvin (K) svarer til temperaturen angivet i grader Celcius plus 272,15.

De fleste virksomheder, der er involveret i transport, har egne krav til CO₂'en. Men der udestår et vigtigt arbejde med at etablere en europæisk standard for CO₂, der skal transporteres mellem europæiske lande, både med rør, lastbil og skib. Det haster med at etablere en sådan standard, idet den vil påvirke udformningen af såvel fangstudstyr som transportfaciliteter, som skal investeres i de kommende år.

Forestiller man sig et CO₂-net, som både kan understøtte CCS og CCU med adskillige CO₂-punktkilder tilknyttet, så vil det være fordelagtigt at drive det ved lavt tryk. Det skyldes, at et CO₂-net driftet ved højt tryk pålægger samtlige CO₂-kilder at investere i en højtrykskompressor, som har en højere CAPEX end en lavtrykskompressor. Derudover forventes visse CCU-processer at skulle bruge CO₂'en ved lavt tryk og mindsker dermed den merinvestering, som vil være krævet, hvis CO₂'en sikkerhedsmæssigt skal konverteres fra flydende form til gasform på industriarealer. I tilfældet med flere CCUS-aktører tilknyttet vil det være mere optimalt at samle gaskonditioneringen ét sted, hvis CO₂'en skal fordråbes med henblik på lagring, f.eks. i en havn.

Sikkerhedsmæssigt er den afgørende forskel mellem CO₂ og andre gasser, som der er et væsentligt transportmarked for - primært naturgas - af CO₂'en ikke er brændbar og derfor ikke kan eksplodere. Det betyder dog ikke, at CO₂ er ufarlig. CO₂ er tungere end atmosfærisk luft. CO₂, der lækker fra et rør, kan derfor lægge sig som en "dyne" over jorden og medføre kvælningsulykker. Risikoen herfor kan mindskes ved at tilføje duftstoffer og sporingsstoffer, så lækager i CO₂-rør opdages hurtigt. Og generelt mindskes risikoen ved rørført CO₂ med høje sikkerhedskrav, der implementeres ved etableringen og allerede i designfasen. En god up-to-date gennemgang af forhold vedr. sikkerhed, natur og miljø ved CO₂-transport er givet af COWI i 2021⁹.

Vi har ved gennemgang af international litteratur på området ikke fundet eksempler på dødsfald som følge af lækager ved CO₂-transport.

Vores kilder peger på, at det basale problem, der ligger "bag" uenighed om standarder er, at kravene til, hvor ren, CO₂'en skal være, er skarpere hos industrielle kunder, der skal anvende CO₂'en til PtX eller fx fødevarer, end hos transportvirksomhederne og de virksomheder, der har ansvar for lagring i undergrunden. En standard skal så at sige finde et kompromis mellem disse forskellige kunders krav – og der kan være ekstraomkostninger forbundet med renhedskrav, der er mere vidtgående end nødvendigt. Klimaministeriet-, Energi- og Forsyningsministeriet har oplyst over for os, at ministeriet har bedt Dansk Standard om at opprioritere arbejdet med at arbejde for en CO₂-standard, både på dansk og europæisk plan.

Et andet udestående problem er at udpege en myndighed, der i Danmark er ansvarlig for sikkerhedskrav og standarder. For de fremtidige brintrør er det Sikkerhedsstyrelsen, mens det for naturgasrør er Arbejdstilsynet. Det vil formentlig være mest hensigtsmæssigt, at Sikkerhedsstyrelsen får ansvar for de fremtidige CO₂-rør, men dette bør afklares hurtigst muligt¹⁰.

⁹ [CCS undersøgelse - sikkerhed, natur og miljø \(ens.dk\)](#)

¹⁰ Det bør så vidt muligt også være samme myndighed, der har ansvaret for standarderne langt hele CCUS-værdikæderne

RØRTRANSPORT

Ifølge IEA (2020) findes der i dag over 8000 km CO₂-rør. Langt størstedelen heraf findes i dag i Nordamerika, jf. tabel 1. Alle de viste CO₂-rør anvendes til EOR, hvor renhedskravene til CO₂'en er mindre end til de kommende CCS- og CCU-formål.

Den eneste betydende producent af energirelaterede rør i Danmark, Logstor, producerer isolerede fjernvarmerør og ikke gasrør. Wavin og Uponor, som leverer rør, anvender plastrør, og har en del medarbejdere i Danmark til serviceopgaver, men ingen produktion. På europæisk plan er betydelige rørproducenter Tenaris (Luxembourg-ejet) og Europipe (tysk). Der er en række store kinesiske producenter med betydelige markedsandele globalt, især Shengli.

De fleste CO₂-rørforbindelser anvender et tryk på ca. 120 bar, så CO₂'en er i tæt flydende eller i superkritisk form.

TABEL 1. ETABLEREDE CO₂-RØR FORDELT PÅ LANDE

Country	System	Length (km)	Capacity (Mt/year)
United States	Permian Basin (West Texas, New Mexico, Colorado)	4 180	
	Gulf Coast (Mississippi, Louisiana, East Texas)	1 190	
	Rocky Mountains (Colorado, Wyoming, Montana)	1 175	
	Midcontinent (Oklahoma, Kansas)	770	
	Other (North Dakota, Michigan)	345	
Canada	Alberta Carbon Trunk Line	240	14.6
	Quest	84	1.2
	Saskatchewan	66	1.2
	Weyburn	330	2
Norway	Hammerfest	153	0.7
Netherlands	Rotterdam	85	0.4
United Arab Emirates	Abu Dhabi	45	
Saudi Arabia	Uthmaniyah	85	

Kilde: IEA, 2020: CCUS in Clean Energy Transitions

En del af omkostningerne til rørtransport er kapitalomkostninger, dvs. omkostninger til forrentning og afdrag på etableringsomkostningerne. En del af omkostningerne, nemlig arbejdet forbundet med at gennemføre gravearbejdet og at opnå de nødvendige rettigheder mv., er mere eller mindre uafhængige af rørets størrelse. Omkostningerne til selve røret, som er særligt hårdt stål, med en indre

plastikbelægning, afhænger - for hver km rør - nogenlunde lineært af rørets diameter. Men da transportkapaciteten afhænger af tværsnitsarealet, og dermed af kvadratet på rørdiameteren, er der betydelige skalafordele ved øgede transportmængder på en givet strækning.

De fleste rør vist i tabel 1 er ejet af olievirksomheder, og opbygningen af rør til CO₂-transport med henblik på CCS er kun i sin vorden, og det er derfor svært at pege på fælles internationale tendenser. Det foreløbige billede i bla. Norge (Northern Lights-projektet), Holland (Porthos og Aramis-projekterne) samt i UK er fælles offentligt-privat ejerskab, ofte i form af en aktieselskabsstruktur eller et joint venture.

Der findes en del internationale kilder med skøn over omkostningerne ved at etablere rørforbindelser. Af større nytte i en dansk kontekst er imidlertid, at Evida har udarbejdet skøn for omkostningerne ved at etablere danske CO₂-rør. De vigtigste omkostningsantagelser og de heraf følgende omkostningsskøn er vist i tabel 2.

TABEL 2. OMKOSTNINGER TIL ETABLERING OG DRIFT AF CO₂-RØR I DANMARK PÅ LAND

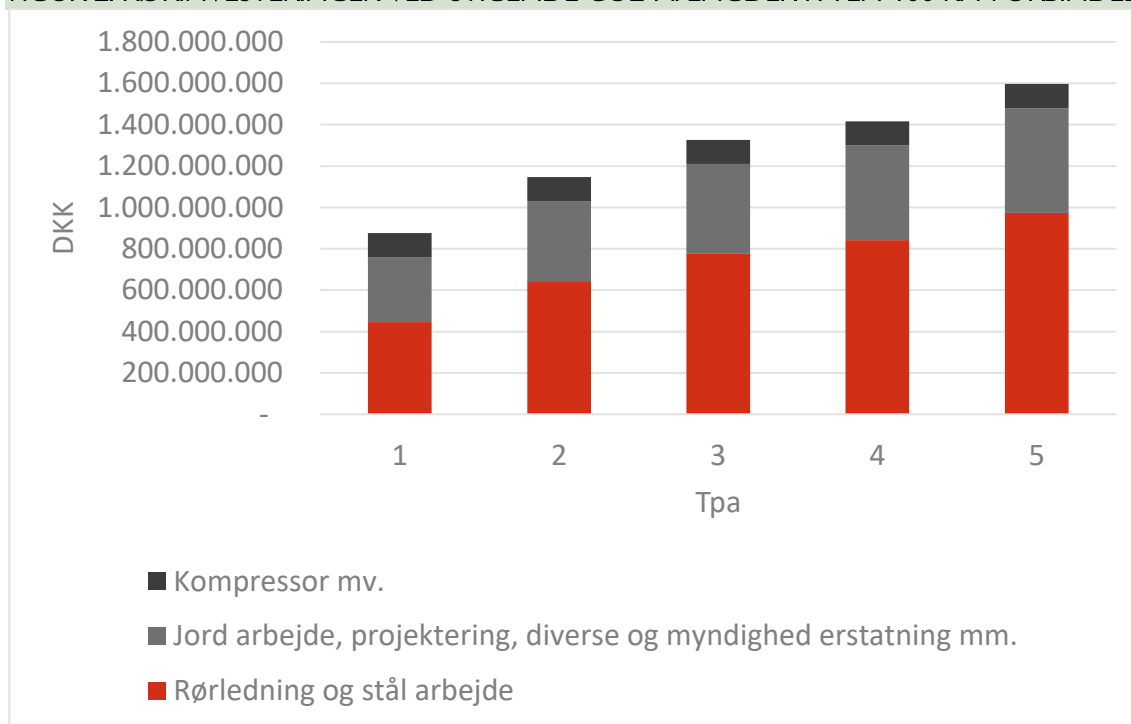
Generelle antagelser:			
Diskonteringsrente: 3,5 pct. pa		Afskrivningsperiode, rørledningsanlæg: 50 år	
Afskrivningsperiode, kompressor og pumpeanlæg: 15 år		Omkostninger til el pr kWh: 80 øre	
Omkostninger til jord, projektering mv. pr km rør: 3,1 mio. kr.		Rørtykkelse: 1,27 cm	
Omkostninger til rør pr km: 4,5 mio kr.		Omkostninger til kompressor mv. pr 100 km rør: 116 mio. kr.	
Diameter ved transport i gasform (30 bar): 46 cm		Diameter ved transport i flydende form (140 bar): 22 cm	
Transportomkostninger pr tons CO ₂ ved en samlet transporteret mængde på 1 mio. tons CO om året:			
Transport i gasform:		Transport i flydende form:	
CAPEX, jord, projektering mv:	15 kr/ton	CAPEX, jord, projektering mv:	8 kr/ton
CAPEX, rørledningen:	21 kr/ton	CAPEX, rørledningen:	10 kr/ton
CAPEX, kompressor mv.:	10 kr/ton	CAPEX, kompressor:	10 kr/ton
Komprimeringsomkostninger mv.:	58 kr/ton	Komprimeringsomkostninger mv.:	75 kr/ton
Samlede omkostninger:	103 kr/ton	Samlede omkostninger:	103 kr/ton

Kilde: Egne beregninger på basis af data fra Evida. De faste omkostninger pr km rør, som er angivet i tabellen, gælder for et flow på 1-2 Mtpa, som er jævnt fordelt over året. Hvis en virksomhed fx udleder en stor del af sin samlede emission i fyringssæsonen vil det kræve et større og dermed tykkere og dyrere rør

Evida vurderer således, at virksomheden er i stand til at transportere CO₂ for ca. 100 kr pr tons¹¹.

Et vigtigt spørgsmål for Evida vil være, hvor stor en kapacitet rørene skal have, hvis Evida i første omgang kun kan indgå kontrakter på måske 0,5-1 Mtpa, men samtidigt har realistiske forhåbninger om transport af CO₂-mængder, der udgør en stor andel af Danmarks CCS-potentiale på op til 8 Mtpa (og som vi uddyber i et senere afsnit). Vi har derfor bedt Evida vurdere anlægsomkostningerne til en rørføring på 100 km (svarende til København-Havnsø) ved en transportmængde på 1-5 Mtpa. Resultaterne er vist i figur 2. En tommelfingerregel vil være, at en 5-dobling af rørets kapacitet medfører mindre end en fordobling af rør-investeringerne¹². Der er mao. betydelige skalafordele ved rørtransport af stigende CO₂-mængder.

FIGUR 2. RØRINVESTERINGER VED STIGENDE CO₂-MÆNGDER PÅ EN 100 KM-FORBINDELSE



Kilde: Data fra Evida og egne beregninger. Det er forudsat, at Evida i investeringssituationen alene etablerer kompressorer svarende til en mængde på 1 Mtpa (og afventer yderligere kompressor-investeringer indtil de forøgede mængder kommer).

De vist omkostningsskøn afhænger selvsagt af de prisantagelser, der er vist i tabel 2. I løbet af det seneste år har Evida opdateret omkostningsskønnene for rør og rørlægning til næsten det dobbelte, og der er således taget højde for den seneste markedsudvikling i denne analyse – og det er mao. antaget, at denne omkostningsstigning varer ved. Hvis fx entreprenørmarkedet på sigt har faldende omkostninger, vil dette lede til lavere skøn for de samlede omkostninger end vist i tabel 2.

De aktuelle elpriser (i august 2022) er væsentligt højere end 80 øre/kWh, men her har vi valgt at

¹¹ Det er her antaget, at Evida drifter kompressorerne. Det er også muligt, at fangsoperatørerne ønsker at stå for denne drift, så de fx selv kan udnytte overskudsvarmen.

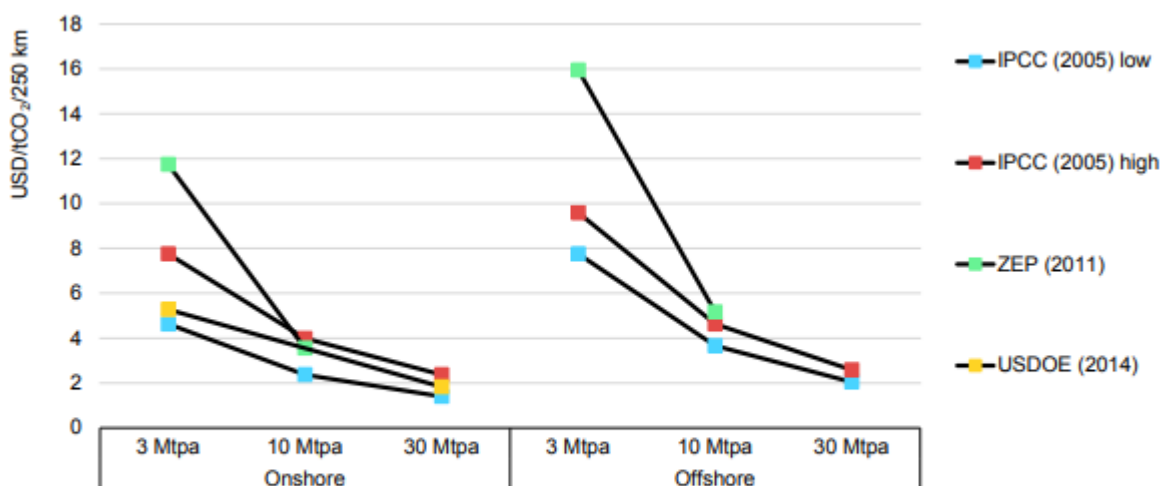
¹² Ifølge Evida skøn stopper skalafordelene dog ved ca. 4Mtpa

lægge en prisprognose svarende til Energistyrelsens basisfremskrivning til grund, og dermed antaget en gradvis "normalisering" i ft de aktuelle prisniveauer.

En god, international kilde til sammenligninger af omkostninger til rørtransport er IEA, 2020b: Energy Technology Perspectives, jf. figur 3. Evida's omkostninger på ca. 100 kr pr ton CO₂ svarer til 13-14 dollar, men for en mindre mængde (nemlig 1 Mtpa¹³) end den mindste mængde vist i IEA's analyse. Korrigeret for dette ligger omkostningerne på nogenlunde samme niveau.

Det er interessant, at rørtransport af CO₂ som nævnt ovenfor i de fleste andre lande foregår under højt tryk og dermed i flydende form, mens Evida anbefaler transport af CO₂ i gasform under lavere tryk. Når Evida regner med lavere omkostninger ved transport af CO₂ i gasform, skyldes det, at man derved undgår en del af komprimeringsomkostningerne. Disse omkostninger er høje, fordi det er energikrævende at tryksætte CO₂'en. Det er imidlertid tvivlsomt, om hele denne tryksætning også er en reel meromkostning, når man ser på hele værdikæden. Når CO₂'en skal injiceres i undergrunden, skal den nemlig alligevel være flydende eller under højt tryk. Det samme gælder, hvis CO₂'en skal transporteres videre med skib (eller lastbil). Hvis derimod CO₂'en skal anvendes til andre formål (CCU), behøver den som regel ikke være tryksat.

FIGUR 3. IEA'S SKØN FOR OMKOSTNINGERNE VED RØRTRANSPORT AF CO₂



Note: ZEP = Zero Emissions Platform; USDOE = United States Department of Energy.

Source: Based on Rubin, E. S., Davison, J. E. and Herzog, H. J (2015), The cost of CO₂ capture and storage.

Spørgsmålet om, hvordan de samlede omkostninger til at gøre CO₂'en flydende kan minimeres, er imidlertid komplekst, for – som det også fremgår af figur 1 – kan dette både ske ved tryksætning og ved afkøling, og begge processer er energikrævende. Forskellen er blot, at det hverken er relevant eller fysisk muligt at holde temperaturen nede ved rørtransport over større afstande, og her er det således kun ved tryksætning, at CO₂'en kan gøres flydende.

Evida vurderer, at den teknisk og økonomisk bedste løsning på dette problem er at transportere CO₂'en i gasform i et dansk rørsystem, men i flydende form, når transporten skal ske med skib eller lastbil. Andre i markedet vurderer, når der skal tages højde for de store udenlandske CO₂

¹³ Vi anvender generelt i dette notat forkortelsen Mtpa – million tons (CO₂) per annum, dvs. om året

mængderne vil det være bedre at transportere CO₂'en under højt tryk i flydende form. Argumentet for dette er, at det vurderes at være billigere og at den nødvendige infrastruktur til kompression (især direkte adgang til transmissionsnettet) ikke vil være til stede ved lagrene.

Fsva angår ejerskab af CO₂-rør vurderer vi, at rørene er et naturligt monopol, og at dette taler for offentligt eje – bortset fra de situationer, hvor rør i forvejen er ejet af andre operatører, eller hvor der kan være særlige synergier i ft. fangstprocesserne eller anvendelsen af CO₂ til CCU. Der er dog delte meninger om dette - COWI har fx i 2022 udarbejdet en rapport for C4 med en bredere gennemgang af forskellige modeller, som ikke entydigt peger på statsligt ejerskab¹⁴.

CO₂-TRANSPORT MED SKIB

CO₂-transport med skib i mindre mængder har været brugt af bla. fødevareindustrien i en del år og er dermed ikke nyt. Således importerer såvel Strandmøllen som Linde i dag CO₂ til brug for produktion af føde- og drikkevarer. Men der er ikke erfaringer med skibstransport af CO₂ i de mængder, der er nødvendige som led i de foreliggende CCS-planer. De to danske rederier Evergas og Ultragas gik derfor for nogle år siden sammen om projektet Dan-Unity for, med støtte fra den Maritime Fond, at udvikle skibe, som kan transportere op til 10-15.000 tons CO₂. Projektet har ledt til udvikling af en prototype, som kan produceres i Korea. En kontrahering af et skib afventer dog indgåelse af transportkontrakter.

Den teknologiske udfordring ved CO₂-transport med skib er, at for at få "plads" til tilstrækkeligt meget CO₂ skal den være flydende og dermed have et tryk på mindst 15 bar (afhængig af temperaturen, jf. figur 1). Man kan derfor ikke anvende tanke mv. fra LNG-skibe (flydende naturgas), som normalt sejler med tanke med et tryk på ca. 6-7 bar. Tankene på et CO₂-skib skal simpelt hen have tykkere vægge - og er dermed også tungere. En anden teknisk udfordring er, at hvis skibet ikke bare skal kunne anvendes ved transporter fra havn til havn, men også kunne lægge til ved platforme på havet, skal det have et såkaldt dynamisk positioneringssystem. Det betyder, at skibet skal have ekstra skruer, så det ud over at kunne bevæge sig i skibets længderetning også kan sejle sidelæns. I modsat fald vil der være risiko for, at skibet i hård storm river platformen med sig.

De store og tunge tanke skal tænkes ind i skibets konstruktion, så skibet er fuldt sødygtigt også under vanskelige vejrforhold.

Grundlæggende er der også stordriftsfordele ved skibstransport af CO₂, ligesom ved rørtransport - men i mindre omfang. Det skyldes bla., at en række omkostninger ved skibet stiger, når skibet bliver større. Det må endvidere antages, at CO₂-skibe også skal kunne lægge til i mindre havne, med mindre CO₂-kilder, for at være fleksibelt til at dække transportbehovene.

I et studie, som Element Energy ultimo 2018 lavede for de engelske industriministerium¹⁵, finder

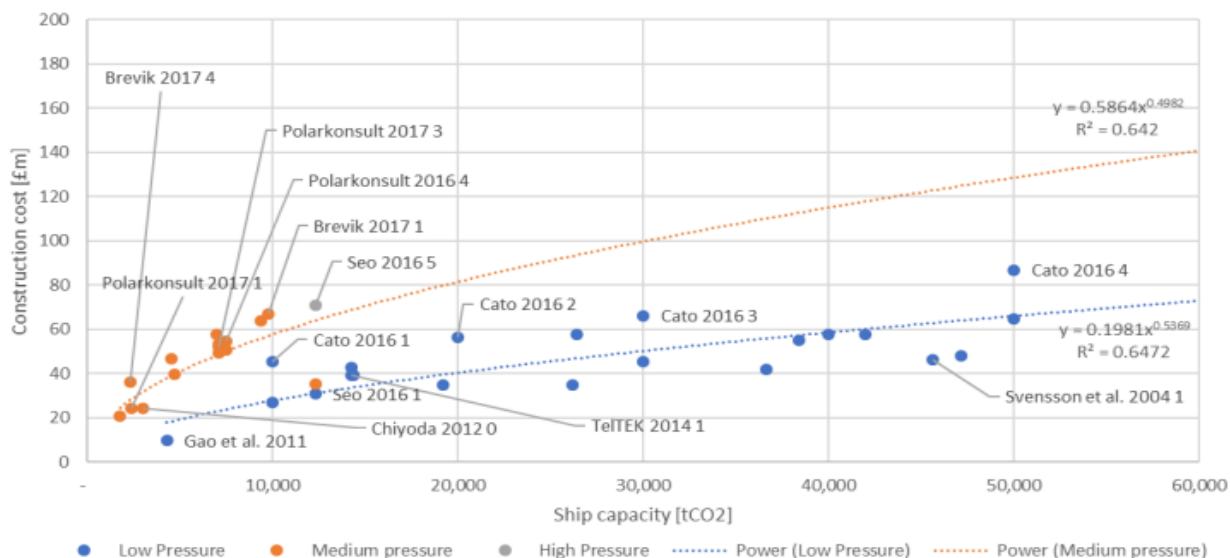
¹⁴ [Markedsundersøgelse af CO₂-transport i rør \(c4cph.dk\)](https://www.c4cph.dk/Markedsundersogelse-af-CO2-transport-i-ror)

¹⁵ Element Energy, november 2018: Shipping CO₂- UK Cost Estimation Study

forfatterne således stordriftsfordele ved store skibe, jf. figur 4.

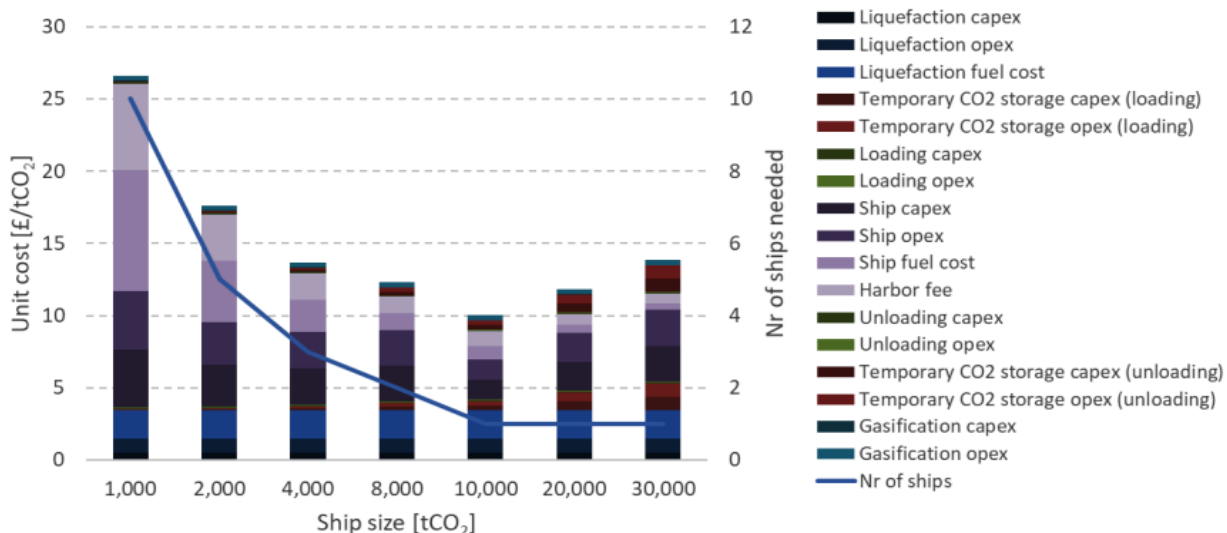
Forfatterne finder dog også, at for en konkret transportopgave med skibstransport af 1 Mtpa på en given 600 km lang rute er mest omkostningseffektiv med et skib, der kan laste 10.000 tons CO₂, jf. figur 5. For en større transportmængde vil den optimale skibsstørrelse være større. Den optimale størrelse på et CO₂-skib vil derfor kunne variere meget.

FIGUR 4. CAPEX FOR CO₂-SKIBE AF FORSKELLIG STØRRELSE



Kilde: Element Energy, 2018

FIGUR 5. OMKOSTNINGERNE VED SKIBSTRANSPORT AF 1 MTPA PÅ EN 600 KM RUTE



Kilde: Element Energy, 2018

For Dan-Unity projektet er et tentativt omkostningsskøn på 48 mio USD for et 7.500 m³-skib¹⁶, hvortil kommer udgifterne til et dynamisk positioneringssystem på 10-12 mio USD for at sådant skib (som ikke indgår i omkostningerne til det britiske studie). Dette skøn svarer nogenlunde til den

¹⁶ Skibets lasteevne kan både opgøres i tons og i m³. Men ved et tryk på 20 bar, og når CO₂'en er i flydende form, er dens vægtfylde tæt på en, hvorfor de to mål vil være næsten det samme.

orange, stiplede kurve i figur 4.

Det bemærkes endelig, at med de anvendte forudsætninger nås også i dette eksempel transportomkostninger på ca. 100 kr pr tons, nogenlunde svarende til Evida's omkostningsskøn ved landtransport nævnt i sidste afsnit.

Skibenes fordel i forhold til en offshore rørinfrastruktur er især den fleksibilitet og de muligheder, de giver internationalt. Skibstransport til danske lagringslokationer i Nordsøen vil være en oplagt mulighed, lige som skibe også kan bruges til transport til danske lokationer i Nordsøen samt til lokationer i andre lande.

CO₂-TRANSPORT MED LASTBIL

CO₂-transport med lastbil anvendes i hele verden kun, når der er tale om mindre mængder, eller ved transport i kortere perioder, hvor det ikke kan betale sig at etablere rør. Der er derfor færre internationale omkostningsstudier på dette område end for rør- og skibstransport. Evida har imidlertid, med udgangspunkt i Energistyrelsens teknologikatalog¹⁷, til brug for denne analyse udarbejdet omkostningsskøn for lastbiltransporten for et tænkt eksempel, hvor 68.000 tons CO₂ pr år skal transporteres over en distance på 50 km. Omkostningsantagelserne og resultaterne fremgår af tabel 3.

Som tabellen viser, er de "rene" lastvognsomkostninger ikke høje - de udgår således 83 kr pr tons, hvilket ligger på samme niveau som for rør- og skibstransporten. Det, som imidlertid gør lastbiltransporten dyrere end rørtransport er omkostningerne til tryksætning (og afkøling) af CO₂'en, så den kommer på væskeform.

Denne meromkostning er dog, lige som for skibstransporten, ikke altid og fuldt ud en ekstraomkostning, hvis hele CCS-værdikæden inddrages. Når CO₂'en alligevel skal være flydende ved injektion i undergrunden, skal denne omkostning afholdes under alle omstændigheder inden slutlagringen. Trykket skal dog her som regel være væsentligt højere, ofte 150 bar eller mere.

I modsætning til transport med rør eller skib er der væsentlige miljømæssige eksternaliteter forbundet med lastbiltransport, som kan indgå i vurderingen. En god og ny oversigt over disse eksternaliteter er givet af Klimarådet¹⁸ i 2021, jf. figur 6. Klimarådet opgør de gennemsnitlige eksternaliteter forbundet med lastbiltransport til 6 kr pr km, hvilket skal holdes op mod dagens afgiftsniveau på den anvendte diesel, som kun svarer til ca. 1 kr. pr km. Det nuværende afgiftsniveau svarer nogenlunde til en CO₂-afgift på 1200 kr pr tons CO₂. Forskellen mellem 6 kr og 1 kr er ikke-klimamæssige eksternaliteter, som afhænger meget af tidspunkt og lokation (fx land/by). De største eksternaliteter er vejslitage (infrastruktur), trængsel og ulykker. Hertil kommer luftforurening og støj, som kan undgås ved at anvende batteridrevne lastbiler.

¹⁷ [Teknologikatalog for kulstoffangst, -transport og -lagring | Energistyrelsen \(ens.dk\)](#)

¹⁸ Klimarådet, oktober 2021: Veje til klimaneutral lastbiltransport

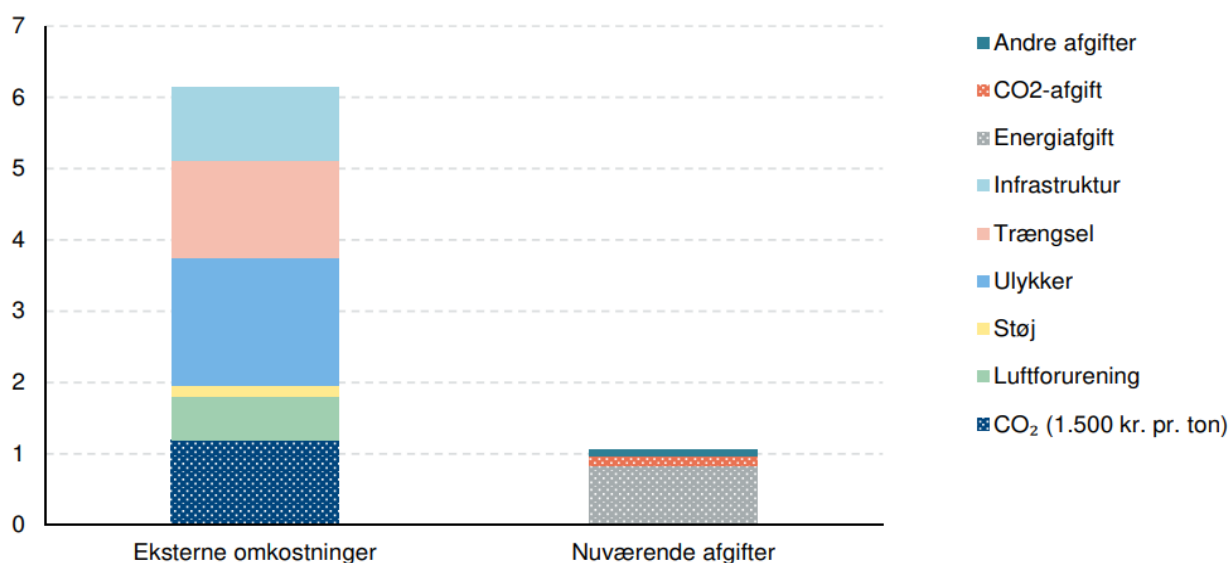
TABEL 3. OMKOSTNINGER TIL ETABLERING OG DRIFT AF CO₂-TRANSPORT MED LASTBIL I DANMARK

Generelle antagelser:		
Diskonteringsrente: 700 pct. pa		Afskrivningsperiode, lastbiler: 12 år
Afskrivningsperiode, kompressor og pumpeanlæg: 12 år		Omkostninger til el pr kWh: 80 øre
Variable transportomkostninger: 1,10 kr/tons/km		Last pr lastbil: 30 tons
Transportomkostninger pr tons CO ₂ ved en samlet transporteret mængde på 68.000 tons CO om året:		
Lastvognstransport:	81 kr/ton	Antal daglige lastvognsture: 6,2
CAPEX, kompressor/liquefaction:	107 kr/ton	
Komprimeringsomkostninger mv.:	128 kr/ton	
Samlede omkostninger:	316 kr/ton	

Kilde: Egne beregninger på basis af data fra Energistyrelsens teknologikatalog.

FIGUR 6. MILJØEKSTERNALITETER VED LASTBILTRANSPORT I FT DET AKTUELLE AFGIFTSNIVEAU

kr. pr. km



Kilde: Klimrådet, 2021

Meromkostningen ved at anvende batteridrevne lastbiler er dog i dag større end de negative eksternaliteter, som disse biler kan undgå. Omkostningerne til en batteridreven lastbil er i dag ca. 3 mio. kr. for en lastbil med 17 tons lasteevne, som kan sammenlignes med en omkostning på ca. 1 mio. kr til en dieseldreven lastbil. Selv om de løbende energiomkostninger er lavere for den batteridrevne lastbil end for diesellastbilen, opgør Mercedes Benz totalomkostningen for den batteridrevne lastbil til

7,6 kr / km mod en omkostning på 5,2 kr / km for den dieseldrevne lastbil¹⁹. Merprisen på 2,4 kr / km skal holdes op mod, at den batteridrevne lastbil har negative eksternaliteter, der er 80-90 øre lavere pr km end diesellastbilen. Med de nuværende økonomisk set usikre forhold for de virksomheder, der skal byde på CCS, virker det derfor ikke realistisk at forestille sig, at en privat investor vil foretage en investering i batteridrevne lastbiler til CO₂-transport. Dette skal dog holdes op mod, at lige præcis CO₂-transport vil være velegnet til kørsel med batteridrevne lastbiler, idet CO₂-transporten må forventes at skulle foregå over relativt korte afstande (op til 100 km pr tur).

CO₂-MELLEMLAGRE

For at binde de forskellige transportformer sammen vil der være behov for CO₂-lagre – eller mellemlagre – forskellige steder, formentlig især i havne, hvortil eller hvorfra CO₂'en transporteres med skib, eller evt. enkelte steder via rørført offshore infrastruktur. Lagrenes funktion er at være en buffer, der kan sikre, at CO₂-fangsten kan ske kontinuerligt i forbindelse med CO₂-fangst hos virksomheder og energiværker, både i forbindelse med opsamling på skibe eller ved driftsnedbrud andre steder i et CO₂-transportsystem. Det vil både være en teknisk og en økonomisk beslutning, hvor store lagrene skal være, og dette spørgsmål bør vurderes i et systemperspektiv, så omkostningerne ved lagrene vejes op mod de samlede risici ved nedbrud i hele CCS-værdikæden.

Mens meget taler for, at rørinfrastrukturen er et naturligt monopol og bør være offentlig ejendom, mens omvendt skibe og lastbiler bør være privat ejendom, så er det ikke på forhånd tilsvarende klart, om CO₂-lagre, fx i havne, bør være offentlig eller private. Vi ser pragmatisk på dette spørgsmål og vurderer, at det bør være muligt både for private aktører samt for Evida eller Energinet og de danske havne (der som bekendt altovervejende er offentligt ejede) at etablere og drive CO₂-mellemlagre.

Hvis CO₂-infrastrukturen på et tidspunkt bliver et "rent" rørsystem vil der ikke være behov for mellemlagre, og det er derfor vanskeligt at vurdere behovet for mellemlagre på kort og på længere sigt.

TRADE-OFFS MELLEM RØR-, SKIBS- OG LASTBILTRANSPORT

Efter at vi har beskrevet omkostningsforholdene for forskellige transportmetoder er det næste spørgsmål, hvornår - og under hvilke forudsætninger - de enkelte transportformer er de mest

¹⁹ Kilde: Dansk Energi, januar 2022: El og brint i fremtidens vare- og lastbiler

effektive.

Efter vores vurdering vil lastbiltransporten primært skulle fungere i kortere perioder, og over afstande op til ca. 100 km på land, indtil der er udarbejdet holdbare investeringsplaner for rørinvesteringer. En rørinvestering vil ofte tage nogle år at gennemføre - bl.a. afhængigt af den tid, det tager at opnå de nødvendige miljøtilladelser og som led heri at skulle afvente evt. miljøklager²⁰.

Da der vil være afgørende fordele for såvel klimaet, og formentlig for den danske konkurrenceevne i et kommende marked for lagring af CO₂, ved at komme hurtigt i gang med CO₂-lagring, vil det være sandsynligt, at lastbiltransporten i de kommende mindst 5 år vil udgøre en del af den samlede CO₂-transport. Evida vurderer, at den første rørførte transport af CO₂ kan idriftsættes fra 2025, såfremt rammevilkårene – som afspejlet i anbefalingerne i dette notat – hurtigt kommer på plads.

Selv om lastbiltransporten er dyrere end de andre transportformer er en vigtig fordel ved lastbiltransporten, at den er særdeles fleksibel, og at lastbilerne vil kunne anvendes til CO₂-transport mange steder i Europa.

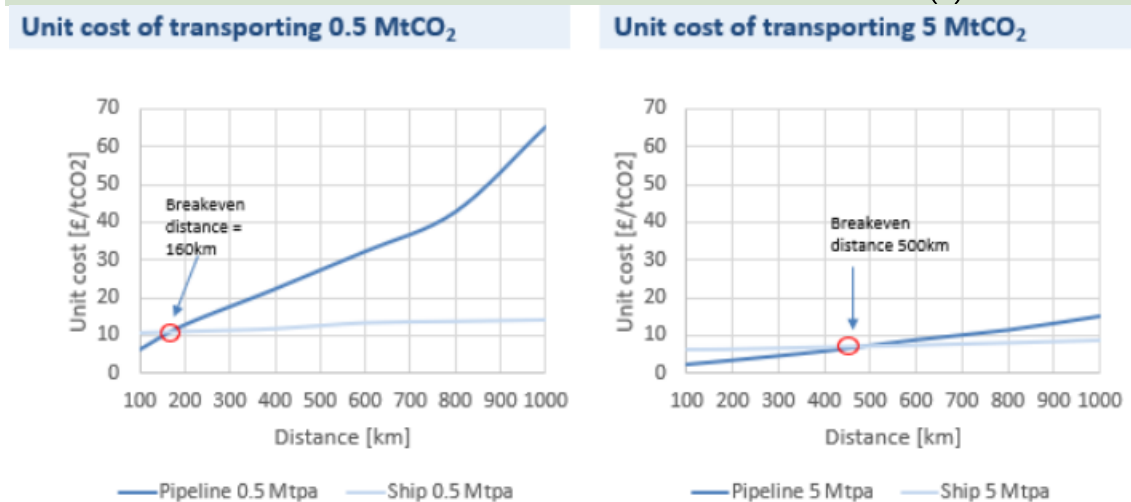
Trade-offet mellem skibs- og rørtransport vil i højere grad være et spørgsmål om langsigtet omkostningsminimering. I den internationale litteratur på området er der foretaget en del beregninger af, hvornår de to transportformer er billigst. I Element Energy's analyse fra 2018 (jf. fodnote 6) identificeres de vigtigste omkostningsdrivere som *transporterede mængder, afstand og afskrivningsperiode*.

Ved en transporteret mængde CO₂ på 0,5 Mtpa er rørtransport (i dette tilfælde på havet, hvor omkostningerne vurderes til at være 30-50 pct. højere end på land) billigst ved afstande under 160 km og skibstransport billigst ved større afstande, jf. figur 7. Ved en transportmængde på 5 Mtpa stiger breakeven-afstanden til 450 km.

Ved en transporteret mængde på 1Mtpa og en afskrivningsperiode på (kun) 10 år er breakeven en afstand på 190 km, mens en afskrivningsperiode på 40 år, som i væsentligt større omfang svarer til aktivernes fysiske levetid, giver en break-even afstand på knap 500 km. Dette forhold afspejler, at rørinvesteringen er væsentligt mere kapitaltung end skibsinvesteringen, mens omvendt de løbende driftsomkostninger er størst for skibstransporten.

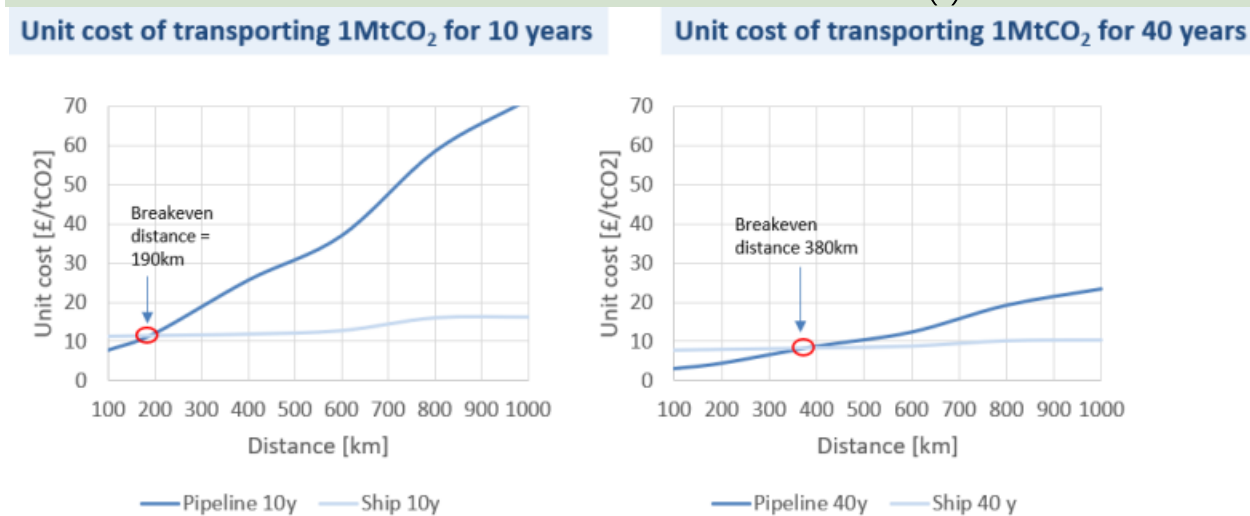
²⁰ Dette er en generel problemstilling for grønne investeringer, som Axcelfuture offentliggjorde en analyse om i maj 2022: <https://axcelfuture.dk/s/DANMARK-HAR-BRUG-FOR-EN-VE-FORVALTNINGSREFORM-FINAL.pdf>

FIGUR 7. TRANSPORTOMKOSTNINGER VED RØR- OG SKIBSTRANSPORT (A)



Kilde: Element Energy, 2018. Det bemærkes, at i figur 7 og 8 er baseret på omkostninger "port to port". Det betyder, at hvis transporten er "port to storage" skal der medregnes yderligere omkostninger, fx til at skibe skal have et dynamisk positioneringssystem.

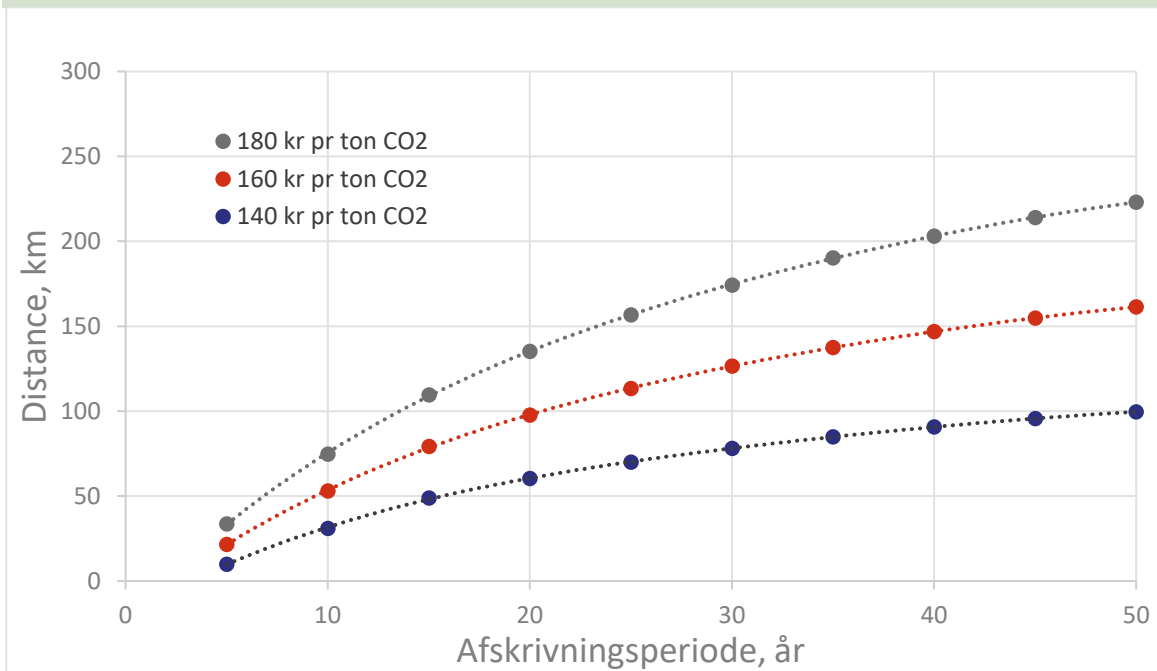
FIGUR 8. TRANSPORTOMKOSTNINGER VED RØR- OG SKIBSTRANSPORT (B)



Kilde: Element Energy, 2018

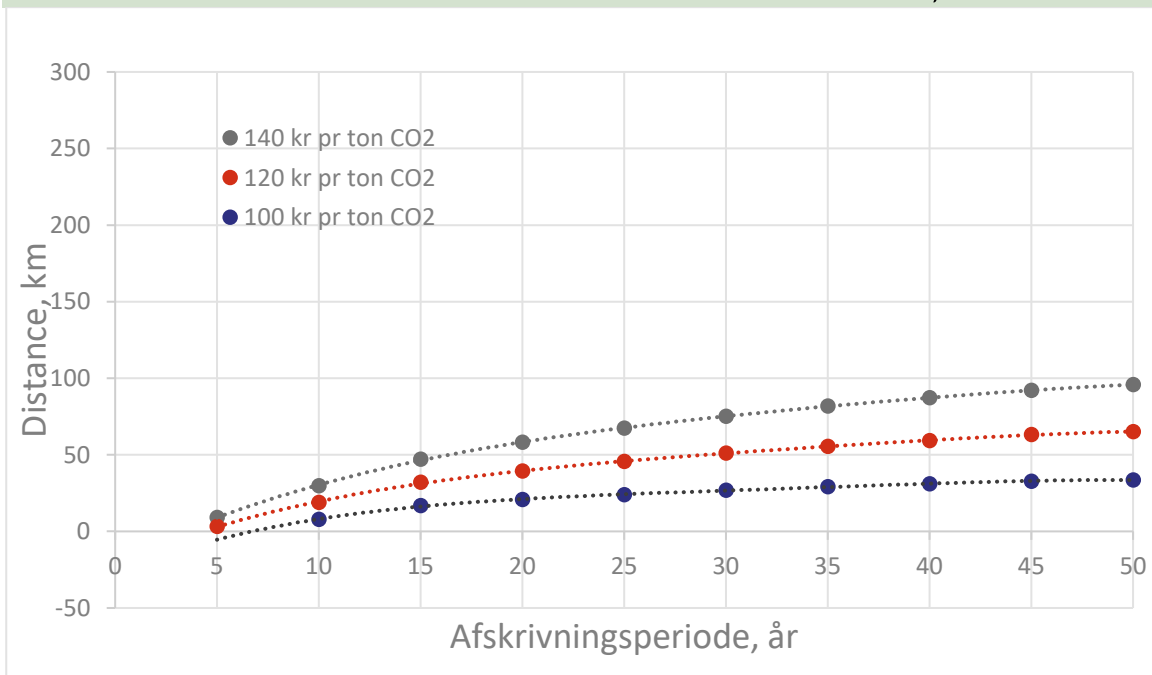
Vi har selv gennemført beregninger af, i hvilket omfang transportomkostningerne ved rørtransport på land i en dansk kontekst må forventes at afhænge af transportmængde, afstand og afskrivningsperiode. Resultatet er vist nedenfor i figur 9 og 10 i form af isocost-kurver - dvs. kombinationer af afstande og afskrivningsperioder, der giver samme omkostninger. Her har vi forudsat at CO₂'en transporteres i gasform med et indgangstryk på 30 bar.

FIGUR 9. ISOCOST-KURVER FOR DANSK RØRTRANSPORT MED CO₂ – 1 MTPA



Kilde: egne beregninger. Rørtransporten er med stålør og ca. 30 bar.

FIGUR 10. ISOCOST-KURVER FOR DANSK RØRTRANSPORT MED CO₂ – 0,5 MTPA



Kilde: egne beregninger. Rørtransporten er med stålør og ca. 30 bar.

Med en transporteret mængde på 0,5 Mtpa, en afskrivningsperiode på fx 10 år og et mål om transportomkostninger på fx højst 140 kr pr tons vil en rørledning kun være rentabel, hvis den er kort – højst 30 km. Med en transporteret mængde på 1 Mtpa og en afskrivningsperiode på mindst 20 år vil der være rentable transportmuligheder for rørforbindelser på op til 135 km. Ved større mængder er rørinfrastruktur endnu mere rentabel.

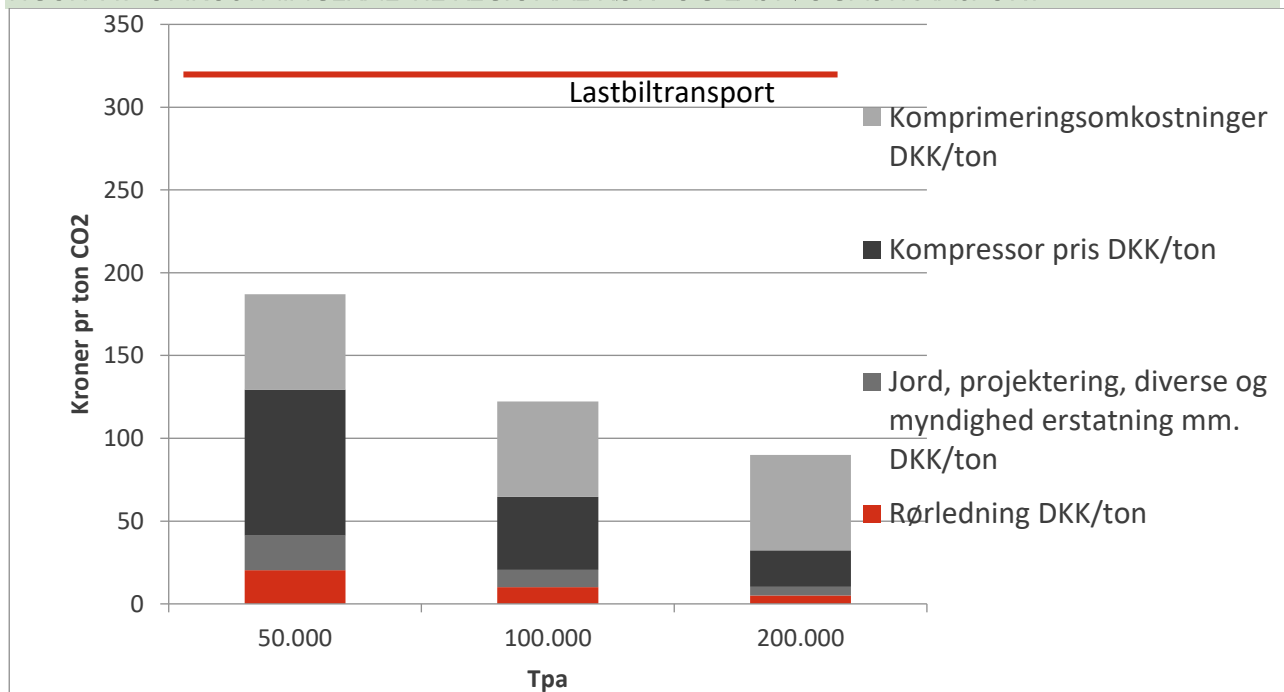
Ved de samlede mængder CO₂, som kan forventes til CCS, vil rørtransport således i de fleste tilfælde være rentable for de "hovedledninger", som kan forventes i et fremtidigt system. Et andet spørgsmål er imidlertid, hvordan CO₂'en mest effektivt kan samles op lokalt, så også mindre udledere kan CCS'e deres CO₂-udledninger, og så flere biogasanlæg kan både kan tilsluttes naturgasnettet og levere CO₂ til CCS og CCU.

Vi har derfor også gennemført beregninger af omkostningerne ved transport af mindre mængder CO₂, over kortere afstande, hvor valget vil stå mellem rør- og lastbiltransport. I figur 11 sammenligner vi således omkostningerne ved rørtransport over en kort afstand på 50 km, med årlige mængder mellem 50.000 tons og 200.000 tons, med omkostningerne til lastvogntransport.

Beregningerne viser, at rørtransporten under disse forudsætninger er billigst for alle de viste mængder.

Ved lokal transport med mindre mængder end 50.000 peger Evida på, at transport med plastrør bør anvendes. Evida skønner, at prisen på plastrør kun udgør godt 10 pct. af prisen på stålrør – og de samtidigt er væsentligt lettere, og ikke skal svejses sammen, udgør omkostninger til jord og entreprenørarbejde kun 15-20 pct. af omkostningerne til det tilsvarende arbejde med stålrør. Til gengæld kan plastrørene kun tale et tryk på op til ca. 10 bar, og Evida forudsætter et tryk på 7 bar i deres planlægning.

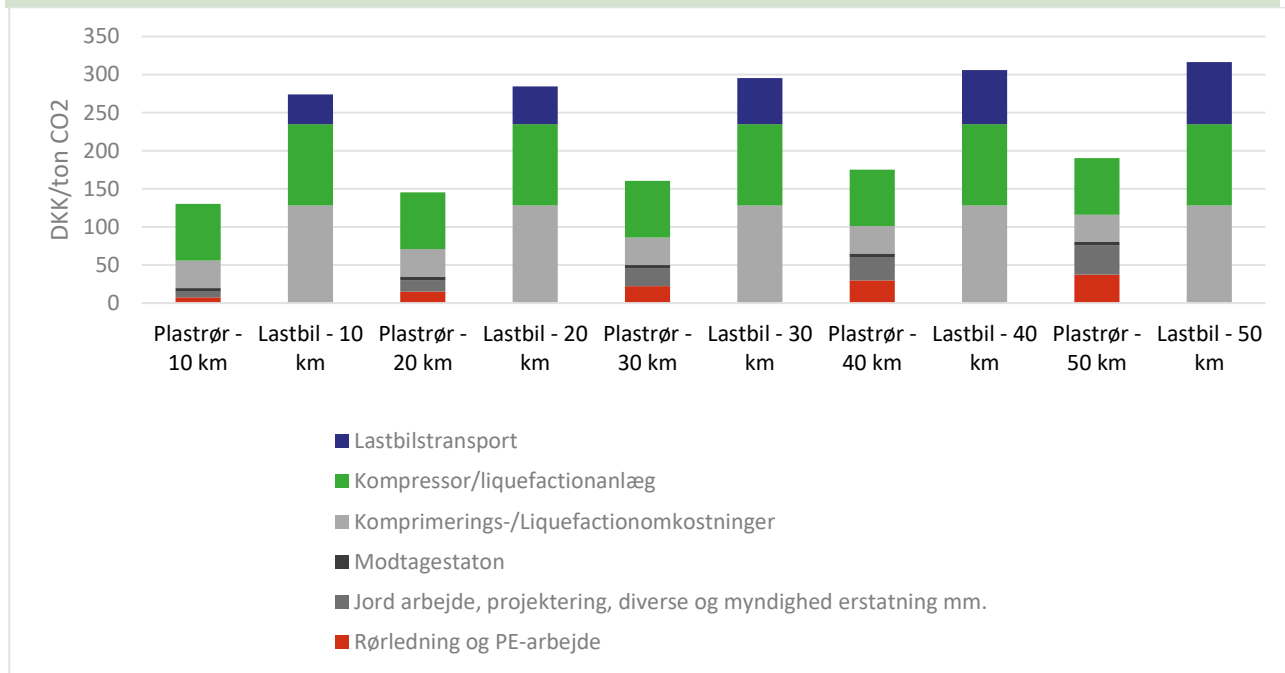
FIGUR 11. OMKOSTNINGERNE TIL REGIONAL RØR- OG LASTVOGNSTRANSPORT



Kilde: egne beregninger samt data fra Evida. Rørtransporten er med stålrør og ca. 30 bar.

Det betyder, at det også for mindre mængder, der skal transporteres lokalt, vil være billigere at transportere CO2 med rør end med lastbil – dog med den meget vigtige forudsætning, at rørene kan afskrives over 40 år. Dette er illustreret nedenfor i figur 12.

FIGUR 12. LOKAL CO2-TRANSPORT MED PLASTRØR OG LASTBIL



Kilde: egne beregninger samt data fra Evida. Rørtransporten er med plastrør og ca. 7 bar. Der antages en transporteret mængde på 30.000 Tpa.

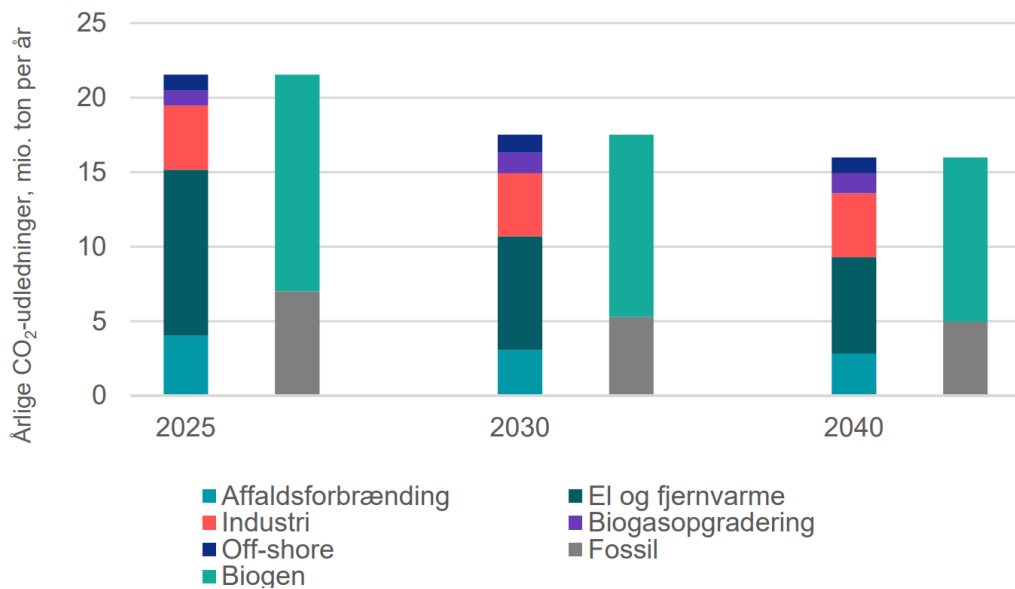
Det bemærkes, at omkostningerne ved transport i plastrør stiger mere med afstanden end omkostningerne til transport med lastbil. Det skyldes bla., at en væsentlig større del af omkostningen ved lastbiltransport er omkostningen til komprimering/liquefaction, som er den samme uanset afstand, og som er større ved lastbiltransport, fordi CO2'en skal kondenseres.

CCS VS CCU

Regeringens skøn for, hvor store CO2-mængder, der realistisk kan fanges, er meget usikre. I Energistyrelsen, 2021: Punktkilder til CO2 - potentialer for CCS og CCU, opgøres potentialet for kulstoffangst til at udgøre mellem 4,5 og 9 Mtpa i 2040. Ud af et forventet samlet potentiale på 16 Mtpa i 2040, jf. figur 13, er mange CO2-kilder så små og spredte, at det formentlig vil være urentabelt at fange dem. Hvis der således alene fokuseres på kilder over 50.000 tpa reduceres potentialet til 9

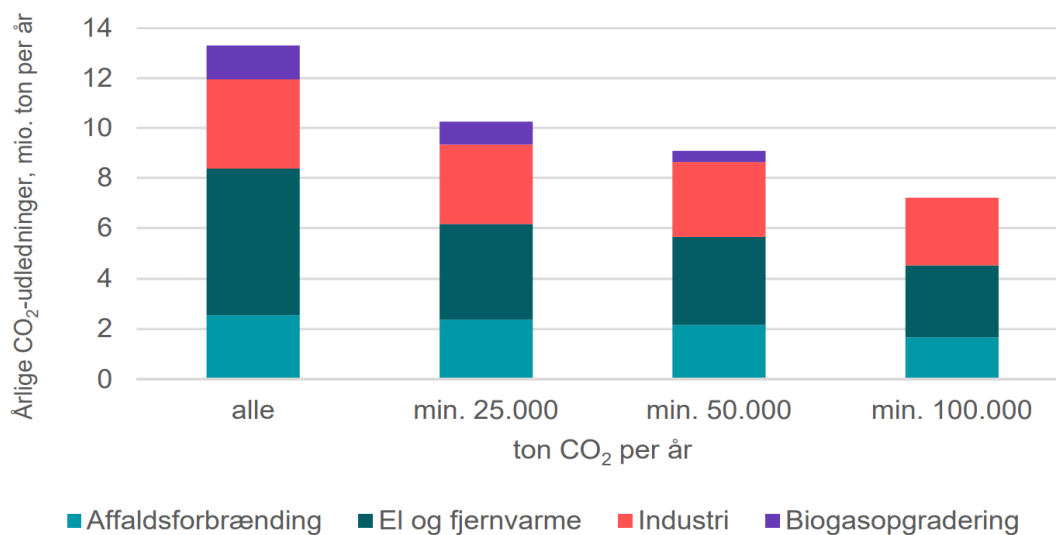
Mtpa, jf. figur 14. Som beskrevet ovenfor tyder det på, at "break-even" for hvor kan betale sig at lægge rør fra en CO₂-kilde, er mellem 50.000 og 100.000 tons CO₂ om året.

FIGUR 13. CO₂-KILDER I DANMARK I 2040



Kilde: Energistyrelsen, 2021: CO₂-punktkilder i Danmark - potentialer for CCS og CCU

FIGUR 14. CO₂-KILDER I DANMARK I 2040 EFTER STØRRELSE



Kilde: Energistyrelsen, 2021: CO₂-punktkilder i Danmark - potentialer for CCS og CCU. Mængderne i figur 13 er endvidere reduceret med 10 pct. ift figur 12, idet Energistyrelsen antager, at det er u hensigtsmæssigt dyrt at fange de sidste 10 pct. Det anser vi for en unødigt pessimistisk antagelse

For affaldsenergianlæggene og en del varmegærker er der endvidere den væsentlige usikkerhed, at der flere steder er et lokalt, politisk pres for at stoppe anvendelsen af biomasse som brændsel. Hvis værkerne ikke har sikkerhed for, at de kan anvende biomasse i de mindst 20 år, som det tager at afskrive et CCS-anlæg, så vil det ikke være rentabelt for dem at gennemføre investeringen, og så bliver CO₂-potentialet mindre. I Klimaprogram 2021, som blev offentliggjort i september 2021, blev det samlede CO₂-potentiale i 2040 opgjort til 3,5-8 Mtpa.

Dette skøn skal holdes op mod skønnet for, hvor stor en andel af den fangede CO₂, som kan forventes anvendt til PtX-produkter. I regeringens strategi for PtX, som blev offentliggjort ultimo 2021, skønnes det, at 0,5-4,5 Mtpa - udelukkende fanget fra biogene kilder - skal anvendes til PtX. Det bemærkes, at usikkerheden om dette skøn er endnu større, med en faktor 9 fra minimumsskønnet til maksimumsskønnet. Dette skyldes usikkerheden om det samlede niveau for PtX, men endnu mere en usikkerhed om, hvor stor en del af fremtidens PtX, der bliver kulstoffrit - dvs. i form af ren brint eller af ammoniak - og hvor stor en del, der bliver kulstofholdigt, dvs. i form af fx grøn metanol eller bæredygtigt jetfuel.

Hvis man lægger til grund, at en stor del af fremtidens PtX-produkter bliver kulstoffri, kan man skønne, at den samlede kulstoffangst i 2040 vil udgøre 3,5-8 Mtpa, hvoraf 2-3 Mtpa vil medgå til PtX, og resten til CCS. Men usikkerheden om disse skøn er meget stor, hvilket i sig selv vil være en stor barriere for at gennemføre investeringer i CCS-infrastruktur og transportudstyr.

Når de nuværende støtteordninger, som skal løbe hhv. CCS- og PtX-teknologierne i gang, er udfaset fsva nyinvesteringer²¹, og det alene er CO₂-afgifter og CO₂-kvotebetalinger i EU-systemet, der driver investeringerne, så kan CCS- og PtX-investeringer "konkurrere" neutralt om den bedste anvendelse af indfanget kulstof.

GENANVENDELSE AF GASRØR

Størstedelen af rørene i det danske naturgasnet har en meget lang levetid, også ud over den periode, hvor det kan forventes, at den danske naturgasproduktion kan opretholdes, dvs. frem til ca. 2050. Der ligger derfor et samfundsøkonomisk potentiale i at genbruge de hidtidige olie- og naturgasrør.

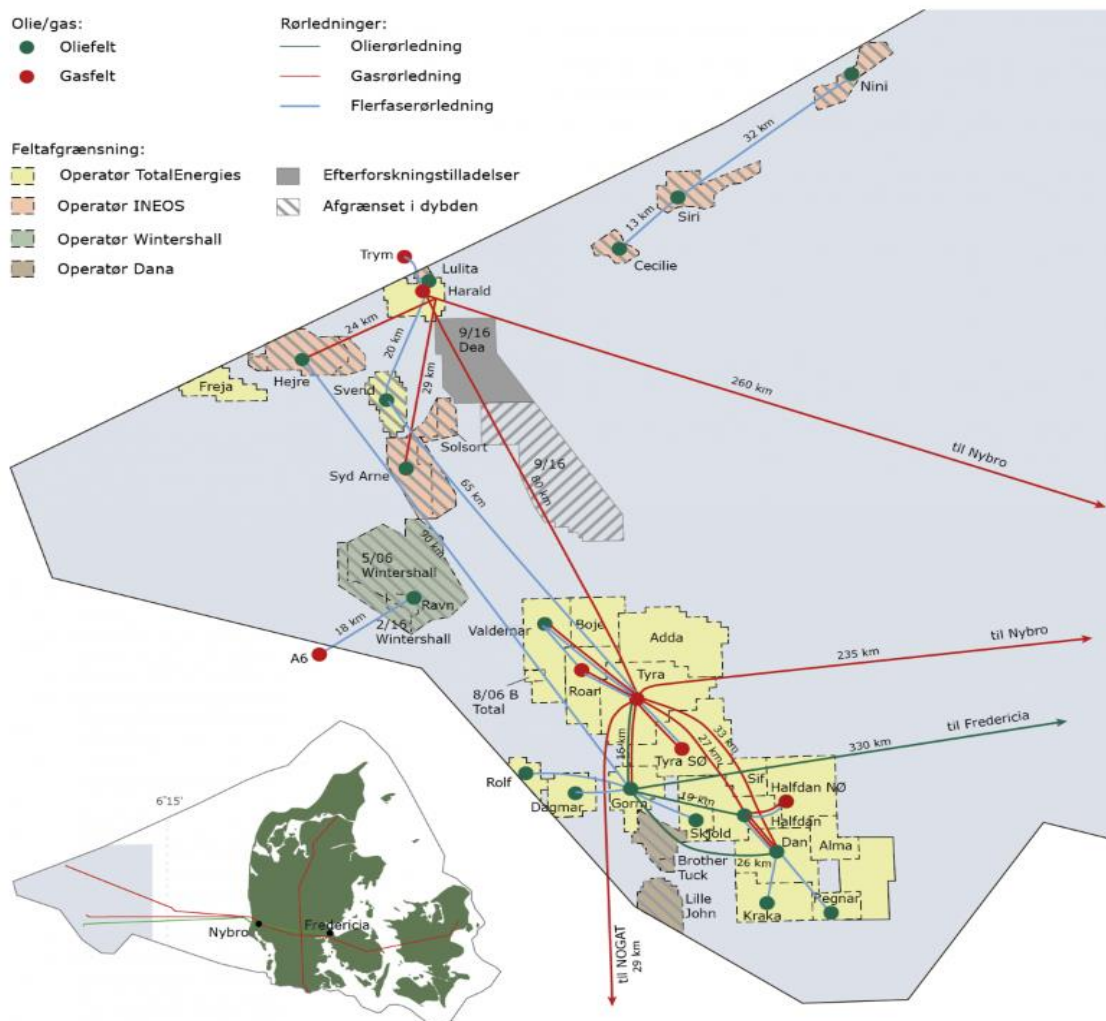
Dilemmaet er, at der især er to muligheder for en fremtidig effektiv udnyttelse af rørene, nemlig til transport af hhv. CO₂ og brint. Det er vanskeligt på forhånd at afgøre, hvad den mest hensigtsmæssige anvendelse vil være, men også her bør det på sigt være markedskræfterne, der afgør, hvad den bedste anvendelse vil være.

²¹ Hermed menes, at vi forudsætter, at de CCS-projekter, der modtager støtte i de kommende år, vil modtage støtten i takt med at CO₂-en fanges og lagres, lige som det er tilfældet i det verserende udbud i 2022. Men når CO₂-afgifterne og CO₂-kvotepriserne er steget, og når teknologien er blevet billigere, forudsiger vi, at det i løbet af få år ikke vil være nødvendigt at støtte de fremtidige CCS-investeringer.

Der løber således allerede at offshore gasrør fra Harald-feltet i den nordlige del af den danske Nordsøskel til Nybro på den jyske vestkyst - et rør på 260 km, jf. figur 15. Dette felt kan blive en vigtig dansk lagringskapacitet og indgår i det såkaldte EUDP Bifrost-projekt, og vil formentlig kunne anvendes fra 2028. En anden dansk lagringsmulighed er i Nini-feltet. Der er ikke rørforbindelse hertil, og CO2 kan her lagres enten ved at transportere CO2'en til feltet med skib eller evt., på længere sigt, ved en rørforbindelse til land eller ved kobling på rørforbindelsen til Harald-feltet.

Gasrørene til Nybro ejes af Ørsted, som vi har talt med i forbindelse med denne analyse. Ørsted vurderer, at det vil være teknisk muligt at konvertere offshore gas- og olierør til CO2 transport. Et realistisk scenarie på kort sigt vil være at frigive den nuværende Harald til Nybro offshore gasledning til CO2 konvertering. Efterhånden som felterne i Nordsøen ophører med olie- og naturgasproduktion vil disse alle potentielt kunne anvendes til CO2 lagring og de resterende offshore rørledninger vil kunne konverteres til CO2 transport med betydelige muligheder for både lager og transportkapacitet i den danske del af Nordsøen.

FIGUR 15. GASRØR I DEN DANSKE NORDSØ-SOKKEL



Kilde: Energistyrelsen

KONKRETE DANSKE TRANSPORT- OG LAGRINGSLØSNINGER

De transportløsninger til CO₂, der skal anvendes i Danmark, afhænger først og fremmest af, hvor CO₂'en skal lagres. CO₂ vil kunne lagres i Nordsøen, hvor Total og Ineos vil være operatører på lagring i hhv. Haraldfeltet (Bifrost-projektet) og i Sirifeltet (Greensandprojektet). Nearshore-lagring er der muligheder for ved Hanstholm og ved Rønæs. Det er uklart, om onshore-lagring vil støde på politisk modstand (hvilket der er flere eksempler på, både i Danmark og i andre lande) eller om den kan blive lige så ukontroversiel som de eksisterende naturgaslagre i Ll. Thorup i Jylland og i Stenlille på Sjælland.

Rambøll har i 2021 udarbejdet skøn for omkostninger og muligheder for samlede transport- og lagringsmuligheder i Danmark²². Blandt de muligheder, der analyseres, er en løsning med rørforbindelse fra København til Havnsø og lagring her på land (ca 100 km rør), en løsning med skibstransport til Hanstholm Havn og rørforbindelse til nearshore lagring (ca 20 km), og en løsning med skibstransport fra forskellige destinationer til Esbjerg Havn og transport i det eksisterende gasrør til Haraldfeltet og lagring her. Rambøll har ikke undersøgt muligheden for rørtransport fra Aarhus og Aalborg til Hanstholm med rørforbindelse, hvilket også vil være en mulighed og kræve gasrør på ca. 175 og ca 100 km, dog mindre hvis et Aarhus-rør kan kobles på Aalborg-røret.

Rambøll forudsætter i alle de beregnede løsninger et volumen på 5 Mtpa og finder lave, samlede transport- og lagringsomkostninger, jf. tabel 4.

Skønnene for lagringsomkostninger forekommer lave, lige som skønnene for rørinvesteringer er lavere end Evidas skøn beskrevet ovenfor. Dette skyldes, at Evida skøn er nyere og således har kunnet indregne de betydelige omkostningsstigninger, der er sket på området det sidste år. Rambøll understreger selv, at omkostningsskønnene er usikre, og at der i ø udestår en afklaring af de geologiske usikkerheder.

De konkrete muligheder for CO₂-rør i Danmark, som vi ser som mest realistiske, er vist i figur 16 sammen med Klimaministeriets skøn for CCS-potentialet i 2040.

GEUS er i gang med at vurdere en række lagringsmuligheder i Danmark, såvel onshore som nearshore²³. GEUS er i gang med at vurdere mulighederne onshore ved Havnsø – og vurderer også mulighederne ved Stenlille som gode (Gas Storage Denmark har allerede en pilottilladelse her). GEUS's vurderinger, som tager ca. 9 måneder, forventes afsluttet i Q2 2023 og vil kunne indgå i et lagringsudbud i 2024, når Energistyrelsen har offentliggjort en strategisk miljøkonsekvensvurdering. GEUS vil, i Østdanmark, også vurdere lagringsmulighederne ved Rødby, som imidlertid ikke ligger tæt på større CO₂-kilder.

²² Rambøll, 2021, for Energistyrelsen: Assessment of the market potential for CO₂ storage in Denmark

²³ Vi har i forbindelse med denne analyse fået værdifulde input fra GEUS; men har naturligvis selv ansvaret for denne vurdering

TABEL 4. SKØN FOR OMKOSTNINGERNE VED UDVALGTE TRANSPORT- OG LAGRINGSLØSNINGER I DANMARK. MIA KR, 2020-PRISER, VED 5 MTPA

Udvalgt løsning	Rør- og skibstransport til Havnsø/Kalundborg, især fra København	Skibstransport til Hanstholm, bl.a. fra Aalborg, samt rørtransport fra København, herfra rørtransport til lagring nearshore	Skibstransport til Esbjerg, herfra rørtransport til Haraldfeltet
Capex, lagring	2,3	4,1	4,8
Dekommissionering	0,8	1,3	1,4
Capex, skibe og mellemlagre	2,7	2,3	3,7
Capex, rør	0,5	2,1	-
Totex pr ton, lagring	46	76	114
Totex pr ton, transport	44	57	61
Samlet totex	91	133	175

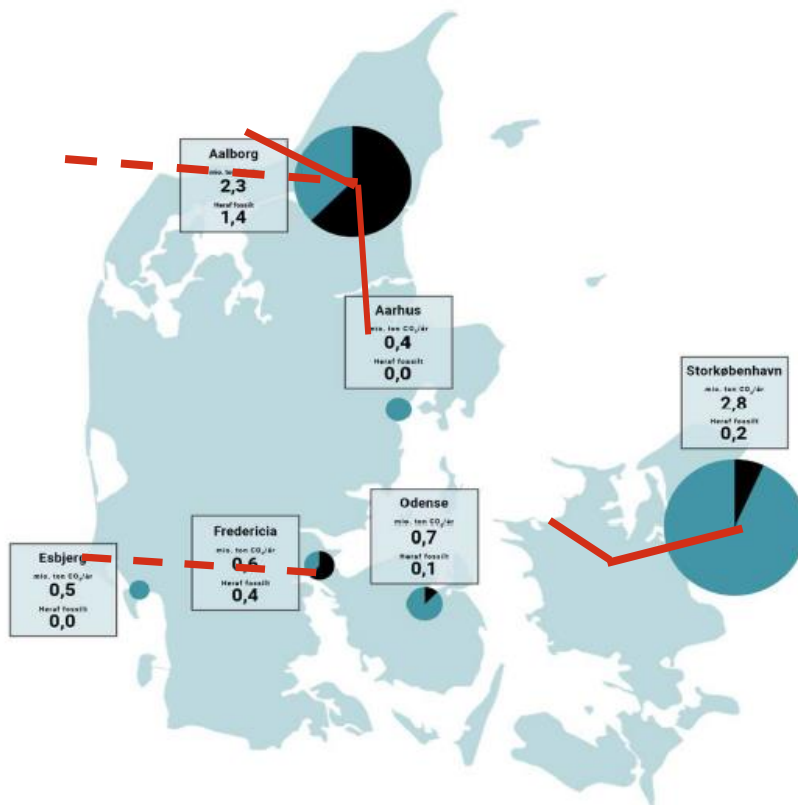
Kilde: Rambøll, 2021

I Jylland er der gode lagringsmuligheder i Gassum, syd for Aalborg, som GEUS vil undersøge i 2023, samt ved Jammerbugten og i Nordsøen ud for Hanstholm i Lisa- og Inez-strukturerne.

Herudover kan det blive aktuelt med et CO₂-rør mellem Fredericia og Nybro, evt. via Esbjerg. Denne forbindelse kan både transportere CO₂ til Nybro og herfra videre ud i Nordsøen – eller den anden vej, hvis behovet for CO₂ til PtX vokser i Østjylland.

Man kan sammenfattende spørge, om CO₂ skal lagres offshore eller onshore. Vores forventning er begge dele. Alle de viste lagringsmuligheder kan komme i spil både til lagring af dansk CO₂ og til lagring af CO₂ fra andre lande.

FIGUR 16. REALISTISKE DANSKE CO2-LEDNINGER



Note: de optukne linjer angiver de efter vores skøn mulige realistiske til CO₂-transport. Det stiplede rør mellem Frededcia og Nybro, samt fra Aalborg til Lisa, er også en mulighed.

En forbindelse fra enten København eller Aalborg direkte til Nybro (jf. tabel 4) ser vi som usandsynlig – og som forbindelser, der kun vil blive aktuelle, såfremt de andre nævnte lokationer alligevel ikke kan bruges, eller der opstår stærk folkelig eller politisk modstand mod lagring på land.

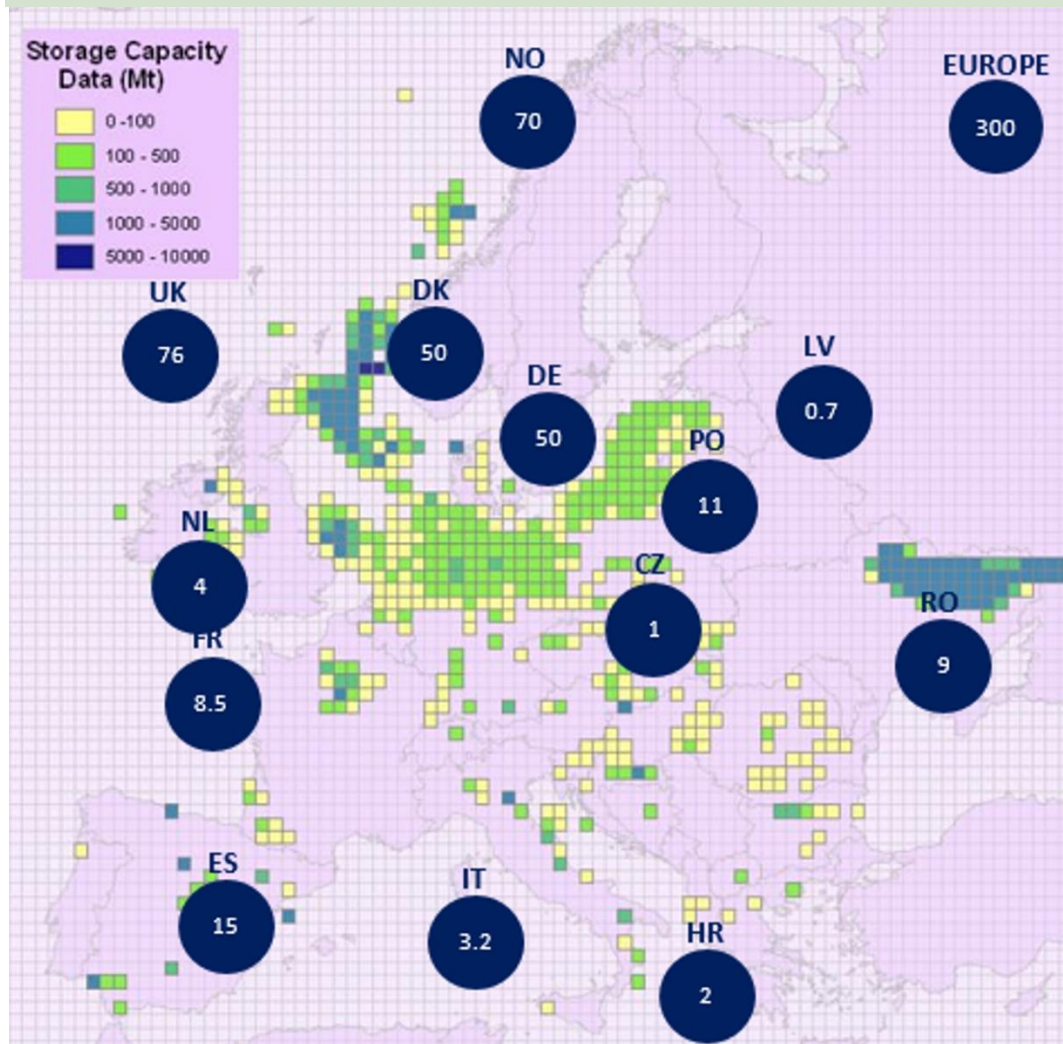
UDENLANDSK CO₂ TIL DANSK CCS OG CCU

Spørgsmålet om anvendelse af tidligere gas- og olierør og etableringen af nye CO₂-rør skal ikke ses i en ren dansk kontekst. Danmark, og herunder den danske del af Nordsøen, er et af de bedste steder i hele EU - omfattende såvel onshore som offshore muligheder - for at lagre CO₂.

Danmarks geologiske potentiale til CO₂-lagring er meget stort - 50 GT, eller 50.000 Megatons, dvs. til flere hundrede års lagring. Heraf ligger den overvejende del i den danske del af Nordsøen. EU-Kommissionen skønner et samlet lagringspotentiale for hele EU samt Norge og UK på 300 GT, hvoraf UK har 76 GT, Norge 70 GT, Tyskland og Danmark hver 50 GT og de øvrige EU-lande tilsammen 54 GT²⁴, jf. figur 17.

²⁴ Kilde: Maria Velkovas indlæg på CCS-alliancens møde 1. marts 2022

FIGUR 17. LAGRINGSMULIGHEDER FOR CO2 I EUROPA



Kilde: DG Climate

Et vigtigere skøn er, hvor store CO₂-mængder, som Danmarks nabolande realistisk set vil kunne ønske at eksportere til Danmark. Rambøll har i 2021 udarbejdet et skøn for dette potentiale for Energistyrelsen²⁵. Rambøll skønner et samlet eksportpotentiale på 40 Mtpa, jf. tabel 5.

²⁵ Rambøll, 2021: Assessment of the market potential for CO₂ storage in Denmark. For Energistyrelsen.

TABEL 5. SKØN FOR DANMARKS EKSPORTPOTENTIALE VED CO₂-LAGRING

Country	Total CO ₂ intended for CCS (MtCO ₂ /y) ²⁰¹⁷	Comment	Potential import to DK (MtCO ₂ /y)
Germany	42	~20% of all emissions are from clusters in Northern Germany; Since capturable amount only includes large CO ₂ sources, an even higher share is expected from these clusters. Consequently, Ramboll estimates that up to 35% of emissions are within clusters; Additional CO ₂ can be imported via shuttle tanker transport. Due to general constraints, i.e. that some CO ₂ can be difficult to access or not feasible for dispersed sources or sent to other competing countries, Ramboll makes the assumption that up to ~50% of the estimated CO ₂ volumes can be potentially transported to Denmark.	~21
Finland	12	The majority of capturable emissions comes from the pulp & paper industry, which are often located close to coastline or rivers, and thus easily accessible. For financial estimates in this chapter, we assume that up to ~75% of CO ₂ volumes intended for CCS will be transported to foreign storages, including Denmark, of which half of the 75% can potentially be exported to Denmark. Only shuttle tanker transport applies.	~5
Sweden	17		~6
The Netherlands	14	Although the Netherlands have their own storage capacities, there might be potential for CO ₂ export. The majority of emission sources are close to coastline or rivers (and thus accessible), which makes them somewhat feasible for CO ₂ export. However, both Norway and the UK, in addition to Denmark, could compete for these exported CO ₂ volumes. Based on these conditions, Ramboll estimates that 20% of estimated CCS volume will be imported to Denmark; Shuttle tanker transport applies for onshore and nearshores storage solutions, while either shuttle tanker or pipeline applies for the offshore solution.	~3
Poland	27	In Poland, there are some large energy clusters in the central and southern part of the country. However, a large share of the plants in the south are coal-driven and thus not relevant since the large majority will be phased out. Although CO ₂ could potentially be transported from the central part of the country (inland locations) via rivers, there is a high probability that some of the CO ₂ is too difficult to access or not feasible for dispersed sources. Existing and planned natural gas plants are considered most relevant – these are relatively spread all over the country. Further, emissions from industry are highest in the south and south-eastern parts of the country. Consequently, for financial estimates, we make a conservative assumption that ~25% of the estimated impact will be transported to Denmark. Only shuttle tanker transport applies since CO ₂ transported by a pipeline is deemed too risky to construct if Poland starts to invest in their own storages.	~7
Total CO₂ that can be imported to DK (MtCO₂/y)			~40

Kilde: Rambøll, 2021: Assessment of the market potential for CO₂ storage in Denmark. For Energistyrelsen

I forhold til Finland, Sverige og Polen er Danmarks fordel, at disse lande stort set ikke råder over velegnede steder til CO₂-deponering. Det gør Holland og Tyskland til gengæld.

Deponeringslokationer i den ikke-danske del af Nordsøen vil således konkurrere med danske lokationer.

Hovedpointen her er, at der vil være stærke synergier mellem de aktiviteter, der skal til for at lagre dansk CO₂, og den mulige eksport af CO₂-lagring i den danske undergrund. Det skyldes især de betydelige stordriftsfordele i transporten og i lagringen. En effektiv dansk infrastruktur for lagring af dansk CO₂ vil således være en nødvendig forudsætning for eksport. Og samtidig vil en realisering af eksportpotentialet betyde, at transporten og lagringen af dansk CO₂ vil kunne ske væsentligt billigere end uden eksporten. Eksempelvis vil en forøgelse af rørkapaciteten fra 0,5 Mtpa til 5 Mtpa medføre en ekstraomkostning på kun ca. 30 kr pr transporteret tons CO₂, som kan sammenholdes med udgiftsskønnet vist foran i tabel 2 på ca. 100 kr pr tons. Det er dog her en væsentlig forudsætning, at rørkapaciteten kan planlægges og gennemføres i en størrelse, så der er "plads" til at håndtere CO₂ fra andre lande.

FREMRYK UDBUDDENE OM LAGRINGSTILLADELSER

Hvis der skal skabes plads i CO₂-rørene til CO₂ fra andre lande, som ikke selv har tilstrækkelige lagringskapacitet, jf., ovenfor – og hvis der også skal skabes plads til alle relevante udlederes CO₂, så har vi i Danmark et alvorligt «hønen og ægget-problem». Hermed menes, at fangst og lagring forudsætter sikkerhed for en effektiv CO₂-infrastruktur – mens etableringen af en infrastruktur kræver, at de, der skal investere i infrastrukturen har sikkerhed for fangst og lagring af tilstrækkeligt store længder.

I det udbud om den støtte til fangst og lagring, som Klimaministeriet er i gang med her i 2022, må man antage, at de udledere, der byder, enten går sammen med en skibsbaseret off-shore lagringsløsning, eller i et on-shore scenarie går sammen med en røroperatør og planlægger ud fra det mindst mulige rør, der lige akkurat kan dække udlederens behov. Hvis en on-shore løsning vinder udbuddet, vil det i givet fald betyde, at det første CO₂-rør bliver for lille.

Dette problem kan løses ved at fremrykke udbuddene om lagringstilladelser, jf. beskrivelsen ovenfor af lagringsmuligheder.

Et realistisk scenarie er, at der i den samlede danske undergrund kun vil blive givet et begrænset antal lagringstilladelser – et eller evt. to på Sjælland, et eller evt. to i/ved Jylland, samt de igangværende udbud i Nordsøen. Det må antages, at de virksomheder, der får en lagringstilladelse, i højere grad end de fleste udledere vil have det nødvendige kapitalgrundlag til at dække de store risici, der vil være tale om i starten.

Der er også indgået en politisk aftale om lagringen, som fastslår, at lagringen skal drives af kommercielle operatører, men med minimum 20 pct. ejerskab af Nordsøfonden. Men under alle omstændigheder bliver antallet af licensholdere til at lagre mindre end antallet af udledere.

De igangværende udbud på offshoreområder vil formentlig blive afsluttet i Q1 2023. De tilsvarende onshore-udbud forventes udbudt i Q3 2023 og afsluttet i Q1 2024. Hvis onshore-udbuddene fremrykkes med 2-3 kvartaler, vil konkurrencen mellem offshore og onshore lagring styrkes, og det vil bedre kunne undgås, at vinderne af udbuddet om støtte til fangst og lagring suboptimerer deres rørlægning (såfremt onshore løsningen vinder).

En fremrykning af on-shore lagringstilladelserne vil rejse en række problemer. Der skal således gennemføres strategiske miljøvurderinger og høringsprocesser samtidig med licensudbudene, hvilket vil øge usikkerheden. De risici, der er forbundet med en fremrykket proces, bør deles mellem parterne, og formentlig også med staten for at overkomme «hønen og ægget»-problemet.

USIKKERHEDEN OM VILKÅR FOR CCS BØR AFKLARES: INDFØR EN NEGATIV AFGIFT FOR BECCS

Analysen i dette notat viser, at der er betydelige klimamæssige og erhvervmæssige perspektiver i dansk CCS. Det klimamæssige perspektiv er, at gode og effektive transportmuligheder - sammen med adgang til gode fangst- og lagringsteknologier - inden for få år formentlig kan nedbringe de samlede CCS-omkostninger til ca. 1000 kr pr tons. Det vil gøre den grønne omstilling billigere, end mange forventede for blot få år siden. Et endnu større klimamæssigt perspektiv, som samtidigt giver væsentlige erhvervmæssige muligheder, er at Danmark vil kunne lagre betydelige mængder CO₂ fra vores nabolande.

Der er imidlertid også væsentlige barrierer for at opnå disse resultater. Den vigtigste barriere er en meget stor usikkerhed om, hvor stort det danske CCS-potentiale egentligt er, og hvad der kan gøres for at reducere denne usikkerhed. Usikkerheden er afspejlet i de skøn for CCS, der er beskrevet ovenfor, hvor der er meget stor forskel mellem Klimaministeriets under- og overkantsskøn for CCS-mængderne i 2040.

Usikkerheden om, hvor store mængder CO₂, der kan CCS'es, skyldes først og fremmest usikkerhed om de økonomiske vilkår. Det må hilses velkommen, at et bredt politisk forlig ultimo juni 2022 fastlagde danske CO₂-afgifter frem til 2030²⁶. Dette forlig fastlægger en kombineret kvote- og afgiftsbetaling på 1125 kr pr tons CO₂ for kvoteomfattede virksomheder, og 875 kr pr tons CO₂ for mineralogiske processer. I løbet af få år vil det være muligt at nedbringe CCS-omkostningerne til et niveau på under de 1075 kr, og herefter vil det være attraktivt for de kvoteomfattede virksomheder, der ikke på andre, billigere måder kan reducere deres anvendelse af fossile brændsler, at foretage CCS-investeringer. Det er også muligt, at den tilskudsordning, som er en del af afgiftsforliget, vil muliggøre CCS-investeringer for mineralogiske virksomheder.

Der er imidlertid en væsentlig, udestående barriere for de virksomheder, der udleder biogen CO₂, idet de fremtidige rammevilkår for CCS-investeringer i disse virksomheder er uklare. Disse virksomheder omfatter først og fremmest affaldsværker, der i praksis både har fossile og biogene udledninger, samt biomassefyrede kraftvarme- og varmegærker, og biogas-opgraderingsværker. Da udledning af biogen CO₂ i sagens natur ikke omfattes af CO₂-kvoter eller afgifter, vil en omkostningseffektiv grøn omstilling forudsætte, at disse virksomheder kan få udbetalt en "negativ afgift" - dvs. et tilskudsbeløb - der svarer til den afgift, som kvoteomfattede virksomheder samlet skal betale, dvs. 1125 kr i 2030.

En omkostningseffektiv grøn omstilling bør betyde, at reduktioner af klimagasudledninger "konkurrerer" med BECCS²⁷ - dvs. lagring af biogent CO₂ - således at reduktionerne gennemføres op til det punkt, hvor de marginale omkostninger modsvarer omkostningerne til BECCS. Men det

²⁶ <https://fm.dk/nyheder/nyhedsarkiv/2022/juni/regeringen-indgaar-bred-aftale-om-en-ambitioes-groen-skattereform/>

²⁷ BioEnergy with Carbon Capture and Storage

kræver, at de samlede CO₂-afgifter ved klimagasudledningerne svarer til det tilskud, som de virksomheder, der gennemfører BECCS, modtager.

Indtil videre har regeringen af budgetmæssige grunde begrænset de samlede tilskud til CCS, senest ved etablering af en pulje på 3 mia. kr som led i aftalen om CO₂-afgifter. Dette beløb skal dække hele perioden fra 2025 til 2030. Det, der er behov for, er imidlertid en regel om, at BECCS modtager "negative afgifter" uden en budgetgrænse (lige som der heller ikke er en budgetgrænse på de samlede positive CO₂-afgifter). I 2030 udgør det afsatte beløb til CCS-støtte 1,1 mia kr (i 2022-priser). Regeringen forventer, at dette beløb vil lede til CCS af 1,8 Mtpa, dvs. svarende til en støtteomkostning på 610 kr pr tons CO₂. Dette er ikke et beløb, som virksomhederne får automatisk. Virksomhederne skal konkurrere om midlerne gennem et udbud, hvor vilkårene fastlægges på et senere tidspunkt.

Vi vurderer, at denne støttemetode giver så stor usikkerhed for de virksomheder, der har biogene udledninger, at det vil bremse udbredelsen af CCS. Det skønnede støtteniveau er for lavt ift de samlede omkostninger ved fangst, transport og lagring, og hele processen med at skulle søge og konkurrere om midlerne gør det for risikabelt for virksomhederne at gå i gang. Endelig forekommer det besynderligt, at der de facto med puljen er sat et loft over den mængde CO₂, der kan CCS'es. Hvis der skal komme gang i CCS af biogene udledninger (BECCS), vil det være langt bedre med en negativ afgift, der udbetales automatisk. Det er klart, at udbetaling af negativ afgift skal forudsætte, at virksomhederne har dokumenteret, at CO₂en er lagret sikkert i undergrunden²⁸.

Den kringlede udbudsprocedure afspejler måske finanspolitisk forsigtighed eller et håb om, at biogent CO₂ i nogle tilfælde kan CCS'es billigere end afgiftsniveauet på 1125 kr/tons. Det er muligt – men det er også muligt, at enkelte fossile udledere også kan CCS'e billigere end 1125 kr/tons. Det mest realistiske er imidlertid, især for mange mindre kilder, at omkostningerne (mindst) vil udgøre 1125 kr/tons – i hvert fald indtil teknologien er modnet. BECCS påvirker det danske nationale klimamål lige så meget en CCS på fossile brændsler, og derfor bør støtten være den samme.

Den største risiko ved den begrænsede støtte til CCS og udbudsmetoden er, at CCS aldrig for alvor kommer i gang i Danmark.

Vi anser det også for vigtigt, at Danmark arbejder for, at BECCS – altså negative emissioner – indarbejdes i EU's kvotesystem.

Det er i denne forbindelse bemærkelsesværdigt, at der er lovgivning på vej i USA, som netop er indrettet på denne måde. Senatet har vedtaget en ændring af "CCUS Tax Credit Amendment Act of 2021", som indfører en "negativ afgift" – dvs. et tilskud – på 120 USD pr ton CO₂, der lagres i undergrunden, fra 2026. For CCU-aktiviteter – herunder EOR – udgør betalingen 75 USD pr ton.²⁹

²⁸ Nogle af vores kilder vurderer, at for biogas-opgraderingsanlæg vil CCS-omkostningen være væsentligt mindre end 1125 kr pr tons, fordi CO₂en fra biogassen allerede i dag fanges – og herefter slippes ud i atmosfæren. I så fald vil en negativ afgift på BECCS fra biogasanlæggene blot afspejle sig i en lavere støtte ved fremtidige udbud af disse anlæg. Fsva angår igangværende udbud vil det være en god ide at tage højde for fremtidige negative afgifter i disse udbud

²⁹ Moch, Xue, and Holdren, 2022: Carbon Capture, Utilization, and Storage: Technologies and Costs in the US Context. Policy Brief from Harvard Kennedy School, Jan. 2022

CERTIFICERING

En særlig pointe er, at det vil være nødvendigt med en international anerkendt standard for certificering af grøn, dvs. biogen, CO₂. En del af omkostningerne til fangst af CO₂ vil i fremtiden kunne blive dækket af virksomheder, der vil være villig til at betale en merpris for grønne PtX-produkter frem for fossile brændstoffer. Det kræver imidlertid garanti for, at CO₂'en er grøn – dvs. baseret både på vedvarende elproduktion til elektrolyse og på fuldt ud biogen – og bæredygtig – CO₂. Bæredygtighedskravet kan fx omfatte, at hvis der er tale om biomasse, skal den være dyrket uden negative effekter som følge af skovfældning ea.

De danske varme- og kraftvarmeværker følger i dag regler for, at anvendt biomasse skal være bæredygtig, men det er vigtigt med internationale standarder, der dækker alle relevante bæredygtighedskrav. I modsat fald kan det i princippet komme på tale at etablere separate transport- og lagringssystemer for biogen og fossil CO₂, hvilket vil være åbenbart uøkonomisk.

ANDEN REGULERING

Virksomhederne med biogene udledninger er også udsat for reguleringsmæssige barrierer, samt for en politisk usikkerhed om, hvorvidt de også fremadrettet kan anvende certificeret biomasse - også når denne importeres fra andre EU-lande eller fra tredjelande.³⁰

Der er også uklarheder om den internationale regulering. London-konventionen, som stammer fra 1970'erne, regulerer "Marine Pollution by Dumping of Waste and other Matter" (den engelske tekst). Problemet i konventionen er, at "waste" som udgangspunkt også omfatter CO₂. Norge foreslog imidlertid i 2009 en ny paragraf, som fastslår, at lande under konventionen kan indgå bilaterale aftaler om CO₂-lagring. Der er i 2019 vedtaget en resolution, der støtter denne erklæring, men den er endnu ikke ratificeret af 2/3 af de 45 lande, der har tiltrådt konventionen, hvilket en egentlig ændring af konventionen forudsætter. Danmark har tiltrådt ændringen primo 2022.

Herudover skal der etableres en EU-lovgivning, som klart fastlægger kriterierne for certificeret CO₂-lagring, også over landegrænserne, og som bl.a. fastlægger, i hvilket land den negative CO₂-emission, som lagring af biogen CCS er udtryk for, skal konteres. EU-Kommissionen har tilkendegivet, at et udkast til regulering af dette spørgsmål vil blive offentliggjort ultimo 2022.

³⁰ Disse problemstillinger er bl.a. påpeget i CCS-alliancens høringsvar i fm det verserende CCS-udbud, april 2022, og i Axcelfutures analyse om forsyningssikkerhed, januar 2022: <https://axcelfuture.dk/s/Har-Danmark-en-sikker-energiforsyning-16-marts-2022-nyeste.pdf>

Sidst, men ikke mindst, er der en afgørende barriere for investeringer i gasrør, som bør fjernes. Når Energinet eller Evida i dag etablerer transmissions- eller distributionsledninger, både på el- og på gasområdet, har virksomhederne mulighed for at ekspropriere de arealer, som rør og ledninger skal gå igennem. I disse tilfælde går infrastrukturen som regel gennem mange kommuner, som derfor ikke er tildelt opgaven med at gennemføre ekspropriationerne. Kommunerne har selv tilsvarende muligheder for at gennemføre ekspropriationer, herunder når det er nødvendigt for at sikre etablering af transmissionsrør på varmeområdet. Men der ikke i dag mulighed for at ekspropriere til CO₂-rør.

Denne eksproprieringsmulighed betyder, at infrastrukturvirksomhederne hurtigt og fleksibelt kan indgå frivillige aftaler med berørte lodsejere. Dette hænger videre sammen med skattelovgivningens regler om, at da ekspropriation er en erstatning, er den skattefri – hvilket også gælder frivillige aftaler mellem infrastrukturvirksomheder og lodsejere i de tilfælde, hvor der er mulighed for ekspropriation.

Den manglende mulighed for at ekspropriere til CO₂-rør er således på flere måder en væsentlig barriere. For det første vil den fordyre og forsinke de kommende års rørinvesteringer på området. Men for det andet vil den også møde større modstand hos de berørte lodsejere, fordi disse skal avancebeskattes af den erstatning, de får, når de skal afgive arealer. Lovgivningen bør derfor ændres hurtigst muligt, så det bliver muligt at ekspropriere arealer til etablering af CO₂-rør³¹.

³¹ Der mangler derudover regulering om offshoreledninger ved konvertering til CO₂