

NOTAT

Fangst, lagring og anvendelse af CO₂ (CCUS)

Tekniske barrierer for CCUS i Danmark

Revideret udgave, april 2021

Til: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet
Fra: De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland (GEUS)

J.nr. GEUS 331-0002
Ref. KLA/LHN/CMN

27.04.2021

Fangst, lagring og anvendelse af CO₂ (CCUS) Tekniske barrierer for CCUS i Danmark

For at opfylde globale mål om at begrænse CO₂-udledningen til atmosfæren er interessen for geologisk lagring og udnyttelse af CO₂ i Danmark vokset. GEUS blev derfor sidst i 2019 bedt om at iværksætte forskningsinitiativer og analyser i 2020 relateret til mulige tekniske barrierer for CO₂-fangst, -lagring og -anvendelse (CCUS) i Danmark og om at bidrage til etablering af et teknisk grundlag for muligheder for CCUS i Danmark. Undersøgelsens overordnede mål er at bidrage til etableringen af et dansk CCUS-forskningscenter og grundlaget for 1–2 store demonstrationsanlæg i Danmark, idet undersøgelsen omfatter (1) det tekniske potentiale for udvikling af omkostningseffektive CO₂-opsamlings teknologier, (2) potentialerne for både midlertidig og permanent lagring af CO₂ i den danske undergrund, (3) kortlægning af transportmuligheder mellem punktkilder og anvendelse, placeringer eller oplagringssteder, og (4) CO₂-forbrugspotentialerne, herunder 'business cases' til konvertering af CO₂ til produktion af syntetisk brændstof (PtX).

Dette notat opsummerer hovedkonklusioner og resultater af arbejdet i projektet "Fangst, lagring og anvendelse af CO₂ (CCUS), Spor 3: Tekniske barrierer for CCUS i Danmark". Opsummeringen bygger på 35 tekniske rapporter, analyser og notater som alle er listet sidst i dette notat. Der refereres til det tekniske baggrundsmateriale ved brug af [x].

Projektet er udført som et samarbejde mellem GEUS, Energistyrelsen (ENS), Gas Storage Denmark (GSD) og Energinet. Områderne CO₂-fangst, transport, infrastruktur og anvendelse er blevet varetaget af ENS suppleret af Energinet omkring transport af CO₂ i rørledningsnettet. GEUS har haft projektledelsen, samt alle undersøgelser og forskningsaktiviteter vedrørende CO₂-lagring, herunder sikkerhed og overvågning, hvor GSD aktivt har deltaget med deres viden fra Stenlille gaslagret.

GEUS
De Nationale Geologiske
Undersøgelser for Danmark
og Grønland
Øster Voldgade 10
1350 København K

Tlf. 38 14 20 00

CVR-nr. 55 14 50 16
EAN-nr. 5798009814814

geus@geus.dk
www.geus.dk

*GEUS er en forsknings-
og rådgivningsinstitution
i Klima-, Energi- og
Forsyningsministeriet*

Indhold

Hovedkonklusioner	3
Aktionspunkter	6
Fangst af CO₂	7
Fangstpotentiale fra danske emissionskilder	9
Potentialet for anvendelse og lagring	11
Transport og infrastruktur	13
Transportanalyse	15
Anvendelse af CO₂	17
Geologisk lagring af CO₂	22
Lagringsmuligheder og vurdering af lagringskapacitet	22
Havnsø og Hanstholm strukturerne	27
Undersøgelser af Havnsø strukturen	28
Undersøgelser af Hanstholm strukturen	31
Undersøgelser af reservoir og segl	33
Sikkerhed og overvågning	35
Sikkerhed og overvågning ved transport af CO ₂	35
Sikkerhed, overvågning og miljøaspekter ved lagring af CO ₂	35
Anbefalinger til supplerende forskning og undersøgelser	39
Tekniske rapporter og notater	43

Hovedkonklusioner

Det er i rapporterne estimeret, at udledningerne af CO₂ fra større punktkilder i Danmark i 2030/2040 vil være større end behovet for CO₂ til en fremtidig estimeret fremstilling af PtX brændstoffer i 2040, og det er vurderet inden for disse rammer, at der vil være et behov for både lagring og deponering af CO₂ fremover. Fremskrivningen af PtX/CCU- produktion tager dog ikke hensyn til en evt. produktion til eksport, og derfor kan en markant øget produktion til både dansk forbrug og eksport således medføre en knaphed på kulstof fra punktkilder. Det kan da forventes, at DAC vil være den marginale kulstofkilde til at møde behov for både større skala deponering og anvendelse af bæredygtig CO₂.

Mindre punktkilder er ikke blevet undersøgt i dette arbejde. Både skønnet af fangstpotentiale samt fremskrivningen af PtX-forbrug er behæftet med usikkerhed.

Det tekniske CO₂-fangstpotentiale er skønnet til maksimalt 5,5 Mt/år i 2040 for de større punktkilder, herunder industrielle punktkilder og kraftvarmeanlæg, hvor den fremtidige udvikling er usikker [7,9]. Heraf er 2,3 Mt/år fossilt og 3,2 Mt/år biogent CO₂. Derudover er der et teknisk potentiale på 1 Mt/år biogent CO₂ fra biogasanlæg. Det totale tekniske fangstpotentiale forventes i 2040 at være ca. 5-10 Mt/år.

Globalt er 19 storskala CO₂-fangstanlæg i drift, der alle er baseret på den såkaldte amin-teknologi [3]. Amin-teknologien er reelt den eneste fangstteknologi, som forventes at være kommercielt moden de kommende 10-15 år [4-6]. Teknologien er velegnet til eftermontering på eksisterende anlæg med CO₂ udledning. Det væsentligste energiforbrug i fangstprocessen er varme, som i mange tilfælde kan anvendes fra eksisterende processer. En del af restvarmen fra CO₂ fangsten kan anvendes til fjernvarme eller udnyttes på anden vis.

Oxyfuel combustion (hvor ilt tilsættes forbrændingen for at få større andel CO₂ i røggassen) har generelt et anvendelsespotentiale der er begrænset til nybyggede værker med løsningen integreret fra start. For kedelanlæg baseret på cirkulerende fluidbed teknologi (Amagerværkets blok 4, BIO4) kan retrofit dog formentlig være relevant. Teknologien er mindre moden end post-combustion, men kan i nogle tilfælde være væsentligt billigere.

Direct air capture (DAC) kan installeres frit i det åbne land og indfange CO₂ fra atmosfærisk luft [5a,b]. Teknikken har den fordel, at den kan levere negative emissioner, eller bæredygtig CO₂ til CCU og er uafhængig af punktkilder. I tilfælde af at behovet for bæredygtig CO₂ til CCU og CCS overstiger det omkostningseffektive punktkildefangstpotentiale, må det forventes, at DAC vil være den marginale kulstofkilde til at møde behovet. Det er en ulempe, at CO₂ koncentrationen i luft er meget lav sammenlignet med emissioner fra værker og industri, hvilket betyder, at store mængder atmosfærisk luft skal blæses igennem anlægget, hvilket kræver et stort el-forbrug og installationsplads, og fordyrer teknologien betragteligt i forhold til fangst fra mere koncentrerede punktkilder. Teknologien er stadig under udvikling, og er kun demonstreret i forholdsvis små pilotprojekter.

Tætheden af CO₂ er afgørende for økonomien i transport af CO₂ [7, 8a,b]. Derfor transporteres CO₂ på væskeform frem for gasform, enten i tanke på skibe, i tankvogne eller i rørledninger. Når det kommer til valg mellem skib og rør, er en økonomisk afvejning nødvendig, hvor

især levetid og længde af transportruten, samt CO₂-mængderne er afgørende. I mange tilfælde vil den optimale løsning være givet ud fra infrastrukturmæssige forhold [9].

Ud fra en overordnet betragtning er det teknisk muligt at omstille transmissions- og distributionsnettet i naturgasnettet til transport af CO₂. Kompressorstationer og måler- og regulatorstationer (M/R-stationer) skal tilbygges for at håndtere de anderledes fysiske egenskaber af CO₂ [7,8a,9]. Gassystemet skal opfylde forskellige forpligtelser, der forhindrer en omstilling til CO₂-transport her og nu. Det vil forventeligt først være i perioden 2040-50, at dele af transmissionssystemet vil kunne omstilles. Visse dele af distributionssystemet forventes at kunne omstilles tidligere, omkring 2030-2040.

Initiativer taget i omkringliggende lande er væsentlige for beslutninger om tidlig storskala opbygning af PtX i Danmark. I notatet om PtX i udlandet, afdækkes det hvilke initiativer og målsætninger for udbredelse af PtX, der er udarbejdet uden for Danmark [10,12]. Dette er væsentligt, da fx andre landes indsatser vil have potentiel stor betydning for Danmarks muligheder for at eksportere mellem- og slutprodukter fra PtX [10,12]. Flere europæiske lande planlægger en national udbygning af PtX, heriblandt Tyskland, Holland, Frankrig og Storbritannien. Her fokuseres der hovedsageligt på produktion og anvendelse af brint.

Ved placering af produktionsanlæg til kulstofbaserede PtX-brændstoffer bør der skeles til følgende hensyn: adgang til brint, adgang til en sæsonuafhængig CO₂-punktkilde [9,11]. Derudover kan adgang til et fjernvarmenet også være relevant, mens potentiel belastning af elnettet ift. brintproduktion også kan spille en rolle, desuden spiller anvendelse eller afsætning en rolle [13-15].

Et antal CO₂-lagringsteder på land og i nærkystområderne er kortlagt og vurderet baseret på tilgængelige data [16]. Det samlede lagringspotentiale for de vurderede geologiske strukturer er estimeret til mellem 8,6-17 Gt CO₂ (tabel 7), det forudsætter dog at alle de kortlagte strukturer er egnede til lagring [16]. Herudover findes et lagringspotentiale i strukturer på land og i nærkystområdet, som endnu ikke er kvantificeret, i udtjente olie-gasfelter, og i hældende, sandstenslag under havbunden, samt i strukturer som ikke kan identificeres på baggrund af de nuværende data. Se baggrundsnotat [9], tabel 3, for omkostningsestimat fra litteraturen til forskellige deponier (omkring 20-100 DKK/ton ved levetid på 40 år).

Potentialet i udtjente olie-gas felter er ikke vurderet nærmere, men er tidligere estimeret til ca. 900-1300 Mt. I nye beregninger for Siri-systemet (Project Greensand) er der estimeret et lagringspotentiale omkring 150-500 Mt. Som eksempel på en hældende fælde er et permeabelt sandstenslag i Skagerrak undersøgt med et lagringspotentiale på 250-1000 Mt [16]. En samlet oversigt med CO₂-lagringsmuligheder kan ses i tabel 8.

CO₂-lagre, både på land og under havbunden, kan overvåges med geofysiske metoder som fx seismik og med geokemiske måleudstyr, der kan registrere ændringer i CO₂-koncentration over deponier [32-34]. Metoderne er under stadig udvikling. Især er udviklingen med sensorer bygget op omkring optiske fibre lovende, og disse kan øge muligheden for at detektere en udsivning markant. Desuden er der i forbindelse med naturgaslagring allerede i dag omfattende sikkerhedsprocedurer, som vil kunne benyttes som udgangspunkt for CO₂-lagring [35].

To geologiske strukturer, Havnsø og Hanstholm, er udvalgt til nærmere analyse [17-30].

Havnsø strukturen ligger i Sejerø bugten med 2/3 på land og 1/3 under havbunden. Afstanden til København er ca. 85 km, hvilket gør strukturen velegnet til at modtage CO₂ fra punktkilder i Københavnsområdet foruden fra lokale kilder som Asnæsværket og raffinaderiet i Kalundborg samt kilder på Fyn. Da lagret primært ligger på land, vil omkostningerne forbundet med transport og injektion af CO₂ være lavere end ved et offshore lager. Estimerede omkostninger til at etablering og drift af et lager er omkring 15-90 DKK/ton CO₂¹.

De udførte undersøgelser viser, at Havnsø strukturen sandsynligvis vil være egnet til lager. Reservoirmodellen og simuleringer indikerer, at der kan injiceres og lagres 250 Mt CO₂ i strukturen, hvis der anvendes tre injektionsboringer, hver med en gennemsnitlig pumpehastighed på 1 Mt CO₂/år [29].

For Hanstholm strukturen i Skagerrak indikerer reservoirmodellen og simuleringer af CO₂ injektion, at strukturen kan indeholde ca. 1000 Mt CO₂ [30]. I forbindelse med den nye tolkning af Hanstholm strukturen viser den anvendte dybdekonvertering af seismiske data en dybde til toppen af reservoiret på ca. 800-900 m, hvilket er tæt på grænsen for, hvornår CO₂ optræder i superkritisk tilstand. Der er dermed en risiko for, at lageret ikke ligger dybt nok for, og det vil derfor være essentielt at få nye data til at bestemme dybden mere præcist [23].

Tilsammen har Havnsø og Hanstholm strukturerne en lageringskapacitet på ca. 1250+ Mt CO₂, svarende til mere end 100 års CO₂-udledning fra de største danske CO₂-udledere med en samlet udledning på 5-9 Mt CO₂/år [31]. Estimaterne er foreløbige, da det pga. Covid-19 situationen ikke har været muligt at inkorporere alle de nye geologiske data produceret i løbet af projektet i reservoirmodellerne. Indsamling af nye geofysiske data er nødvendig for begge strukturer for at præcisere de geologiske modeller og dermed reducere usikkerhederne. Der er imidlertid betydelige udfordringer med indsamling af data, da strukturerne ligger i Natura2000 områder.

Den samlede screening viser et betragteligt potentiale for CO₂ lagring fordelt hen over landet samt i nærkyst områder. Desuden findes i Nordsøområdet permeable sandstenslag med salt porevand samt udtjente olie- og gasfelter, hvor CO₂ kan lagres. Der er fordele og ulemper ved lagring i henholdsvis saline sandstenslag og udtjente olie- og gasfelter, som skal undersøges eksplicit. Det samlede store lagringspotentiale i Danmark giver således stor fleksibilitet, når punktkildefangst og lagring skal udvikles mest hensigtsmæssigt, og det anbefales derfor, at der etableres et samlet overblik i form af et lagringsporteføljekatalog, så der kan prioriteres i forhold til tekniske, kommercielle og myndighedsmæssige kriterier.

¹ Kilde: <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/119816/costs-co2-storage-post-demonstration-ccs-eu.pdf>

Aktionspunkter

Aktiviteter som snarest bør iværksættes for at forberede CCUS i Danmark. En liste med anbefalinger til supplerende undersøgelser og forskning er angivet bagerst i denne rapport.

For at accelerere udbygningen med CO₂-fangst i Danmark anbefales:

- At afsætte midler til test og udvikling af teknologier til storskala anlæg
- At afsætte midler til demonstration af storskala CO₂-fangst på store danske punktkilder
- Regulering der skaber sikre rammer for afsætning af den opsamlede CO₂, så investorer i fangst-anlæg er sikret økonomisk afsætning af fangsten

Anbefalinger til infrastruktur og transport:

- Udformning af regulering, der skaber sikre langsigtede rammer for aktører inden for transport og deponi af CO₂.
- Fremme demo/fyrtårnsprojekter der går på tværs af hele CCS/CCU værdikæderne

Anvendelse af CO₂:

- Designe reguleringen så CCU (og generelt PtX) indføres på efterspørgselssiden
- Optimering af elektrolyseprocessen
- Understøttelse af demonstrationsprojekter af PtX, både produktion og anvendelse
- Øge international dialog og samarbejde – herunder med EU
- En udbygning af PtX kan understøttes gennem forskellige indsatser i værdikæden – fra produktionsstøtte, til reducerede omkostninger til infrastruktur og el, samt øge efterspørgselssiden.

For at modne potentielle CO₂-lagre anbefales:

- Da lagringskapaciteten ikke vurderes at være den begrænsende faktor, bør man hurtigst muligt iværksætte kortlægning af områder som ikke tidligere har været undersøgt, men som opfylder andre vigtige kriterier, fx nærhed til punktkilde clustre, infrastruktur muligheder, naturbeskyttelsesbegrænsninger eller områder, hvor der er god viden om undergrunden
- Indsamling af nye data (seismisk og boring) vedr. valgte strukturer (som fx Havnsø og Hanstholm), så disse kan modnes til certificering (størrelse, relief, spill point, forekomst af forkastninger, etc.)
- Laboratorieundersøgelser af langtidseffekter af CO₂'s påvirkning af reservoir og segl
- Integration af nye og eksisterende data og resultater med henblik på risikovurdering, certificering, optimal udnyttelse af lagerkapacitet og planlægning af overvågning
- Identificere relevante og hensigtsmæssige monitoringsmetoder

Fangst af CO₂

CO₂ fangst består i separation af CO₂ fra en fortyndet blanding (fx røggas, luft, proces gas, etc.) til en koncentreret strøm af CO₂. Efterfølgende vil der typisk ske en konditionering af den opkoncentrerede CO₂ strøm for at imødekomme krav til efterfølgende transport og/eller brug.

Der findes en lang række CO₂ fangstteknologier, hvoraf mange har meget lavt teknologimodenhed [5a]. I dette arbejde er der primært fokus på de mest relevante teknologier i dansk kontekst til CO₂ fangst i stor skala:

- amin-baseret post-combustion til eftermontering på eksisterende anlæg
- oxy-fuel combustion til nybyggede anlæg
- direct air capture (DAC), CO₂ fanget fra atmosfærisk luft

Der har været fokus på installation af amin- og oxy-fuel teknologien på kraftvarmeværker (biomasse/affaldsforbrænding) samt cementværker, da disse punktkilder samlet udgør de største CO₂-udledninger i Danmark. CO₂ fangst kræver varme og el og kan med fordel integreres med andre processer og/eller fjernvarmenettet.

Der findes i dag 19 storskala CO₂-fangstanlæg i drift, der alle er baseret på amin-teknologien. Teknologien er velegnet til eftermontering på eksisterende anlæg, da den kan installeres uden større indgriben i driften under installationsarbejdet. Det væsentligste energiforbrug i processen er i form af varme (ca. 150 °C), som i mange tilfælde på kraftvarmeværker kan tages fra den eksisterende dampkreds, med resulterende tab i fjernvarmeproduktion og el-produktion. Alternativt skal der installeres en ny enhed til at levere den nødvendige varme. En mindre del af restvarmen fra processen har høj nok temperatur til at blive genanvendt til fjernvarme direkte. Resten kan evt. opgraderes via en varmepumpe til fjernvarmetemperatur eller udnyttes på anden vis. Der medgår også en mængde el, primært til konditionering af CO₂ strømmen. På kort sigt vurderes denne teknologi at være den samlet set mest konkurrencedygtige af de undersøgte.

Oxyfuel combustion har et anvendelsespotentiale der er begrænset til nybyggede værker med løsningen integreret fra start. Grundet tekniske udfordringer ved retrofit, vurderes denne teknologi mindre relevant inden for de kommende år, på trods af at den synes at være væsentligt billigere end amin-teknologien. Egnetheden ved retrofit afhænger dog af kedeltypen, og retrofit er bedst egnet til kedelanlæg baseret på cirkulerende fluidbed teknologi. Den nybyggede blok 4 (bio) på Amagerværket er netop baseret på denne teknologi, og oxyfuel bør da tages i betragtning ved beslutning om retrofit af kulstoffangst.

Direct air capture kan installeres frit og indfange CO₂ fra atmosfærisk luft. Teknikken har den fordel at den kan levere negative emissioner og er uafhængig af en punktkildes placering eller fremtidige drift. Ulempen er dog at den lave CO₂ koncentration i luft betyder, at der skal blæses meget store mængder luft igennem anlægget, hvilket kræver et stort el- og varme-forbrug. Teknologien er umoden og er endnu kun demonstreret i forholdsvis små pilotprojekter. På lang sigt kan DAC være den marginale kulstofkilde til at møde behov for både større skala deponering og anvendelse af bæredygtig CO₂.

I tabel 1 præsenteres estimerede gennemsnitlige omkostninger ved et amin-baseret anlæg pr. ton CO₂ over anlæggets levetid, LCoCC (levelized cost of carbon capture), ud fra tekniske- og økonomiske parametre i Carbon Capture Technology Catalogue dataark [5b]. Økonomi er beregnet via selskabsøkonomisk tilgang. Der er antaget priser for el og varme til drift af fangstanlægget på henholdsvis 50€/MWh og 30 €/MWh. Elprisen er udtryk for kun engros-markedsprisen (fx egetforbrug) og indeholder dermed ikke tariffer etc. Varmeprisen er ligeledes baseret på antagelse om egetforbrug (dvs. udtag fra eksisterende egenproduktion for eksempel på et biomassefyret kraftvarmeværk, affaldsværk eller dampkedler på en industri-virksomhed).

Et anlæg med få (5.000) fuldlasttimer (FLT) og høj (10%) forrentningskrav (WACC) estimeres til at koste imellem 700-1200 DKK/ton fanget CO₂, afhængig af fangstanlæggets CAPEX. Derimod estimeres prisen på et anlæg med mange (8.000) FLT og lav (4%) WACC til at ligge i omegnen af 400-600 DKK/ton fanget CO₂.

Industrielle punktkilder kan forventes at have høje forrentningskrav (set i forhold til kommunalt ejet anlæg), og for en række af dem også kun at være i drift i dele af året (lave fuldlast-timer).

Aminbaseret post combustion, DKK/ton CO ₂ (cirka)					
	Lav CAPEX			Høj CAPEX	
	WACC 4%	WACC 10%		WACC 4%	WACC 10%
Lav FLT	600	700	Lav FLT	800	1200
Høj FLT	400	500	Høj FLT	600	800

Tabel 1. Estimerede gennemsnitlige omkostninger over anlæggets levetid (LCoCC) givet i DKK/ton CO₂ for aminbaseret teknologi. Priser er estimeret med henholdsvis mange/få fuldlasttimer, FLT (5000/8000), lavt/højt forrentningskrav, WACC (4%/10%) og lavt/højt investeringsestimat for anlæg med investeringsbe-slutning i 2025. El-/varmepris er antaget til henholdsvis 50€/MWh og 30 €/MWh. Tallene er angivet som gennemsnitsværdier, er behæftet med usikkerhed, og kan ikke direkte overføres til specifikke anlæg.

Tabel 2 angiver ligeledes et omkostningsestimat for kulstoffangst baseret på oxy-fuel retrofit. Teknologien vurderes, som tidligere nævnt ikke relevant for retrofit i de fleste tilfælde, grundet behov for ombygning af de primære produktionsprocesser. Det er altså illustrative værdier, der viser at oxy-fuel kan være en attraktiv løsning ved nybyg eller større ombygninger.

Et anlæg med få (5.000) fuldlasttimer (FLT) og høj (10%) WACC estimeres at koste imellem 400-800 kr/ton fanget CO₂, afhængig af CC-anlæggets CAPEX. Derimod estimeres prisen på et anlæg med mange (8.000) FLT og lav (4%) WACC til at ligge i omegnen af 300-400 kr/ton fanget CO₂.

Oxy-fuel, DKK/ton CO ₂ (cirka)					
	Lav CAPEX			Høj CAPEX	
	WACC 4%	WACC 10%		WACC 4%	WACC 10%
Lav FLT	300	400	Lav FLT	500	800
Høj FLT	300	300	Høj FLT	400	500

Tabel 2. Estimerede gennemsnitlige omkostninger over anlæggets levetid (LCoCC) givet i DKK/ton CO₂ for oxy-fuel CC-teknologi. Priser er estimeret med henholdsvis mange/få fuldlasttimer, FLT (5000/8000),

lavt/højt forrentningskrav, WACC (4%/10%) og lavt/højt investeringsestimat for anlæg med investeringsbeslutning i 2025. El-pris er antaget til 50€/MWh. Tallene er angivet som gennemsnitsværdier, er behæftet med usikkerhed, og kan ikke direkte overføres til specifikke anlæg.

I tabel 3 er LCoCC for DAC estimeret. DAC er endnu på lavt TRL-niveau men kan potentielt komme til at spille en rolle på længere sigte. Bemærk dog, at både priserne i dag og i fremtiden er behæftet med væsentlig usikkerhed, da teknologien ikke er veldokumenteret eller demonstreret på stor skala.

Givet det høje CAPEX samt at DAC ikke er bundet op på en punktkilde, vil man som udgangspunkt køre det så mange timer som muligt – i beregningen er antaget 8000 FLH. Prisen på el- og varmekonsum er sat til 70 €/MWh og 40 €/MWh. Elprisen udtrykker en omkostning for køb af el fra nettet inkl. tariffer. Varmepriisen udtrykker en levelized cost of heat for en varmepumpe. Hvis der laves "behind-the-meter" løsninger, dvs. hvor tarifferne spares og elomkostningen kan antages at være ca. 50€/MWh, vil de estimerede priser i tabel 3 være ca. 10% lavere. Hvis der desuden antages fleksibel drift (lavere fuldlasttimer), kan omkostningerne muligvis blive yderligere reduceret. Dette er dog ikke undersøgt nærmere.

Et anlæg i nær fremtid (2025) estimeres at kunne indfange CO₂ til imellem 1700-2400 DKK/ton fanget CO₂. På længere sigte (2050) forventes omkostningen at blive reduceret til i omegnen af 1200-1900 DKK/ton fanget CO₂.

Direct air capture, DKK/ton CO ₂ (cirka)					
	Lav CAPEX			Høj CAPEX	
	WACC 4%	WACC 10%		WACC 4%	WACC 10%
år 2025	1700	1900	år 2025	1900	2400
år 2050	1200	1500	år 2050	1500	1900

Tabel 3. Estimerede gennemsnitlige omkostninger over anlæggets levetid (LCoCC) givet i DKK/ton CO₂ for direct air capture teknologi. Priser er estimeret for henholdsvis år 2025 og 2050 med lavt/højt forrentningskrav og lavt/højt investeringsestimat. Alle estimater er med 8000 fuldlasttimer. El-/varmepriis er antaget til henholdsvis 70€/MWh og 40 €/MWh. Tallene er angivet som gennemsnitsværdier, er behæftet med usikkerhed, og kan ikke direkte overføres til specifikke anlæg.

Fangstpotentiale fra danske emissionskilder

I Geografisk analyse for CCUS [9] opgøres et estimat for de samlede danske udledninger i 2030 til i alt 19 mio. tons (Mt) CO₂, med udgangspunkt i Regeringen klimaprogram 2020 og Basisfremskrivningen 2020. Dette udgøres af kilder fra industri, affaldsforbrænding, andre energiproducerende værker og biogasanlæg. De mindste industrikilder medtages ikke (< 20 kt per år), hvilket udgør tilsammen under 0,5 Mt CO₂ per år, og offshore udledninger medtages heller ikke.

Hvordan de industrielle punktkilder udvikler sig frem mod 2040 er usikkert. Der vil eksempelvis udføres energieffektiviseringer, omlægges til mindre CO₂-intensive brændstoffer, elektrificeres, mens nogle kraftvarmeverker og affaldsværker forventes at lukke. For industrien er der også usikkerhed om hvordan produktionen udvikler sig, hvilket afhænger af det fremtidige

marked. Fangstpotentialet vurderes i Regeringens klimaprogram at være i størrelsesordenen 5-10 Mt CO₂ om året i tiden efter 2030. Forskellen mellem de forventede udledninger på 19 Mt i 2030 og fangstpotentialet på 5-10 Mt efter 2030, skyldes de ovenfor beskrevne forventninger til udviklingen.

I næste afsnit præsenteres et bedste bud på potentialet af lagring og anvendelse af CO₂ i Danmark i 2040, der uddybes nedenfor. Derfor er der lavet en vurdering af fangstpotentialet fra konkrete punktkilder, vist i tabel 4. Da udviklingen er usikker medtages hovedsageligt de store punktkilder, der udpeges i klimaprogrammet, og fangstpotentialet lander i den lave ende af klimaprogrammets spænd, på 6,5 Mt CO₂ om året.

(mio. tons CO ₂ om året)	Fossil	Biogen	Sum
Aalborg Portland	1	0	1
Raffinaderi i Kalundborg og Fredericia	1	0	1
ARC, Vestforbrænding og ARGO	0,3	0,7	1
Avedøreværket og Amagerværket	0	2,5	2,5
Biogasanlæg	0	1	1
Sum af de største punktkilder	2,3	3,2	5,5
Sum inkl. biogasanlæg	2,3	4,2	6,5

Tabel 4. Fangstpotentiale i 2040 fra centrale CO₂-punktkilder. Potentialet er behæftet med stor usikkerhed.

Der er meget stor usikkerhed omkring det fremtidige tekniske fangstpotentiale, nok især inden for industrien og kraftvarmeværkerne. Fangstpotentialet i Regeringens klimaprogram ligger overordnet højere end vurderingen foretaget af Klimarådet.²

I tabel 5 nedenfor opsummeres disse betragtninger.

Estimerede udledninger i 2030 baseret på Basisfremskrivningen 2020	19 Mt CO ₂
Fangstpotentiale efter 2030 ud fra Regeringens klimaprogram	5 – 10 Mt CO ₂
Totaludledninger fra udvalgte punktkilder til CCUS-potentialet for 2040	6,5 Mt CO ₂

Tabel 5. Udledninger og vurderede fangstpotentiale

Til vurdering af fangstpotentialet i tabel 4 ses bort fra mellemstore værker såsom Skærbækværket, Studstrupværket, Asnæsværket og Fynsværket, der i 2030 anslås tilsammen at stå for 1,5 Mt biogen CO₂ om året. Aalborg Portland forventes at udlede omkring 2 Mt i 2030, og da Aalborg Portland har udmeldt ambitioner om betydelige CO₂-reduktioner ved omstilling af brændsler og cementtyper med lavere emission, anslås fangstpotentialet til 1 Mt om året i 2040.

² <https://www.klimaraadet.dk/da/nyheder/klimaraadets-vurdering-af-regeringens-klimaprogram>

For små CO₂-kilder betragtes kun biogasanlæg, da CO₂ udledes herfra i høj koncentration, hvilket kan medføre en signifikant billigere fangst af biogen CO₂, end for andre mindre kilder. Desuden har den biogene CO₂ potentiale for at indgå som negativ emission hvis den indfanges og deponeres. Der medtages ikke mindre fossile punktkilder (industrielle). Det rent tekniske fangspotentiale for samtlige punktkilder ligger formentlig over denne punktkilde-specifikke vurdering af fangspotentialet.

Ud fra denne vurdering bliver det samlede fangspotentiale i 2040 på 5,5 Mt/år for de større punktkilder. Heraf er 2,3 Mt/år fossil og dermed 3,2 Mt/år biogent CO₂. I de fossile emissioner indgår raffinaderierne, hvor den fremtidige udvikling er usikker. Derudover er der et potentiale på 1 Mt/år biogen CO₂ fra biogasanlæg. Samlet set er det forventede fangspotentiale i 2040 ca. 6,5 Mt/år.

Potentialet for anvendelse og lagring

For at reducere mængden af CO₂ der udledes i atmosfæren, kan CO₂'en fra store punktkilder enten indfanges, transporteres og enten lagres i undergrunden, eller transporteres til en produktionsfacilitet, der fremstiller PtX-brændstoffer via CO₂ og brint. Med udgangspunkt i de udvalgte punktkilder i tabel 4 undersøges potentialet for anvendelse og lagring.

Ved lagring af CO₂ fra fossile brændsler og procesemissioner elimineres den tidligere emission, mens lagring af biogen CO₂ fører til negative emissioner.

Anvendelse af CO₂ fra fossile kilder til kulstofholdige brændsler leder stadig til en udledning, men muligvis også til en substitution af tilsvarende fossile produkter. Samtidig sker der ofte en forskydning i udledningen fra en punktkilde til mere diffuse kilder, hvilket kan gøre senere indfangning ugunstig.

Anvendelse af CO₂ fra biogene kilder fører derimod til produktion af CO₂-neutrale brændsler, som gennem substitution af produkter baseret på fossile kulstofkilder vil føre til en reduceret samlet CO₂-udledning. Der vil være CO₂-udledninger forbundet med livscyklussen, af de CO₂-neutrale brændsler der baserer sig på biogen CO₂.

Fra Analyseforudsætningerne-2020 forventes en elektrolysekapacitet til brintproduktion på mellem 1 og 6 GW i 2040 med et centralt skøn på 3 GW. Produktionskapaciteten for PtX forventes dog i AF20 mere end fordoblet fra 2040 til 2050, og fremskrivning tager ikke højde for muligheden for produktion af PtX-produkter til eksportformål.

Her benyttes 2040-fremskrivningen til at vurdere CO₂-behovet til CCU, under antagelse af, at al den producerede brint anvendes til produktion af CCU-produkter. Hvis CCU-produkterne skal baseres på biogen CO₂, vil der for 6 GW elektrolyse, være behov for ca. al den tilgængelige biogene CO₂ i 2040 (4,2 Mt CO₂ om året i tabel 4). Fastholdes det centrale skøn på 3 GW, vil der således maksimalt være behov for ca. halvdelen af den tilgængelige biogene CO₂. Den producerede brint vil formegentlig også bruges til andre formål end CCU, og behovet for CO₂ til PtX/CCU være mindre. De centrale større biogene punktkilder der er i betragtning her, befinder sig øst for Storebælt, og består af de tre affaldsforbrændingsanlæg,

ARC, Vestforbrændingen og ARGO samt de to biomassebaserede kraftvarmeværker, Amagerværket og Avedøreværket. Endelig er der ca. 50 biogasanlæg, der hovedsageligt er placeret vest for Storebælt.

En mulighed vil være at etablere 1 GW elektrolyse ved indfødningssonen fra Østersøen og 2 GW elektrolyse ved indfødningssonen fra Nordsøen. CO₂'en, der skal anvendes i en eventuel indfødningssone fra Nordsøen, forventes at transporteres med lastbil fra biogaspunktkilderne og med skib fra de større punktkilder [9] [10].

Sammenholdes udledningerne fra store relevante punktkilder, ser det ud til, at udledningen af CO₂ fra de store punktkilder vil være større end behovet for CO₂ til fremstilling af CCU-brændstoffer i 2030/2040, selv i et øvre skøn for anvendelsespotentialitet. Det er derfor under disse forudsætninger ikke vurderingen, at mængden af CO₂ vil være en begrænsende faktor for omstilling via PtX i et 2030/2040-perspektiv. Fremskrivningen af PtX/CCU-produktion i AF20 tager dog ikke hensyn til en evt. produktion til eksport, og derfor kan en markant øget produktion til både dansk forbrug og eksport således medføre en knaphed på kulstof fra punktkilder. Det kan da forventes, at DAC vil være den marginale kulstofkilde til at møde behov for både større skala deponering og anvendelse af bæredygtig CO₂.

Forholdet mellem fossile og biogene CO₂-udledninger kan have betydning for hvorvidt det vurderes hensigtsmæssigt at lagre CO₂'en, eller om det er mere hensigtsmæssigt at genanvende CO₂'en til produktion af brændstoffer. Lagring af biogen CO₂ vil potentielt kunne tælle som negative emissioner, hvorimod lagring af fossilt CO₂ vil opgøres som neutralt. Hvis indfanget og lagret biogen CO₂ betragtes som negative emissioner, vil PtX-brændstoffer baseret på biogen CO₂ opgøres som CO₂-neutrale, mens der ved anvendelse af fossilt CO₂ vil være tale om en reduktion i CO₂-intensiteten i tilfælde af substitution af tilsvarende fossilt brændsel.

Alternativt, hvis man antager at al indsamlet CO₂ sendes til lagring, vil mængden af CO₂ fra de største punktkilder samlet udgøre 5,5 Mt/år, derudover er det i alt 1 Mt/år fra biogasanlæggene. Det betyder, at samles al tilgængelig CO₂ skal lagerkapaciteten dimensioneres til at kunne modtage 6,5 Mt/år. Vi tager her ikke højde for muligheden for import af udenlandsk CO₂, eller for mindre danske punktkilder.

Transport og infrastruktur

Tætheden af CO₂ er afgørende for økonomien i transport af CO₂. Derfor transporteres CO₂ på væskeform frem for gasform, enten i tanke på skibe, i tankvogne eller i rørledninger.

Tætheden af CO₂ på væskeform er ca. 5-10 gange højere end for naturgas i naturgasnettet, og derfor er der kun behov for rør af relativt lille diameter set i forhold til naturgasnettet. CO₂ kan også transporteres som en gas ved tryk under 30 bar. I dette tilfælde er tætheden lav i forhold til naturgas, og vil altså kræve rør af en relativt stor diameter.

CO₂ skal være dehydreret ved transport, da små mængder vand kan lede til tekniske problemer, hvor vandet kan krystallisere til CO₂-hydrat. Dette kan give problemer i tanke ved ventiler, varmevekslere mm. Små mængder vand kan også gøre CO₂'en ætsende for kulstofstål, hvilket kan give problemer i rørtransport.

Transport af CO₂ på tankvogne kræver kun få anlægsinvesteringer. CO₂'en transporteres på flydende form i tryksatte tanke, med kapaciteter op til omkring 30 ton. Lastvognstransport af CO₂ er en relativt dyr løsning, men kan være anvendelig til at flytte mindre mængder CO₂ over korte afstande. I en dansk sammenhæng kunne det være relevant for biogasanlæg.

Ligesom for lastvogne, er det muligt at transportere CO₂ på skibe i tryksatte beholdere. En mulig løsning minder om et LNG-skib, hvor en køling vil være nødvendig for at holde CO₂ på væskefase. Northern Lights projektet i Norge har valgt at benytte skibe med tryk på 15 bar og temperatur på -25 °C. Skibstransport kræver terminaler med midlertidige CO₂-lagre, med en kapacitet tilsvarende skibets, samt lidt buffer. I dag findes der kun små skibe til CO₂ transport med kapacitet omkring 1-2 kiloton (kt) CO₂, men studier af CCS-projekter planlægger med skibe som har kapacitet op til 40 kt CO₂, og muligvis højere, hvilket svarer til en punktkilde op til 2-4 CO₂ Mt/år, afhængigt af laste/losse frekvensen.

Store mængder CO₂ i flydende tilstand kan transporteres i rørledninger. Omkostningerne til rørføring afhænger meget af de konkrete lokale forhold, og det er generelt dyrere at anlægge rør offshore end onshore, og dyrere i bebyggede områder end ved ubebyggede. Typisk vil rørføring egne sig til langsigtede projekter, da det er forbundet med store anlægsomkostninger og lave driftsomkostninger. Rørføring af CO₂ har mange lighedspunkter med transport af andre gasser og væsker, fx naturgas. Dog kræves der et særlig højt tryk på typisk 80-160 bar for at sikre at CO₂'en er flydende, og CO₂'en skal dehydreres, da væsken vil blive korrosiv, hvis vandindholdet er for højt.

Når det kommer til valg mellem skib og rør, kan en økonomisk afvejning være nødvendig, hvor især levetiden, afstanden og CO₂-mængderne af transportruten er afgørende, men i mange tilfælde vil den optimale løsning også være givet ud fra geografien. Valg af skibstransport har den fordel, at det er mere fleksibelt. Skibe kan sejle mellem forskellige havne, alt efter udbud og efterspørgsel, og skibe kan ombygges til transport af andet gods, hvis der ikke længere skulle være behov for dem. Rørtransport har den fordel at driftsomkostningerne er meget lave, og derfor er det typisk den mest omkostningseffektive løsning, hvis der er stor

sikkerhed om en langsigtet transportrute. Omvendt risikerer man at fastlåse en transportrute. Skibstransport kræver både konstruktion af skibe og ombygning af havne, og rørtransport kræver større udgravninger, og derfor er begge løsninger investeringstunge. Både rørtransport og skibstransport kan være relevante løsninger i dansk kontekst, og bør undersøges case-specifikt.

I tabel 5 vises et par regneeksempler af de specifikke transportomkostninger til CO₂ fra [8] med udgangspunkt i teknøkonomisk data fra [10].

	CO ₂ - punktkilde	Transportaf- stand	Forrent- ningskrav	Levetid	Specifikke transport- omkostninger
Rør, mellem, on- shore	750.000 tons pr. år	500 km	6%	50 år	255 DKK/ton CO ₂
Rør, stort, onshore	2.500.000. tons pr. år	500 km	6%	50 år	80 DKK/ton CO ₂
Skib, 4000 t, samt onshore eksportter- minal med mellem- lager	560.000 tons pr. år	500 km	6%	40 år	85 DKK/ton CO ₂
Skib, 10000 t, samt onshore eksportter- minal med mellem- lager	1.400.000 tons pr. år	500 km	6%	40 år	55 DKK/ton CO ₂
Lastvogn, 30 t	110.000 tons pr. år	15 km	8%	4 år	45 DKK/ton CO ₂
Lastvogn, 30 t	40.000 tons pr. år	100 km	8%	4 år	130 DKK/ton CO ₂

Tabel 5. Beregningseksempler på transportomkostninger.

Havne

Som udgangspunkt kan alle industrihavne udbygges til at kunne håndtere tankning og aflæsning af CO₂, samt mellemlagring heraf. Havne, der i forvejen håndterer gas, vil formentlig allerede have meget af den nødvendige infrastruktur til at håndtere CO₂. Havne, der i forvejen håndterer olie og kemikalier, vil formentlig også kunne håndtere de fleste PtX-produkter.

Naturgasnet

Ud fra en overordnet betragtning er det teknisk muligt at omstille naturgasnettet til transport af CO₂, både for transmissionsnettet og distributionsnettet. CO₂'en vil skulle transporteres på gasform omkring 30 bar, i stedet for på væskeform ved tryk over 80 bar. Dette medfører at tætheden af CO₂'en er lav, men det er netop sådanne forhold som naturgasrørene er designede efter, og transportkapaciteten vil i mange tilfælde være tilstrækkelig. Transmissionsrørene består af kulstofstål og distributionsrørene af plastik. Dette er kompatibelt med CO₂-transport, så længe at CO₂'en er dehydreret. Tætninger og pakninger vil sandsynligvis også være compatible. Kompressorstationer og måler- og regulatorstationer (M/R-stationer) vil skulle tilbygges for at håndtere de anderledes fysiske egenskaber af CO₂.

Både transmissionssystemet og distributionssystemet skal opfylde visse forpligtelser. Grundet transit-, system, forbrugs- og afsætningsforpligtelser vil det forventeligt først være i perioden 2040-50, at dele af transmissionssystemet vil kunne konverteres til transport af CO₂.

Store dele af distributionssystemet vil forventeligt også have forbrugs- og afsætningsforpligtelser, men særligt i forhold til stikledningerne til individuel opvarmning må det forventes at dele af systemet inden for en kortere årrække på 10-20 år vil kunne konverteres til transport af CO₂.

Transportanalyse

Til denne analyse betragtes tre muligheder for lagring af CO₂ i undergrunden, et onshore ved Havnsø på Vestsjælland, et offshore ved Hanstholm i Nordvestjylland, og et offshore i Norge, som beskrevet i Northern Light projektet. Lagringskapacitet forventes ikke at være en begrænsende faktor.

Havnsø

Lagret ligger primært onshore (ca. 2/3 onshore og ca. 1/3 offshore) og afstanden til København er ca. 85 km, hvilket gør det velegnet både til de lokale CO₂ punktkilder (Asnæsværket og raffinaderiet i Kalundborg) og til at modtage CO₂ fra nogle af de store punktkilder i Københavnsområdet og evt. på Fyn. Da lagret primært ligger på land vil omkostningerne forbundet med transport og injektion af CO₂ i lagret være lavere end ved et offshore lager. Estimerede omkostninger til at etablering og drift af et lager er omkring 15-90 DKK/ton CO₂³, ved en levetid på 40 år og en injektion på 1 til 5 mio. ton CO₂ om året. Ved levetid på 20 år bliver den specifikke omkostning omtrent fordoblet.

Hanstholm

Tæt ved kysten, ca. 25 km fra Hanstholm ligger ligeledes en geologisk struktur, som er vurderet velegnet til deponi af CO₂. Strukturen ved Hanstholm er noget større end ved Havnsø (306 Mt) med en kapacitet på 1.333 Mt, hvilket potentielt kan reducere den samlede omkostning pr. ton lagret CO₂ (set over en levetid på hundreder af år). Da lageret ligger offshore, vil omkostningen til transport og injektion af CO₂ formentlig være højere end ved Havnsø. Havnen i Hanstholm kan fungere som opsamlingspunkt for CO₂-kilder fra den øvrige dele af landet, som transporteres med skib, lagres midlertidigt i tanke ved Hanstholm havn, og herefter transporteres med rørledning til lagret. Omkostninger til denne type lagring vurderes at ligge i intervallet 45-150 DKK/ton³, svarende til niveauet ved Havnsø.

Norge

Northern Lights projektet drives af et konsortium bestående af Equinor, Shell og Total, der planlægger at importere CO₂ til offshore lagring vest for Bergen i Norge. Projektet er opdelt i to faser, hvor første fase forventes at være i drift i 2023 eller 2024 med en kapacitet på ca. 1,5 mio. ton CO₂ pr. år. Det er allerede planlagt at lagret skal aftage ca. 0,8 mio. ton CO₂ fra

³ Kilde: <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/119816/costs-co2-storage-post-demonstration-ccs-eu.pdf>

et affaldsværk og en cementfabrik i Oslo-regionen⁴. Den resterende kapacitet forventes udnyttet fra CO₂-kilder i resten af Europa. CO₂'en skal transporteres med skib til havnen i Bergen og herfra videre med rør til lagringslokaliteten ca. 160 km vest for Bergen.

Der forventes et prisspænd på 200-400 DKK/ton CO₂⁵ for import fra dansk kaj og kunne muligvis være en attraktiv midlertidig løsning inden lagring igangsættes i Danmark.

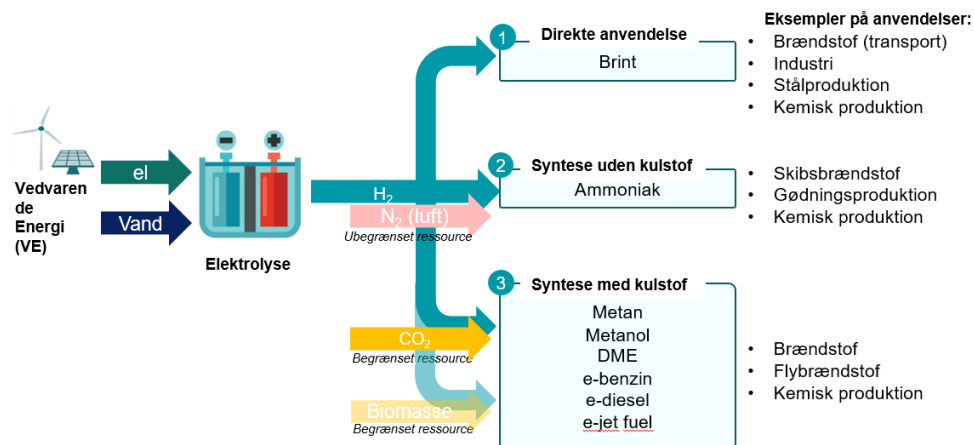
⁴ Kilde: <https://northernlightsccs.com/en/about>

⁵ Citat fra korrespondance mellem Energistyrelsen og Gassnova, 2020.: "In order for the Northern Lights project to become a successful business operation we will need to offer our future industrial clients transport and storage tariffs that are competitive with alternative decarbonation measures. Actual tariffs will depend on a sustainable business model, the level of volumes handled, market maturation and optimization of transport and storage facilities. It is the ambition of the Northern Lights partners to achieve by 2030 cost levels for transport and storage in the range described in the IOGP report "The potential for CCS and CCU in Europe" for this type of project of around 30€-55€ per ton of CO₂"

Anvendelse af CO₂

Power-to-X (PtX)-teknologier er produktionsmetoder for brændsler baseret på strøm. Det består af brintproduktion ved elektrolyse, der evt. videreforædles med CO₂ eller nitrogen fra luften, til brændstoffer med andre kvaliteter (figur 1). Alle PtX-teknologier baserer sig på brint, og brintproduktion udgør desuden det væsentligste omkostningselement i produktionen.

Elektrolyse er en moden teknologi der ikke er demonstreret på stor skala endnu. Produktionen af andre brændsler ud fra videreforædling af brint findes i stor skala, men baseret på fossil brint, og findes endnu ikke i stor skala baseret på brint fra elektrolyse.



Figur1. Overordnet gruppering af kemiske synteser i Power-to-X kan opdeles i syntese med og uden kulstof. De kulstofholdige produkter kan produceres fra CO₂, mens syntese uden kulstof primært dækker over fremstilling af kvælstofholdige brændsler. Brint kan desuden anvendes til at forbedre egenskaberne af bio-brændsler og også af fossile olieprodukter.

Andre landes indsatser er væsentlige for beslutninger om tidlig storskala opbygning af PtX i Danmark. I notatet om PtX i udlandet [9], afdækkes det hvilke initiativer og målsætninger for udbredelse af PtX, der er udarbejdet uden for Danmark. Dette er væsentligt, da fx andre landes indsatser vil have potentiel stor betydning for Danmarks muligheder for at eksportere mellem- og slutprodukter fra PtX. Flere europæiske lande planlægger en national udbygning af PtX, heriblandt Tyskland, Holland, Frankrig og Storbritannien.

Ud fra en markedsanalyse udført af konsulenthuset Implement konkluderes det, at de markeder der i Danmark er mest oplagte til at begynde at anvende PtX-produkter, inden for de næste 5-10 år er: indenrigslufttransport, raffinaderierne og international skibstransport. På længere sigt forventes taxadrift, indenrigsfærger og udenrigslufttransport at blive aktuelle [14]. Energistyrelsen vurderer desuden, at der kan være et potentielt marked inden for kunstgødning- og evt. plastproduktion.

PtX-brændstoffer vil konkurrere med biobrændstoffer og prissættes derefter. Prissætningen af PtX-brændstoffer vil skulle afstemmes i forhold til konkurrerende produkter på markedet – givet den regulering, der måtte være. Hvis konkurrerende markedsdominerende produkter indikerer en for "lav pris", vil det enten ikke kunne betale sig at producere PtX-brændstoffet, eller der vil være behov for yderligere regulering.

Selve salgsprisen varierer meget over tid, men merprisen ift. benzin og diesel er stabil (tabel 6). Hvis PtX-brændstofferne alene tæller med deres værdi, vil en konkurrencedygtig pris være på et niveau på omkring 180-190 DKK/GJ.

I VE-direktivet er der en bestemmelse om, at 2. generations biobrændstoffer tæller dobbelt i forhold til iblandingskravet. Hvis en tilsvarende bestemmelse gjorde sig gældende for PtX-brændstoffer vil de kunne konkurrere med en pris på omkring 230 DKK/GJ, dog i et begrænset marked.

Hvis brændstoffet kan anvendes som et drop-in brændstof, kan en højere pris være aktuel (250-290 DKK/GJ), men markedet for dette er pt. begrænset i Danmark grundet iblandingskravets niveau, der stort set kan opfyldes alene med almindelige biobrændstoffer. Dette er på niveau med Energistyrelsens vurdering af produktionsomkostninger for de billigere PtX-produkter, såsom brint, ammoniak, metan og metanol.

DKK/GJ	Pris	Merpris ift. fossil (inkl. fradrag fra CO ₂ -afgift)
Benzin og diesel	95	-
1.g. bioethanol (korn, sukker mv.)	225	117
1.g. biodiesel (raps)	190	82
1.g. biodiesel (palmeolie)*	180	72
2.g. bioethanol (halm)	320	212
2.g. biodiesel (fedt- og olieaffald)	230	122
1.g. HVO (raps)	250	155
2.g. HVO (UCO -brugt madolie)	290	195

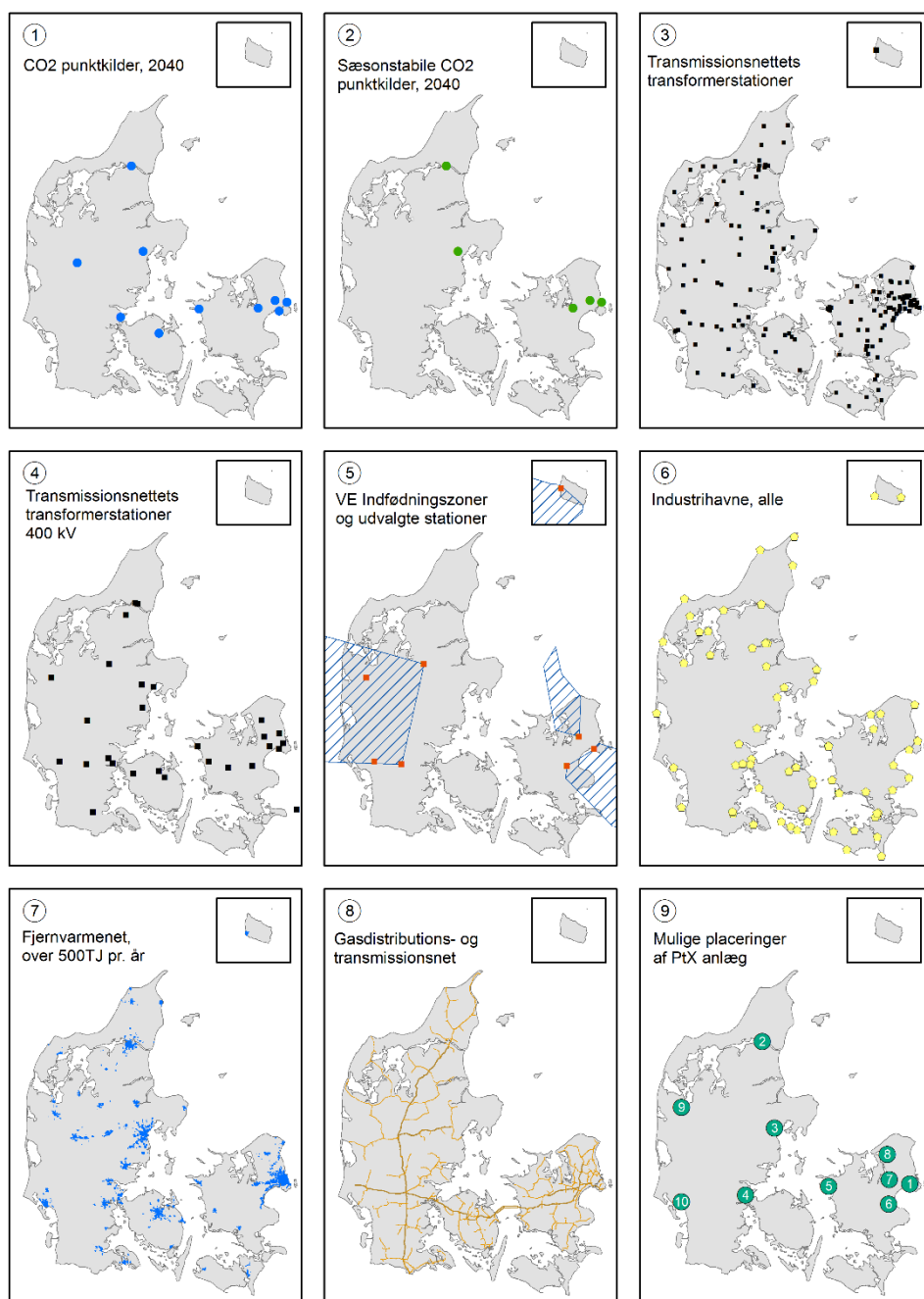
*: Der anvendes stort set ikke palmeoliebaserede biobrændstoffer i Danmark.

Tabel 6. Priser på biobrændstoffer. Der er store udsving i priser på bio-brændstoffer, da de følger en volatil prisreference for benzin og diesel. De angivne priser for 1.g biobrændstoffer er gennemsnitspriser over en 1-årig periode. For 2.g. biobrændstoffer er prisen tilmed behæftet med betydelig usikkerhed, da priserne er baseret på relativt få tilgængelige observationer. Der til hver en tid kunne findes eksempler på priser, der både ligger over og under de her angivne priser.

For at fremme anvendelsen af PtX produkter, skal der tilrettelægges en regulering, der tager højde for kompleksiteten i hele PtX-værdikæden. Derudover er det vigtigt, at de valgte regulatoriske værktøjer sigter mod en omkostningseffektiv optagelse af PtX-produkterne, hvor det således sikres, at markedet så vidt muligt vælger de billigste løsninger. Det er derfor af betydning, at reguleringen sender prissignaler, der afspejler eksternaliteterne forbundet med de tilgængelige produkter.

Ved placering af produktionsanlæg til kulstofbaserede PtX-brændstoffer bør der skeles til følgende hensyn: adgang til brint, adgang til en sæsonafhængig biogen CO₂-punktkilde [9]. Derudover kan adgang til et fjernvarmenet også være relevant, mens potentiel belastning af el-nettet ift. brintproduktion også kan spille en rolle. Endelig spiller anvendelse eller afsætning også en rolle.

Et overblik over den geografiske placering af forsynings- og infrastrukturelementer, der er relevante for mulige placeringer af større PtX anlæg, er vist i figur 2.



Figur 2. Geografisk fordeling af forsynings- og infrastrukturelementer.

Kort 1 og 2: CO₂ punktkilder og stabilitet af udledninger

Kort 1 viser de 10 større CO₂ punktkilder, der antages stadig at findes i 2040 angivet i tabel 3. Der er vist CO₂-kilder fra industri, affald og øvrige, energiproducerende værker.

Kort 2 viser en delmængde af CO₂-punktkilderne fra kort 1, der antages at have stabile udledninger, der ikke er sæsonafhængige i 2040. Dette gælder affaldsværkerne, samt en enkelt industrikilde, Aalborg Portland.

Kort 3 og 4: El-nettet

Kort 3 viser 180 transformerstationer i transmissionsnettet med spændingsniveauer fra 132 kV til 400 kV, samt en enkelt station på 60 kV på Bornholm. Placeringerne er baseret på data fra Energinet. Kort 4 viser de 28 transformerstationer på 400 kV, der udgør rygraden i el-nettet. Adgang til transformerstation gør dog ikke nødvendigvis at dette er en hensigtsmæssig placering af større skala PtX-anlæg. Nærmere netanalyser vil være nødvendig for at vurdere behovet for netforstærkninger eller opgraderinger af elnettets stationer ved givne placeringer og driftsprofiler.

Kort 5: VE-indfødningszoner

Kort 5 viser mulige indfødningszoner for VE fra havvindmølleparker. Indfødningszoner er områder mellem produktionssted og el-nettet, og er til denne analyse skitseret groft ud fra placeringerne af allerede screenede områder reserveret til udbud af havvind. Områderne tæller Nordsøen, Kattegat og Østersøen, og indfødningszonerne indeholder de transformerstationer i transmissionsnettet, som havvindmølleparkerne forventes at blive koblet til. De tre markerede indfødningszoner er baseret på følgende:

- Kattegatmarkeringen er baseret på havvindmøllepark ved Hesselø, som forventes at blive en park på 1 GW tilsluttet elnettet via 400kV-transformerstationen Hovegaard. Selve ilandføringen forventes at ske omkring Kyndbyværket eller Gilleleje.
- Østersømarkeringen er baseret på: 1) formodning om 2 GW havvind fra Bornholm koblet til 400kV-transformationerne ved Avedøre eller Bjæverskov, 2) formodning om et kabel ind til Bornholm på den sydvestvendte kyst eller ved Hasle, 3) den planlagte ilandføring fra havvindmølleparken Kriegers Flak til Stevns.
- Nordsømarkeringen er baseret på Energinets "Systemperspektiver ved 70% målet og stor-skala havvind (side 14)", der nævner 400kV-transformerstationerne Tjele og Revsing. I forvejen er Idomlund udpeget til at modtage strøm fra havvindmølleparken Thor, og Endrup modtager strøm fra Horns Rev.

Kort 6: Industrihavne

Kort 6 viser 73 industrihavne i Danmark, baseret på et udtræk fra International Maritime Organization (IMO) Declarerred Port Facilities 2020. Iflg. IMO håndterer havnene typisk bulk, stykgods og passagerer, mens ca. halvdelen også håndterer olie og kemikalier. Enkelte har desuden anlæg til at håndtere gastankere (Skagen, Aalborg og Fredericia).

Kort 7: Fjernvarmenet

Kort 7 viser udstrækningen af de større fjernvarmenet i Danmark. Nettene er repræsenteret vha. forsyningsområdet i Erhvervsstyrelsens plandata, der er en samling af varmeanførselsområder fra lokalplaner fra hele landet. Områderne er aggregeret til sammenhængende fjernvarmenet vha. Energistyrelsens Energiproducenttælling, der ligeledes muliggør summering af leveret varme pr. net. pga. mængden af overskudsvarme, der forventes fra et større PtX anlæg inkl. elektrolyse, er det kun fjernvarmenettet, hvortil der leveres over 500 TJ/år, der vises.

Kort 8: Gassystemet

Kort 8 viser det eksisterende gasdistributionssystem (forsimplede geometrier), der kan blive relevant for transport af CO₂, samt gastransmissionssystemet til at give geografisk kontekst. Data er fra Evida (før HMN og DGD) og Energinet.

Kort 9: Eksempler på placering af PtX-anlæg

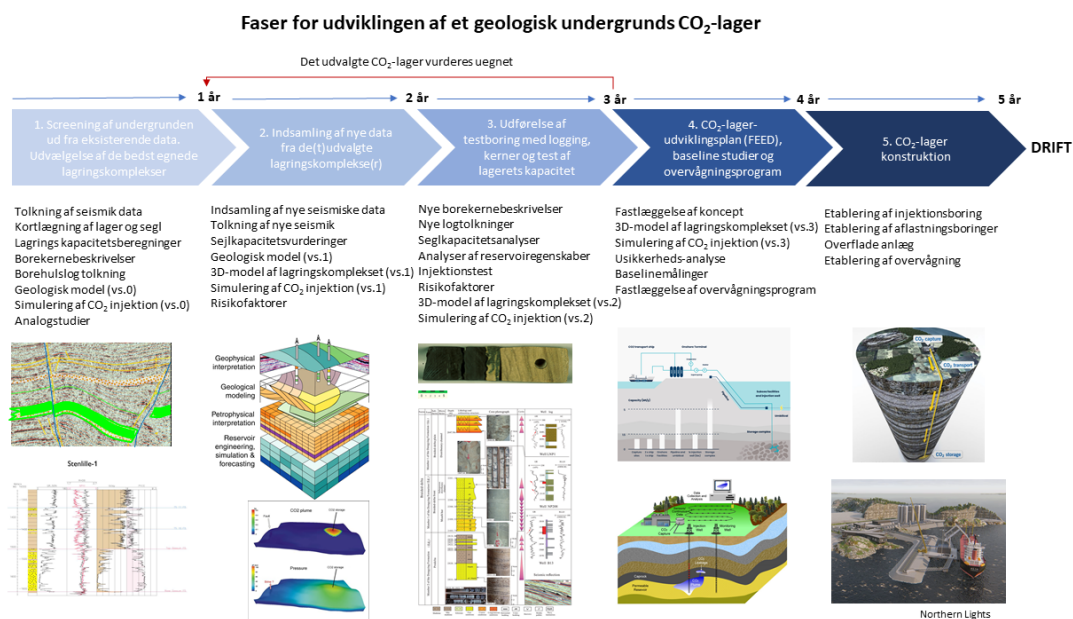
Kortet viser 10 mulige placeringer for PtX-anlæg, baseret på nærhed til de viste forsynings- og infrastrukturparametre i kort 1 til 8. Analysen ud fra ovenstående placeringsparametre peger på flere interessante områder, men der er dog andre mulige områder, der ikke er identificeret på kortet, såsom Lolland.

Geologisk lagring af CO₂

Danmark har et stort potentiale for lagring af CO₂ i undergrunden, udfordringen er at finde de bedst egnede lokaliteter, som opfylder alle krav til sikker og permanent lagring af CO₂. Den største tekniske barriere for CO₂ lagring i Danmark er derfor at mængden, fordelingen og kvaliteten af de geologiske data til udvælgelse og undersøgelse af egnede lagringslokaliteter er utilstrækkelig.

For at kunne lagre CO₂ sikkert i undergrunden skal flere geologiske krav være opfyldt, men de tre mest basale krav er, 1) tilstedeværelsen af et porøst og permeabelt reservoir lag, som sikrer et lagervolumen, 2) reservoiret skal være dækket af et tæt segl som forhindrer CO₂'en i at komme op til overfladen, 3) en minimums dybde på omkring 800 meter, hvor tryk- og temperaturforhold sikrer at CO₂'en er på væske/gasform (super-kritisk) og derfor fylder mindst muligt.

Det kræver en række undersøgelser af undergrunden for at kunne udpege en bestemt lokalitet, der opfylder de tre basale geologiske krav. Figur 3 viser de undersøgelser, som udviklingen af et CO₂-lager typisk vil skulle igennem.



Figur 3. Oversigt med de faser og geologiske undersøgelser som udviklingen af et CO₂-lager forventes at gennemgå.

Lagringsmuligheder og vurdering af lagringskapacitet

En nøjagtig afgrænsning af potentielle CO₂-lagringsstrukturer i den danske undergrund er fortsat udfordret af en begrænset mængde data af varierende kvalitet. Begrænsninger i den

eksisterende database såsom begrænset seismisk dækning, lav seismisk opløsning, misforhold mellem krydsende seismiske linjer, et lille antal dybe borer, mangelfuld borehulsinformation (wireline logs, kernedata) osv. betyder, at der er stor unøjagtighed forbundet med de geofysiske og geologiske tolkninger af strukturerne i den danske undergrund.

En solid geologisk afbildning af undergrunden forudsætter en god forbindelse mellem seismiske data og boringsdata. Dette vanskeliggøres ved kortlægning over store afstande med begrænset data tæthed, eller gennem områder med kompliceret geologisk opbygning og ringe seismisk dataopløselighed. Usikkerheden i tolkning af seismiske data med ringe opløselighed er stor, og kan medføre stor unøjagtighed på beliggenhed og dybde for toppen af et givet segl og reservoir. Dette er fx tilfældet for Hanstholm strukturen, hvor toppen af reservoiret er tolket til at ligge i ca. 800-900 meter, og dermed tæt på grænsen for superkritisk CO₂.

Et af de mere omfattende resultater i projektet er en gen-tolkning af geologiske strukturer i den danske undergrund, som tidligere har været kortlagt i flere EU-forskningsprojekter [16] (Figur 4). I den nye tolkning er der benyttet statistiske analyser til at belyse mulige udfaldsrum for beregningerne af strukturerne lagringskapacitet. Da usikkerheden for lagringskapacitet er stærkt påvirket af varierende datakvalitet, er usikkerhedsintervallet vurderet og estimeret ved hjælp af Monte Carlo-simuleringsmetoder, samt sensitivitetsanalyser af hvilke parametre, der har størst betydning for estimatet [16]. Resultaterne er samlet i et GIS oversigtskatalog, som viser datatæthed og kvalitet samt indeholder nøgleparametre for definition af strukturerne og reservoirerne og som danner grundlag for de nye probabilistiske lagringskapacitetsberegninger.

Det samlede gennemsnitlige potentiale for de vurderede strukturer er estimeret til 12 Gt CO₂ uden hensyntagen til de geologiske og ingeniørmæssige risici (>6 Gt CO₂ – med præliminær risikovurdering) (tabel 7) [16]. Det antages at potentialet er større, da nogle identificerede strukturer i undergrunden endnu ikke er kvantificeret, og da der formodentligt findes flere ukendte strukturer ud over dem, der kan identificeres på de nuværende data.

Der findes desuden et lagringspotentiale i strukturer på land og i nærkystområdet, som ikke er undersøgt, i udtjente olie-gasfelter, og i hældende akviferer under havbunden. Som eksempel på en hældende akvifer er et område i Skagerrak undersøgt med et lagringspotentiale på 1000 Mt [16]. Potentialet i udtjente olie-gas felter er ikke vurderet nærmere, men er estimeret til ca. 900-1300 Mt baseret på resurseopgørelser fra Energistyrelsen 2020. Nye beregninger for Siri-systemet (Project Greensand) har estimeret et lagringspotentiale omkring 150-500 Mt. En samlet oversigt med CO₂-lagringsmuligheder er givet i tabel 8.

GEUS har i 2020 medvirket til at accelerere CCS i Danmark ved at bringe vores mangeårige kendskab til reservoirerne i den danske Nordsø, samt de metoder der bruges til at karakterisere disse, i spil. GEUS har bidraget betydeligt til at føre projekt Grønsand til feasibility-stadiet ved at foretage specialiserede laboratorieeksperimenter og tolkning til karakterisering af Nini West reservoiret, specifikt mht. at vurdere reservoirets reaktion på cyklisk injektivitet af CO₂ samt kvalificere seglets og reservoirets kompatibilitet med superkritisk CO₂. Der er dog stadig betydelige, og til dels ukendte, usikkerheder og risici ved lagring af CO₂ i udtjente olie/gas felter. Det anbefales derfor, at der foretages forskning indenfor de områder, der kan

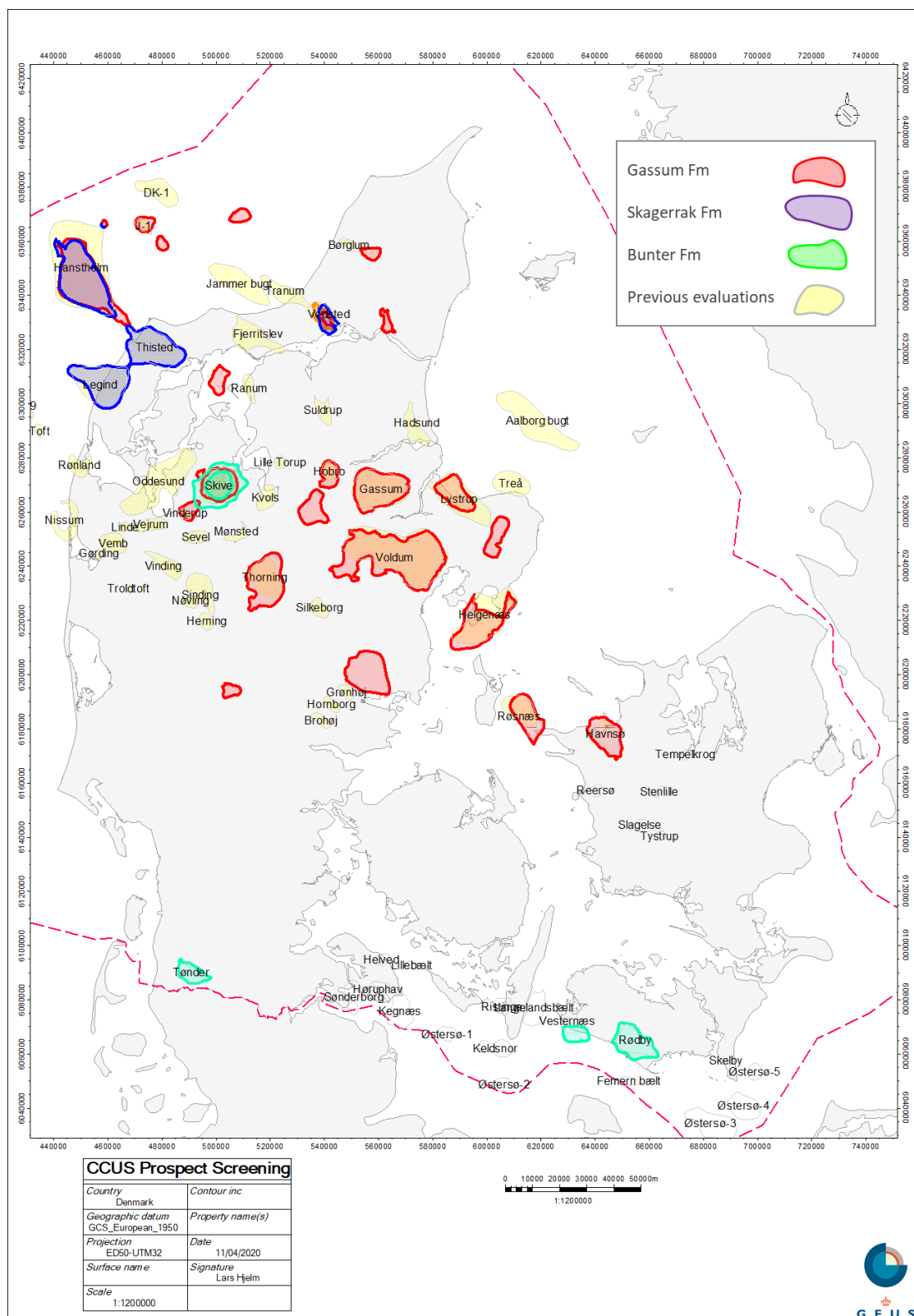
belyse udfordringerne med lagring i udtjente olie/gas reservoirer. Desuden anbefales, at der udarbejdes et lagringskatalog/portefølje, som kan danne beslutningsgrundlag for fornuftige valg, ud fra de til enhver tid gældende tekniske, økonomiske og politiske kriterier.

I forbindelse med midlertidig lagring af CO₂, fx i forbindelse med PtX-anlæg, vil udskylning af salt i saltdomer eller -diapirer⁶ til saltkaverner være en mulighed. Saltdomer og -diapirer findes overvejende i Nordjylland, samt i det sydlige Danmark.

Structures and associated reservoirs	Probability	Storage capacity Mt CO ₂				GESTCO	This eval.
Name	%	P90	P50	P10	Mean	Mean	% div.
Gassum (GF)	72%	412	574	777	586	631	-7%
Havnsø (GF)	80%	204	294	423	306	923	-67%
Hanstholm (GF)	80%	927	1293	1801	1333	2752	-52%
Rødby (BF)	64%	242	334	449	341	151	126%
Thisted (SF)	48%	1703	2367	3198	2418	5594	-57%
Voldum (GF)	48%	531	817	1224	854	288	197%
Tønder (BF)	80%	162	224	304	229	93	147%
Vedsted (GF)	60%	18	35	64	39	161	-76%
Torning (GF)	56%	202	290	397	296	90	229%
Røsnæs (GF)	57%	264	410	617	429	NA	
Hanstholm (SF)	48%	2376	3352	4630	3441	NA	
Legin (SF)	29%	1090	1564	2222	1619	5594	-71%
Skive (SF)	43%	241	329	434	334	NA	
Sletterhage (GF)	32%	187	292	447	307	NA	

Tabel 7. Lagringskapaciteten for de evaluerede strukturer (GF: Gassum Fm, SF: Skagerrak Fm, BF: Bunter Fm). Strukturerne er beskrevet i Appendiks B i [16]. Hver struktur er tildelt en foreløbig sandsynlighed for at CO₂ lagring er teknisk (geologisk) muligt. Gennemsnitlig lagringskapacitet er sammenlignet med GESTCO projektets max. kapaciteter. Sammenlagt udgør det ikke-risikovægtet gennemsnitlige estimat over 12 Gt CO₂ (>6 Gt CO₂ – inkluderende den præliminære risikovurdering) [16].

⁶ Diapir, fremtrængende legeme i jordskorpen, der bøjer de ovenliggende lag opad for derefter at gennembryde dem og tage form som en paddehat. Salt i undergrunden, bl.a. i Danmark, vil pga. en mindre massefylde først danne domer, derefter salt diapirer (salthorste).
[diapir | lex.dk](http://diapir.lex.dk) – Den Store Danske



Figur 4. Geologiske strukturer identificeret i det Danske område samt angivelse af hvilke formationer (Fm), der udgør reservoiret i strukturerne.

Forskellige typer af lagringskomplekser	Lavt estimat (Mt)	Middel estimat (Mt)	Højt estimat (Mt)	Kommentarer
Udvalgte lagringskomplekser (sandsten) på land og nærkyst evalueret i CCUS2020-projektet	8.600	12.500	17.000	Lagringsestimater fra tidligere studier er revurderet. Det angivne volumen forudsætter at alle udvalgte strukturer er egnet til lagring.
Lagringskomplekser (sandsten) offshore Syddanmark	2.400	3.500	4.800	Strukturerne er evalueret i 2013 (NORDICCS-projektet). Da kun middel estimatet er kendt, er lavt og højt estimat fundet ved at benytte samme spænd som for CCUS2020-projektet.
Hældende akvifer (sandsten) i Skagerrak	250	500	1.000	Eksempel på en hældende akvifer. Lagringskapaciteten afhænger af valg af operationelle forhold (antal brønde, brøndplacering, injektionsrater (NORDICCS-projektet 2014).
Udtjente HC-felter i Siri kanalsystemet (sandsten)	150	300	500	Vurdering fra INEOS
HC-felter (kalksten)	900	1200	1300	Lavt estimat er beregnet ud fra den faktiske olie og gasproduktion til og med januar 2020. Middel er beregnet ud fra ENS' risiko vurderet som forventet forløb til fremtidig olie og gasproduktion. Højt er beregnet ud fra ENS' mulige forløb (Energistyrelsen 2020, Ressourceopgørelse og Prognose). Lagringspotentiale for HC-felter i kalk er meget usikkert [16]
Saltdomer og -diapier	ukendt	ukendt	ukendt	Potentialet for lagring i kaverner udskyldt i saltlag er ikke vurderet.
Basalter	ukendt	ukendt	ukendt	Potentialet for lagring i basalter er ikke undersøgt, men vurderes i CCUS2020 at være meget usikkert.
Ikke undersøgte strukturer og akviferer på land, nærkyst og Nordsø	ukendt	ukendt	ukendt	Undergrunden indeholder en række strukturer og akviferer, som ikke er undersøgt endnu pga. manglende ressourcer og/eller data.
Samlet lagringspotentiale estimeret i CCUS2020 projektet	12.300	18.000	24.600	Det angivne samlede lagringspotentiale er ikke det totale lagringspotentiale i dansk undergrund, men viser kun potentialet for de udvalgte lagringskomplekser. Det samlede lagringspotentiale forventes at være langt større.

Tabel 8. Samlet oversigt med CO₂-lagringsmuligheder og mulige lagringspotentiale.

Havnsø og Hanstholm strukturerne

De to geologiske strukturer, Havnsø og Hanstholm, er udvalgt til en detaljeret undersøgelse på baggrund af lagringskapacitet, afstand til CO₂-kilder og infrastruktur. Da både den geologiske datamængde og -kvalitet er begrænset for de to strukturer, er to nærliggende strukturer med bedre datadækning benyttet som analogier (Stenlille og Thisted).

I både Hanstholm og Havnsø strukturerne udgør sandsten i Gassum Formationen det potentielle reservoir for CO₂. En overliggende tyk lagserie af hovedsageligt muddersten tilhørende Fjerritslev Formation udgør det segl, der skal forhindre, at CO₂ trænger op til jordens overflade. Den overliggende kalkstenspakke udgør med sin lave permeabilitet et sekundært segl.

For at definere, afgrænse og beskrive Fjerritslev og Gassum formationernes udbredelse er der udført en række analyser af eksisterende seismiske data og boringsdata i og omkring de to udvalgte områder. Analyserne gennemgår anvendeligheden af eksisterende data omkring Havnsø og Hanstholm strukturerne, og dækker en række faglige discipliner som bjergarts-kvantificering, seismisk reprocessering samt tolkning og kortlægning. Dette danner grundlaget for udarbejdelse af tid-dybde og tids-tykkelses kort, som efterfølgende er dybdekonverterede til dybde- og tykkelseskort for strukturerne reservoir og segl [19] [20] [21] [22] [23].

Analyserne styrker pålideligheden af de seismiske tolkninger og de geologiske modeller, og leverer input til de statiske og dynamiske reservoir simuleringsmodeller for de to områder. Disse simuleringsmodeller anvendes til vurdering af langtidsscenarie af CO₂ mobilitet, placering og design af kommende borer, samt simulering af effekter ved injektion og udbredelse af CO₂ i lageret.

I begge områder er de eksisterende seismiske data og boringsdata, samt nye reprocesserede data tolket for at kunne kortlægge de seismiske flader, der bedst repræsenterer toppen af segl og reservoir, og som desuden styrker kortlægningen af tykkelse for segl og reservoir [21] [22]. Begge områder indeholder data af forskellig alder og kvalitet, som overordnet kan inddeles i tre klasser: (1) data indsamlet i perioden 1962-1980 er generelt af dårlig kvalitet og kan primært bruges til kortlægning af top og bund af segl og reservoir; (2) data indsamlet i perioden 1980-1990 er generelt af bedre kvalitet og kan som regel yderligere kunne bidrage til at identificere og kortlægge interne ændringer i reservoirs kvalitet; (3) seismiske data indsamlet efter 1990 indeholder ofte 'pre-stack' data af høj kvalitet, som vil kunne bruges til at kortlægge variationer i de petrofysiske egenskaber (porøsitet og permeabilitet) i både reservoir og segl [23]. Hvis data skal bruges til kvantitativ seismisk facies analyse, der kan belyse fordelingen af de petrofysiske egenskaber, kræver det en 'pre-stack' migrations processering. Ud fra data er det muligt at estimere sandstens kvalitet og porøsitet i reservoir og kvaliteten af seglet over reservoir. Erfaringsmæssigt kan man ofte forbedre den seismiske datakvalitet af ældre seismiske data fra før 1990 ved reprocessering af 'post-stack' data [19]. Fem udvalgte linjer omkring Havnsø og Hanstholm strukturen (1962-1981) blev 'post-stack' reprocesseret og brugt til kortlægning af strukturerne [23]. Reprocesseringen viste synlig forbedring for tolkning af horisonter, men også at kvaliteten ikke var god nok til en detaljeret intern reservoirkarakterisering.

Tolkninger og kortlægning af de seismiske data i Hanstholm og Havnsø områderne er foregået i to-vejs-tid (millisekunder TWT). For at konvertere (omregne) de seismiske data til dybde og tykkelser i meter er tids-dybde og tids-tykkelseskortene dybdekonverteret ud fra information om de geologiske lags seismiske hastigheder. Da der ikke er udført borer på strukturerne, bruges hastighedsinformation fra de nærliggende borer; dvs. henholdsvis Felicia-1 og Thisted-2 og -4 for Hanstholm strukturen, og Stenlille-1 til -20 for Havnsø strukturen [23]. Det dybdekonverterede kort i Figur 5 er vurderet ud fra en simpel dybdekonverteringsmodel og er ikke helt fuldt integreret med seismiske hastighedsdata og den geologiske model, hvorfor der er behov for en yderligere vurdering af resultaterne for at vurdere deres betydning for reservoirmodellerne. Større integration mellem hastigheder fra brøndene og de seismiske hastigheder omkring strukturerne forventes at ændre den endelige dybdemodel fra Stenlille borerne ud mod Havnsø.

Injektionssimuleringer for Havnsø og Hanstholm strukturerne viser en samlet lageringskapacitet på ca. 1250+ Mt CO₂, svarende til mere end 100 års CO₂-udledning fra de største danske CO₂-udledere med en samlet udledning på 5-9 Mt CO₂ /år. Ovennævnte estimer er dog baseret på version-0 reservoirmodeller, som kun i begrænset omfang inkorporerer de mange geologiske data, der er opnået i projektet. En række følsomhedsstudier er udført på version-0 modellerne for at sikre, at ovenstående estimer kan opnås ved selv de mest konservative bud på input parametre osv. Data stammer hovedsageligt fra Thisted og Stenlille strukturerne, som anses for at være relevante analogier. En række data vedr. Gassum reservoiret og Fjerritslev seglet er tilgængelige fra både Thisted og Stenlille strukturerne da disse, i modsætning til Hanstholm og Havnsø strukturerne, er gennemboret af dybe borer.

Den begrænsede indarbejdning af geologiske data i reservoirmodellerne er forårsaget af restriktionerne i forbindelse med Covid-19, som blandt andet har betydet, at borekerner i lang tid ikke var tilgængelige på GEUS' kernearkiv, hvilket umuliggjorde den nødvendige sedimentologiske beskrivelse og tolkning af borekerner samt indsamling og præparering af kerneprøver til palynologiske analyser. Som konsekvens heraf udestår et arbejde med at integrere og indarbejde de geologiske data og resultater i reservoirmodellerne.

Undersøgelser af Havnsø strukturen

Stenlille som ligger ca. 30 km sydøst for Havnsø strukturen har siden 1994 været benyttet som naturgaslager. I Stenlille er der udført 20 dybe borer, hvoraf de fleste går igennem Gassum Formationen, og der er indsamlet både 2D og 3D seismiske data. En tolkning af de mange boredata og seismiske data har muliggjort etableringen af en detaljeret aflejningsmodel for Gassum Formationen i området (Figur 5).

Gassum Formationen er ca. halvanden til dobbelt så tyk i Havnsø strukturen som i Stenlille strukturen, baseret på en tolkning af 2D seismiske data (af meget ringe kvalitet), der forbinder og strækker sig hen over de to strukturer [21]. Den nedre del af Gassum Formationen har en forholdsvis ensartet tykkelse i de to strukturer, hvorimod det hovedsageligt er den øvre del af formationen, der er tykkere i Havnsø strukturen. Det vurderes, at de tykkeste intervaller og højeste koncentrationer af reservoirsandsten forekommer i den nederste del af Gassum Formationen i Havnsø strukturen ligesom det er tilfældet i Stenlille.

Gassum Formations sedimenter blev aflejret gennem en periode på omkring 10 millioner år og inden for denne periode forekom der flere markante havniveausvingninger, som kan aflæses i de aflejrede sedimenter. Således er Gassum Formationen i Stenlille området opdelt i 7 sekvensstratigrafiske enheder, hvor hver sekvens afspejler en aflejningscyklus relateret til en svingning i havniveau. Inddelingen i sekvenser er baseret på sedimentologiske tolkninger af kerner og tolkninger af petrofysiske logmønstre, palynologiske data samt tolkningen af det eksisterende seismisk 3D-datasæt, der dækker en stor del af Stenlille strukturen [26] [27] [28].

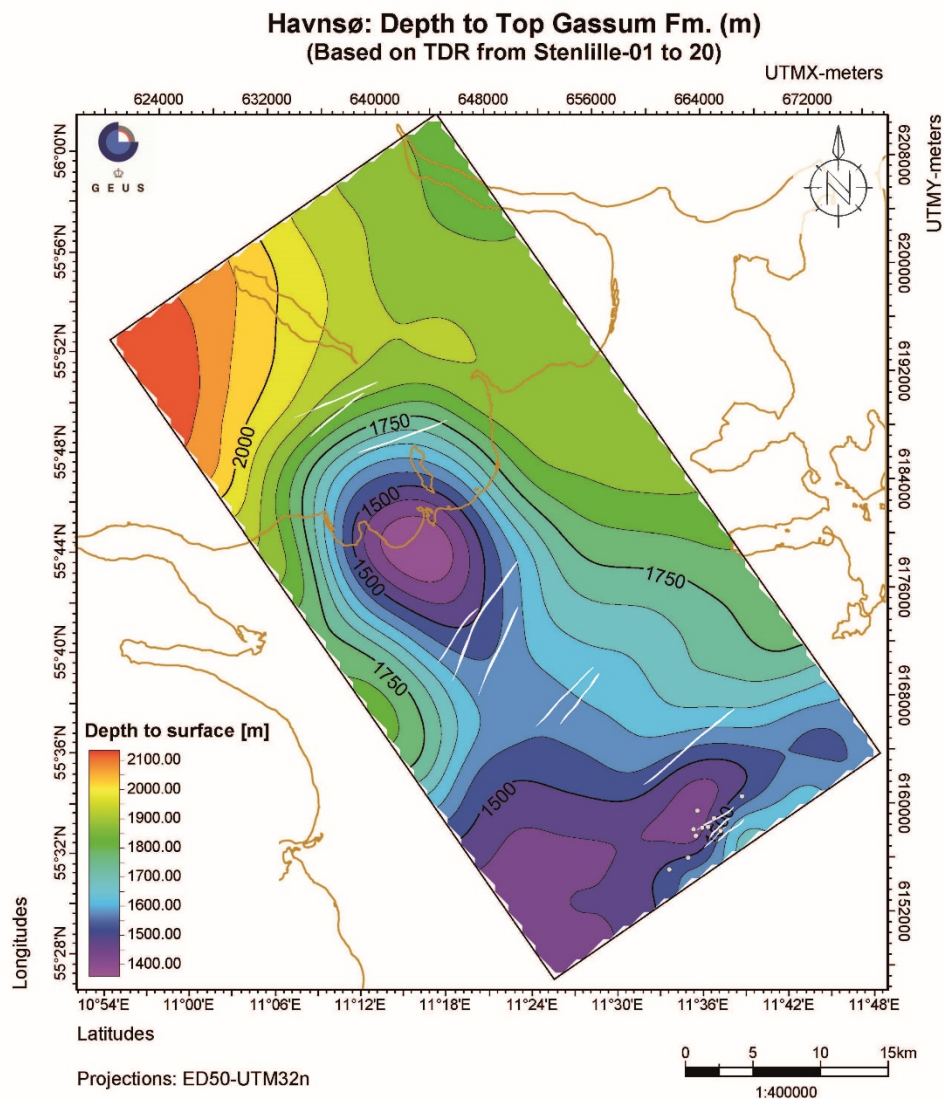
Havnsø området vurderes til at repræsentere en position længere ude i det Danske Bassin end Stenlille området i store dele af det tidsrum, hvor Gassum og Fjerritslev formationernes sedimenter blev aflejret [21] [28]. Havnsø området har derfor i lange perioder formentlig befundet sig længere væk fra sedimentkilderne og repræsenterer aflejring på generelt dybere vand end ved Stenlille, hvorfor sandstensintervallerne overordnet set sandsynligvis er færre og tyndere i Gassum Formationen ved Havnsø end ved Stenlille.

Det vurderes dog, at sandsten meget lig dem der er til stede i Gassum Formationen i Stenlille, også vil være til stede i Havnsø strukturen, samt at nogle af sandstensintervallerne i Gassum Formationen kan strække sig over begge strukturer [21]. Dette understreger relevansen af at anvende Gassum Formationens reservoirsandsten i Stenlille som analogi til sandsten i Havnsø strukturen, fx til at prognosticere reservoirgenskaberne af sandstenene i Havnsø strukturen, såsom deres porøsiteter, permeabiliteter og diagenetiske sammensætning.

På baggrund af ovenstående vurderes Net/Gross (N/G) forholdet (antal meter sandsten med god reservoirkvalitet i forhold til hele formationens tykkelse) at være lidt mindre for Gassum Formationen i Havnsø strukturen i forhold til i Stenlille strukturen. Petrofysiske loganalyser af Stenlille boringerne resulterer i gennemsnitlige N/G forhold og porøsitetsværdier (af reservoirsandsten) på henholdsvis 0,69 og 24%. I Havnsø strukturen foreslås et N/G forhold på 0,67 og en gennemsnitlig porøsitet (af reservoirsandsten) på 22% for Gassum formationen, som er anvendt i reservoirmodellen for strukturen [24]. Et "upside potentiale" er til stede, hvis den øvre tykke del af Gassum Formationen i Havnsø strukturen indeholder mere sandsten end forudsat i de nuværende studier.

Reservoirmodeller og simuleringer udført for Havnsø strukturen indikerer, at der kan injiceres og lagres 250 Mt i strukturen, hvis der anvendes 3 injektionsboringer, hver med en gennemsnitlig pumpehastighed på 1 Mt CO₂/år [29]. Der kan injiceres i ca. 85 år før trykket stiger til det kritiske fraktureringstryk for formationen, som er sat til 75% af det lithostatiske tryk. Lagringspotentialet vil, ud over formationens reservoirgenskaber, afhænge af operationelle forhold såsom antal - og placering af boringer og injektionsrater. De rapporterede 250 Mt er optimeret til, at strukturen kun udnyttes over det laveste lukningspunkt (spill-point) for strukturen. EU's CCS Direktiv (EC 2011) giver mulighed for, at der kan injiceres under lukningspunktet på dele af strukturen, hvis der kan redegøres for, at den injicerede CO₂ ikke migrerer ud af strukturen. For Havnsø strukturen giver dette forhold et stort upside til lagringspotentialet. Det kritiske kapillære tærskeltryk for den forseglende bjergart, der indebærer en risiko for at CO₂ bryder gennem Fjerritslev Formationens lagserie af muddersten, anslås til at være mi-

nimum 60 bar. Med et relief på strukturen på ca. 300 m, vil en CO₂ kolonne på 300 m maksimalt udøve et kapillartryk på ca. 13 bar mod seglet, hvilket er ca. 4 gange lavere end Fjeritslev Formationens kapillærer tærskeltryk.



Figur 5. Dybdekort til toppen af Gassum Formationen i meter. Toppunktet af Havnsø strukturen ligger i ca. 1300 m. De hvide linjer er forkastninger, og hvide cirkler er borerne i Stenlille [23].

Undersøgelser af Hanstholm strukturen

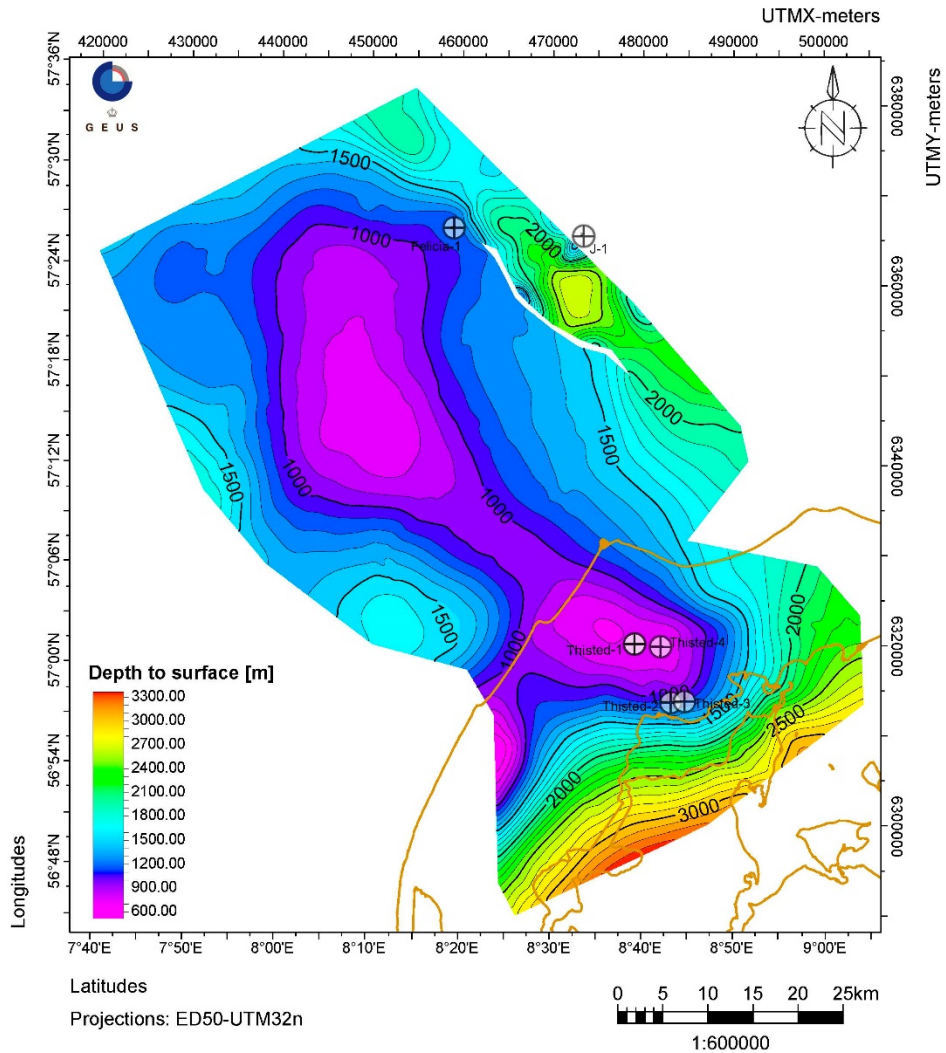
I Thisted (45 km SØ for Hanstholm strukturen) er varmt vand fra Gassum Formationens sandsten med succes anvendt i fjernvarmeproduktionen siden 1984. Fem borer i området går gennem formationen, og data fra disse giver værdifuld information om hvilke egenskaber formationen kan forventes at have i Hanstholm strukturen (Figur 6). Disse data er delvist indbygget i modellen for Hanstholm, men da Hanstholm strukturen dækker et noget større område er modellen designet med lidt grovere opløsning og inkluderer ikke detaljer, som er anvendt i tidligere modeller for Thisted. Kortlægningen og tolkningen af borer (især fra Thisted) og 2D seismiske data (af ringe til god kvalitet) som strækker sig mellem Thisted og Hanstholm strukturerne, og hen over de to strukturer, indikerer ensartede aflejringsforhold for Gassum Formationen i de to områder. De to områder har formodentlig befundet sig i nogenlunde samme afstand til sedimentkilderne og bassinets rand mod nordøst [22]. Det er derfor rimeligt at anvende den geologiske model for Gassum Formationen i Thisted strukturen som input til opsætning af en opdateret reservoirmodel for formationen i Hanstholm strukturen.

Den anvendte dybdekonvertering giver en dybde til toppen af reservoiret på ca. 800-900 m, hvilket er tæt på grænsen for hvornår CO₂ er superkritisk. Det vil derfor være essentielt at få nye data til at bestemme dybden mere præcist [23].

Proveniensanalyser indikerer, at området i Hanstholm strukturen primært fik tilført sedimenter fra erosion af det sydligste Norge i "Gassum tid", og dermed at sedimentet kom fra NNØ og var mineralogisk umodent pga. en forholdsvis kort transportafstand [25]. Dette gælder også for den nedre del af Gassum Formationen i Thisted-området, hvorimod den øverste del af reservoiret i Thisted-området består af mineralogisk mere modent sand aflejret fra NNØ og med oprindelse fra erosion af det centrale Sydnorge [25]. Generelt vurderes værdien af Gassum Formationen i Thisted området som en god analog til mineralogisk karakterisering af reservoiret i Hanstholm strukturen, dog særligt for den nedre del af reservoiret, der har samme proveniens som for Gassum Formationen i Hanstholm strukturen. Den mineralske modenhed af reservoir sandsten er betydende for reservoirets kvalitet udtrykt i porøsitet og permeabilitet.

For Hanstholm strukturen indikerer reservoirmodellerne og simuleringer af CO₂ injektion, at strukturen kan indeholde ca. 1000 Mt CO₂, og at 8 Mt CO₂ årligt kan pumpes ind i strukturen med en gennemsnitlig pumperate på 1 Mt CO₂/år/boring fordelt ligeligt på 8 injektionsboringer i en total periode på 125 år. Som for Havnsø strukturen er en effektiv fyldning afhængig af reservoiregenskaber og operationelle forhold. Trykket i selve reservoiret skal også her holdes under det kritiske overtryk, der kan forårsage opsprækning af formationen. Relieffet på Hanstholm strukturen er op til ca. 500 m, hvilket kan give et kapillartryk på ca. 22 bar, hvilket igen er betryggeligt under et kapillærtærskel tryk på 60 bar for den forseglende bjergart.

Hanstholm: Depth structure to Top Gassum Fm. (m) (Based on TDR from Felicia-1, Thisted-01 to 04 and J-1)



Figur 6. Dybdekort til toppen af Gassum Formationen i meter. Bemærk den veldefinerede 4-vejs lukning for både Hanstholm og Thisted strukturerne på dette niveau.

Undersøgelser af reservoir og segl

Geokemiske reaktioner mellem reservoir- og/eller seglbjergart og CO₂ kan potentielt både sikre den langsigtede lagring af CO₂ i undergrunden og give udfordringer for et konkret CO₂-lager alt afhængigt af de lokale geokemiske forhold. Blandt mulighederne for en langsigtet sikker lagring er udfældning af dele af CO₂-en som karbonatminerale, mens opløsning af mineraler i formation og segl samt udtøringsprocesser i særlige tilfælde kan udfordre integriteten af et konkret CO₂-lager. Der er derfor på baggrund af den eksisterende litteratur samt indledende numeriske modelbetragtninger opstillet forslag til undersøgelsesprogrammer for henholdsvis segl og reservoirbjergarter, der inkluderer både numeriske modelstudier og eksperimentelle laboratorieforsøg [17] [18].

Baseret på eksisterende data og viden om reservoirets mineralogi og formationsvæskens sammensætning viser en indledende simplificeret geokemisk modellering af CO₂-påvirkningen af reservoiret således, at den samlede lagringssikkerhed i et CO₂-lagringsprojekt afhænger af mobiliteten af CO₂, og den kemiske interaktion med formationsvand og reservoirbjergart. Når CO₂ injiceres i et reservoir, kan det overordnet fanges i reservoiret på fire måder: 1) strukturel og stratigrafisk fangst, hvor CO₂ fanges som superkritisk CO₂ i undergrunden grundet de overordnede geologiske strukturer, 2) residual fangst, hvor CO₂ fanges som bobler i mindre aflukkede porerum, 3) opløselighedsfangst hvor CO₂ fanges ved opløsning i formationsvand, og 4) mineralfangst, hvor CO₂ indbygges i mineraler via kemisk udfældning. Især opløselighedsfangst og mineralfangst har betydelig indvirkning på lagringssikkerheden på længere sigt, idet disse processer er irreversible under antagelse af, at der ikke senere sker nye ændringer i de geokemiske forhold i reservoiret. Den indledende modellering indikerer, at der for Gassum Formationen er potentiale for øget opløselighedsfangst og mineralfangst med tiden.

Sådanne langtidseffekter, som dækker både mulig opløsning af CO₂ i formationsvæsken samt de mineralogiske reaktioner (opløsning og udfældning), der foregår mellem mineraler og CO₂, er dog på det nuværende vidensgrundlag bestemt med stor usikkerhed. For at undersøge langtidseffekterne nærmere er det derfor væsentligt at gennemføre mere detaljerede studier, der kombinerer numeriske modeller med "hårde" data fra eksperimentelle studier, eksempelvis nye kerneforsøg med CO₂ injektion under reservoirbetingelser i en længere periode. Kombinationen af eksperimentelle data med numeriske modelberegninger er væsentlig for de langsigtede vurderinger af lagringssikkerheden, da de geokemiske reaktioner ofte forløber langsomt og over perioder på op til tusinder af år.

I forhold til mulige geokemiske reaktioner mellem CO₂ og seglbjergart er kvaliteten og kapaciteten af Fjerritslev formationens mudderstensintervaller analyseret på grundlag af eksisterende data og viden. De forseglende egenskaber af Fjerritslev Formationen er mest undersøgt på kernemateriale fra borer i Stenlille området, hvor formationen er udviklet som en mere end 200 m tyk muddersten, hvor indslag af porøse sand- og siltstenslag deler den i en nedre og øvre forseglende enhed.

Ren og tør CO₂ anses normalt som værende ikke-reaktiv over for mineraler, men især for forseglende bjergarter viser tidligere analyser, at tør superkritisk CO₂ kan reagere med den forseglende bjergart og dermed ændre seglets egenskaber. Således kan tør superkritisk CO₂

forårsage krympning af vandbærende lerminerale (i seglet, hvilket kan skabe nye eller formentlig mere sandsynligt udvide eksisterende sprækker i seglet og derved forøge en mulig opadgående transport af CO₂. Derudover kan interaktionen mellem tør superkritisk CO₂ og seglet i begrænset omfang føre til dannelse af karbonater og mobilisering af sporstoffer.

Der er derfor også for Fjerritslev Formationen foretaget en indledende simplificeret geochemisk modellering for netop at vurdere Fjerritslev Formationens respons på indtrængning af superkritisk CO₂, og for at vurdere om der kan opstå sprækker i forseglings som følge af trykrelateret udvidelse [17]. Beregningerne indikerer, at der kan forventes betydelige volumenændringer, hvis underhydreret CO₂ fører til udtørring af seglet. Yderligere undersøgelser er dog nødvendige for at bestemme i hvilken grad dette påvirker seglet og dermed lagringskompleksets sikkerhed.

Sikkerhed og overvågning

Formålet er at belyse hvilke sikkerhedsmæssige risici der kan være forbundet med et undergrundslager med CO₂, samt hvilke overvågningsmetoder der kan benyttes i forbindelse med de identificerede risici. Desuden er her medtaget et afsnit om sikkerhed- og overvågningsaspekter ved transport af CO₂.

Sikkerhed og overvågning ved transport af CO₂

CO₂-gas kan ikke antændes og er ikke eksplosiv, men er kvælende da den kan fortrænge den omgivende ilt ved høje koncentrationer. Derfor er sikkerhedsaspekter vigtige for transport af CO₂. I alle tilfælde skal der foretages en risikovurdering langs transportruten og ved terminaler/havne. CO₂ transporteres under meget høje tryk i rør, og ved mellem-tryk og nedkølet i tanke. I begge tilfælde vil der ved læk dannes en kold koncentreret CO₂-gas der er tungere end luft, og vil falde til jorden og flyde mod et lavpunkt. Denne gas er kvælende, men vil gradvist spredes og fortyndes over minutter.

Et projekt for rørtransport kræver risikovurdering af ruten, herunder risikoen for eksponering af et læk. Risikoafhjælpende tiltag kan bl.a. være monitorering af tryk og placering af CO₂ sensorer ved relevante områder.

Den primære sikkerhedsrisiko ved skibstransport er udslip af de store volumener både i skibet og i mellemlagrene ved terminalerne. Risiko afdækkes bl.a. ved opdeling af udstyr og monitorering.

Lastbiler transporterer allerede CO₂ i dag, og i så små mængder at et uheld vil have en begrænset og lokal effekt. Der kan opstå farlige CO₂-niveauer ved læk i indelukkede områder, såsom en tunnel eller en snæver vej.

Sikkerhed, overvågning og miljøaspekter ved lagring af CO₂

Inden igangsættelse af et lagringsprojekt er det vigtigt at afklare, om der er sikkerhedsaspekter, der skal tages hånd om og hvilket overvågningsprogram der vil være nødvendigt for at opfylde alle myndighedskrav. Samtidigt er det vigtigt, at der foretages baseline studier som registrerer forekomst og naturlige udsving i fx stofkoncentrationer, biodiversitet og jordrystelser.

Der gennemføres en grundig kortlægning og evaluering af alt, der kan tænkes at være relevant. For de identificerede emner gennemgås de mulige sikkerhedsudfordringer, hvilken betydning har worst-case-scenario, hvordan kan de forebygges, hvordan identificerer man afvigelser på et tidligt tidspunkt, og hvilke afværgeforanstaltninger kan iværksættes.

En kvalitativ forhåndsvurdering af tætheden af forseglings over et muligt CO₂ lager kan opnås ved at måle koncentrationen af ⁴He (Helium-4 isotop) indenfor og udenfor en geologiske struktur, der potentielt kunne blive et lager. Ved naturligt radioaktivt henfald af uran og thorium dannes ⁴He, og hvis forseglings er tæt og udvekslingen med omgivelserne lille vil der ophobes ⁴He under forseglings.

Overvågning af vandmiljøet omkring et CO₂-lager

Hvis CO₂ undslipper til vandmiljøet, vil det medføre en forurening som kan føre til forhøjede koncentrationer af aluminium og sporelementer med negative konsekvenser for økosystemerne. Helt generelt er overvågning af et CO₂ lager baseret på prøver fra enkelte "punkter" i form af borer eller bøljer vanskelig, fordi prøverne normal udgør et meget lille volumen i forhold til det store volumen hvori en udsivning kan opstå. Dette er især et problem, hvis man gerne vil overvåge tæt på CO₂ lageret, da man må forvente en mindre spredning tættere på lageret, på den anden side giver det en mulighed for en tidlig registrering af udsivningen. Det er muligt at oppumpe større vandmængder, men dermed fortynder man det påvirkede vand med ikke-påvirket vand og den resulterende fortynding kan betyde, at detektionsgrænsen bliver for høj. Søer, vandløb og marine systemer opsamler eller blander vand fra et stort område, som øger chancen for at en prøve indeholder vand, der er påvirket af et udslip, men også her kan detektionsgrænsen blive for høj på grund af opblanding med ikke-påvirket vand. Hvis observationspunkterne placeres strategisk, fx hvor kortlægning af geologien har peget på en højere mulighed for udsivning, eller hvor man ved at strømlinjerne i systemet løber sammen vil det øge muligheden for at registrere en evt. udsivning.

Nye teknologier, i form af kilometer lange sensorer bygget op omkring optiske fibre kan markant øge mulighederne for at detektere en udsivning i terrænnære grundvandsmagasiner. Der ser ud til at være mulighed for at sætte sporstoffer til den injicerede CO₂, det vil gøre det nemmere og mere entydigt at detektere et udslip. Den umættede zone, dvs. over grundvandsspejlet, vil i mange tilfælde have et netværk af drænledninger som potentielt kan udnyttes til overvågning.

Geofysiske overvågningsmetoder

Geofysiske metoder kan bruges til at overvåge om lagringen af CO₂ i undergrunden forløber som forventet. Metoderne kan bruges til at monitorere eventuelle bevægelser på jordoverfladen eller udbredelsen af CO₂ i undergrunden.

Injektion af CO₂ vil få trykket i reservoiret til at stige, hvilket kan medføre hævnings af de overliggende geologiske lag. En sådan hævnings vil kunne måles på jordoverfladen med geofysiske måleinstrumenter som GPS, radar fra satellit og tiltmeter. Metoderne er meget præcise og kan registrere landhævnings på helt ned til nogle få millimeter med stor nøjagtighed. Det skal understreges, at det kan, men typisk ikke vil, føre til skader på bygninger og infrastruktur, at jordoverfladen eventuelt løfter sig i forbindelse med CO₂-lagring, fordi hævnings vil ske over et stort område med meget små gradienter. Monitorings af bevægelser på jordoverfladen i forbindelse med CO₂-lagring udføres derfor primært for at holde øje med, om reservoiret reagerer som forventet, eller om der sker uventede bevægelser og eventuelt lækage langs svaghedszoner i undergrunden.

Andre geofysiske metoder kan bruges til at monitorere udbredelsen af CO₂ i undergrunden. Til det kan en række forskellige metoder bruges: seismiske, gravimetriske, tryk og elektromagnetiske målinger, som kan udføres med sensorer på overfladen eller i borehuller. Resultaterne af målingerne kan efterfølgende omdannes til billeder af udbredelsen af den lagrede CO₂ i undergrunden, og kan være med til at afdække eventuel lækage fra reservoiret. Disse metoder kan både bruges til havs og på land. Den seismiske metode er indtil videre den mest effektive i forbindelse med lagring af CO₂, men forskellige metoder kan med fordel kombineres for at få indbyrdes uafhængige målinger.

Jordskælv

Danmark ligger i et område med meget lav risiko fra jordskælv. Hvert år registrerer GEUS mange små jordskælv, som sjældent er større end 3 på Richterskalaen (*M* 3). Det største registrerede jordskælv i Danmark målte *M* 4.7 og havde sit epicenter i Kattegat i 1985. Større jordskælv har formodentlig ramt Danmark i historisk tid, men jordskælv større end ca. *M* 5.3 +/- 0.1 forventes ikke.

Aktiviteter i undergrunden kan føre til små jordskælv på grund af det ændrede tryk forårsaget af fx udvinding af olie og gas, cirkulation af geotermi vand eller nedpumpning af gas med henblik på lagring. Der skelnes mellem to typer menneskeskabte jordskælv: inducerede jordskælv og reaktiveringsjordskælv. Inducerede jordskælv er små rystelser, som opstår i nærheden af borehullet. Disse rystelser overstiger kun i sjældne tilfælde en størrelse på *M* 2. Reaktiveringsjordskælv kan i nogle tilfælde udløses når trykfronten rammer en forkastning. Det største kendte af denne type jordskælv målte *M* 5.7 og fandt sted i Oklahoma, USA i forbindelse med udvinding af skifergas. Der er ikke observeret større jordskælv i forbindelse med CO₂-lagringsprojekter på verdensplan. Derimod er de inducerede mikrojordskælv helt almindelige. Størrelsesmæssigt ligger de typisk mellem *M* -2 og *M* -0.5 på Richterskalaen, som er logaritmisk. Jordskælv skal være meget større, typisk mindst *M* +2, før de kan mærkes af lokalbefolkningen, og endnu større før der er risiko for skader. Ved hyppigt gentagne mikrojordskælv er der dog eksempler på, at de bliver følt af befolkningen og er til gene.

Overvågning af mikrojordskælv i forbindelse med et CO₂ deponeringsprojekt kan være meget nyttig i forhold til at fange eventuelle uregelmæssigheder på et tidligt stadium. Hvis antallet af mikrojordskælv pludselig stiger, eller deres størrelse pludselig vokser, kan det være tegn på, at trykket i undergrunden er for højt. Problemet kan hurtigt afhjælpes ved at reducere nedpumpningen eller eventuelt holde en pause. Når mængden og størrelsen på mikrojordskælvne igen falder til et lavt niveau, kan aktiviteterne langsomt starte op igen. Mikroseismisk overvågning af aktiviteterne i Stenlille Gaslager gennem næsten to år detekterede ingen jordskælv i selve reservoiret. Et base-linestudie før injektion af CO₂ påbegyndes er essentielt.

Praktiske sikkerhedsaspekter ved gaslagring

Gas Storage Denmark har 25 års erfaring med at lagre naturgas i undergrunden nær Stenlille på Sjælland, og har på den baggrund praktiske erfaring og store viden, omkring de sikkerhedsaspekter, der relaterer sig til såvel undergrunden som procesanlægget på overfladen i forbindelse med gaslagring.

I forbindelse med den tekniske del af sikkerheden, omfatter det viden om hvordan alle relevante parametre for gassen i undergrunden bliver monitoreret med henblik på øjeblikkelig

afsløring af eventuelle lækager, samt monitoreringen af alle relevante parametre, der knytter sig til overfladeanlægget, som fx tryk, temperatur og gas-flow i alle dele af anlægget. De erfaringer der er opnået ved drift med naturgas, kan overføres til CO₂-lagring, men de forskelle der er mellem lagring af naturgas og CO₂-lagring uddybes i rapport [35].

Den administrative del af sikkerheden er rammesat af et sikkerhedsledelsessystem, som blandt andet udmønter Risikobekendtgørelsen i procedurer videre til instruktioner/vejledninger. Den konkrete viden om gaslagerets drift med naturgas og eksempler på tænkelige uheld som fundament for at skabe forståelse for hvordan sikkerhedspolitik og -procedurer arbejdes med i praksis.

Den høje prioritet og stringente måde at arbejde med sikkerhed på omkring gaslageret har været medvirkende til, at der ikke har været nogen nævneværdige uheld i hele Stenlille gaslagerets historie hvad angår såvel miljøpåvirkninger og personskaade. Det er derfor sandsynligt, at et mindst lige så højt sikkerhedsniveau kan sikres ved et CO₂-lagringsanlæg, og at lagring af CO₂ i den danske undergrund kan foretages med en risiko for mennesker og miljø, der er forsvindende lille og alment acceptabel ved lignende anlæg.

Anbefalinger til supplerende forskning og undersøgelser

Herunder er i kort form forslag til hvilke forskningsaktivitet, undersøgelser og analyser, der med fordel kan igangsættes som forberedelse af CCUS i Danmark.

Fangst

Amin-baseret post-combustion teknologi:

Den amin-baserede CO₂-fangstteknologi (carbon capture eller kulstoffangst) er som teknologi moden og udbredt i mindre anlæg. Der er dog behov for opskalering af markedet og tilpasning af udstyret til brug på store punktkilder (>100.000 tons CO₂ per år).

- For post-combustion CO₂-fangst vurderer Energistyrelsen ikke at der er et stort behov for FUD. Det vurderes nærmere, at der her er behov for at skalere markedet for kulstoffangst op på store punktkilder. Dette skal fordre lavere kapitalomkostninger på kulstoffangst gennem stor-driftsfordele i produktionen eller i markedet og ved standardisering af løsninger på store punktkilder. Dette forventes i Danmark realiseret gennem de afsatte midler til CCUS-puljen.
- Forøgelsen af markedet kan yderligere understøttes ved etablering af langsigtet regulering/strategi på CCUS-området.
- Der er dog stadig rum til FUD-indsatser for amin-baseret post-combustion teknologi. Disse bør omhandle reduktion af energiforbruget. Dette kan gøres ved:
 - Udvikling af forbedrede solvente (FUD)
 - Yderligere varmeintegration imellem CC-anlæg og energianlæg (ved demonstrations-anlæg)
 - Udvikling af CC-specialiseret procesudstyr
- For DAC er der behov for FUD, da teknologien endnu ikke er fuldt teknologisk udviklet, og der stadig er flere mulige teknologiske løsninger hvis udviklingspotentialer er relativt ukendte.
- For oxy-fuel combustion er der særligt behov for storskala demonstrationsanlæg. Dette vil dog kræve ombygning eller nybygning af fx industri-anlæg eller affaldsforbrændingsanlæg.

Der henvises til [1, 6] for mere information.

Infrastruktur og transport

- Transport via rør og lastvogn er fuldt ud teknologisk modnet, men der er stadig et udviklingspotentialer ved design af skibe til CO₂-transport. Det anbefales at undersøge behovet for FUD
- Undersøge muligheder for import/eksport af CO₂
- Analysere økonomien i scenarier for samlede nationale CCS/CCUS-løsninger
- Undersøge mulighederne for samlingspunkter (clusters) i transportnetværk, hvori udledningen fra punktkilder kan samles til transportruter med større kapacitet med henblik på reduktion transportomkostningerne

Anvendelse

- Analyse af barrierer og mulige virkemidler til fremme af PtX, både ift. national og europæisk regulering

- Energisystemanalyser af mulige placeringer af PtX-anlæg
- Analyser af incitamentstrukturer på efterspørgselssiden
- Analyser af bæredygtigheden af PtX-produkter, sammenlignet med mulige alternativer
- Styrke forskning i brændstofproduktion baseret på el. Herunder forbedrede typer af elektrolytisk produktion af brint.
- Styrke udvikling og demonstration af PtX-brændstoffer baseret på brint og CO₂ eller nitrogen, og som derfor kræver et større samspil og værdikæde.
- Udvikling og optimering af kompressorer til brinttransport i rør
- Styrke demoprojekter beliggende offshore ved havvindmølleparker
- Konkret demonstration hvor hele værdikæden sammensættes, både produktion og anvendelse, så evt. skaleringseffekter og samspil med øvrigt energisystem demonstreres.
- FUD-indsatser, hvor hele værdikæden demonstreres, bør holdes så teknologineutralt som muligt, men samtidig undgå at der sker en utilsigtet "klumpning" af FUD-midler inden for bestemte brændstoffer og anvendelser (fx ammoniak eller metanol til skibsfart)

Geologisk lagring

Regional opdatering af alternative potentielle lagringskomplekser som:

- Kortlægning og evaluering af ikke tidligere omfattede områder som fx Paleogen og Miocæn sand i Nordsøen, områder i Nordsøen i nærhed til eksisterende olie/gasfelter (Outer Rough), Horn Graben, Østersøen syd for Fyn og Lolland-Falster etc.
- Nye seismiske data for et eller flere potentielle lagringskomplekser. Det optimale datasæt vil være et 3D seismisk datasæt over de potentielle lagringstrukturer, eller et tæt net af 2D seismiske linjer udlagt så der opnås den nødvendige sikkerhed for strukturens rumlige udbredelse, og et direkte seismisk data tie fra nogle borer til strukturerne

Indsamling af seismiske data i Havnsø området:

- Indsamling af nye 3D høj-kvalitets data i to områder, suppleret i Havnsø-Stenlille området med regionale 2D seismiske data, som sikrer god forbindelse til repræsentative borningsdata. Dette vil sikre en god geometrisk ramme og en robust geologisk model for Havnsø strukturen. Nye data vil være afgørende i forbindelse med en verificering af Havnsø strukturens egnethed som CO₂-lager fordi:
 1. Forkastninger er kritiske elementer, når lagringssikkerhed eller lagerfyldning skal vurderes. Afhængigt af forkastningernes egenskaber, kan de både opdele og afgrænse reservoiret, eller de kan være risikoelementer for uønsket migration gennem seglet. Nye høj-kvalitets seismiske data nødvendige for detaljeret kortlægning af forkastninger
 2. Nye moderne borelogs og friskt kernemateriale fra testboringer i de potentielle strukturer vil være meget værdifulde og kritiske data at indhente. Dette gælder både til brug for de petrofysiske analyser samt til de mere avancerede laboratorieforsøg, der kan belyse geokemiske og fysiske i lagret
 3. Det overordnede grundlag for en 3D model er en god strukturel model omfattende kort over topfladen af strukturen, et bundkort eller et tykkelseskort, samt et kort over forkastninger eller frakturzoner, som påvirker reservoiret eller seglet. Alle disse typer kort er p.t. meget usikre pga. manglende seismiske data i ordentlig kvalitet
 4. Inden for reservoiret er fordelingen og sammenhængsgraden af porøse og permeable sandlegemer yderst kritisk både for kapacitet og fyldningseffektivitet, især fordi denne type af reservoir formodes at være ret heterogen. Oplysninger fra seismisk inversion og attribut analyser, der opnås fra høj-kvalitets seismiske data, er effektive redskaber til at vise detaljer af dette

Yderligere brug af eksisterende seismiske data:

- Fuld seismisk reprocessering af 3D Stenlille-97 datasættet for at generere data til en kvantitativ seismisk facies analyse og styrke kortlægningen
- Forbedret hastighedsmodel med gen-tolkning af både Kridtgruppen og de overliggende enheder, og som udvides til også at dække offshore områder med potentielle lagringsstrukturer fx Hanstholm området

Opdatering af lagringskapacitet, statisk og dynamisk:

- Reservoirmodellerne version 0 opdateres ved inkorporering af de mange nye geologiske data projektet har generet.
- Når nye data, som de der er beskrevet overfor, er indsamlet og tolket konstrueres nye modeller (version 1 modeller) for lagringsstrukturerne
- Nye estimater af den statiske lagringskapacitet bestemmes, primært med opdaterede tykkelseskort og N/G forhold
- Nye dynamiske lagringskapaciteter bestemmes, hvor lagrenes heterogenitet, permeabilitet og mulige forkastningszoner inkorporeres

CO₂ påvirkning af reservoir og overliggende segl:

- Nye laboratorieanalyser og metodeudvikling for at kunne forbedre de prædiktive modeller, så mineralogi og reservoir egenskaber kan estimeres bedst muligt for hele reservoirintervallet
- Etablering af en diagenesemodel for at estimere den mineralogiske sammensætning, der er relevant for reservoirets reaktivitet, og for at estimere porøsitet og permeabilitet der er essentielle for reservoirets ydeevne
- En udvidet proveniensanalyse til at bestemme reservoirkvaliteten Gassum Formationen og underbygge den geologiske model
- Et studie der fokuserer på Fjerritslev Formationen (segl) som bør omfatte 1) opstilling af en sedimentologisk-sekvensstratigrafisk model for givne områder, som kan bruges som input til modellering af de specifikke bjergarstypers egenskaber, 2) specifikke målinger af permeabiliteten overfor CO₂ samt evt. effekter af udtørring af skiferen af CO₂, 3) De mekaniske egenskaber af Fjerritslev Formationen samt undergrundens stressfelt, 4) geokemiske modellering til at kvantificere de langsigtede effekter på seglet ved lagring af CO₂, baseret på laboratorieundersøgelser af stedspecifikt kernemateriale
- En højere opløsning og underinddeling palyno-stratigrafisk ramme for hele Gassum Formationen og nedre del af Fjerritslev Formationen vil være vigtig for korrelationen af de forskellige sekvensstratigrafiske flader og enheder, bestemmelse af deres udbredelse, og vil være afgørende i planlægningen og udførelsen af fremtidige boreoperationer
- Den lithologiske tolkning af Gassum og Fjerritslev formationerne kan forbedres ved at kombinere den petrofysiske logtolkning med de omfattende kernebeskrivelser (Hovikoski & Pedersen 2020), der udføres i arbejds pakken

Sikkerhed, overvågning og miljøaspekter ved lagring af CO₂

- Baseline studier der reflektere de naturlige udsving i naturlige processer. Påbegyndes så snart en lagringslokalitet er udvalgt
- Udvikling af monitoringsteknologi baseret på Distributed Acoustic Sensing (DAS) til detektion af mikroseismicitet og CO₂ lækager, herunder nye metoder til effektiv databehandling. DAS-teknologien anvendes allerede til fx overvågning af det danske el-net, men er endnu i sin vorden hvad angår indsamling af videnskabelige data. Det forventes, at denne teknologi på sigt kan udvikles til et lavomkostningsalternativ til traditionelle monitoringsmetoder, og at gevinsten vil være særlig stor i havområder
- Muligheden for at få intakte ⁴He målinger fra det potentielle geologiske lager med henblik på vurdering af forseglingen bør undersøges

- Muligheden for overvågning i vandløb, bør undersøges. Hvilke parametre er mest følsomme og er følsomheden tilstrækkelig?
- Kan drænsystemer udnyttes i overvågningsøjemed, fx ved overvågning af gasfasen når drænene er tørre?
- Kan grundvandsmodeller bruges til at optimere placeringen af overvågningssteder, og fx give overslag over fortyndingen som funktion af placeringen
- CO₂-detekterende optiske fibre med en længde på op til 3000 m er udviklet - er de så lovende, som det ser ud - hvor kan de bruges - i vandløb, afløb, lavvandede akviferer, den umættede zone?
- Overvågningen skal optimeres ved at bestemme de mest følsomme parametre i forhold til baggrundsvariationerne, men hvilke metoder er optimale?
- Muligheden for at tilføje sporstoffer til den indsprøjtede CO₂ synes lovende baseret på litteraturen. Kan udgifterne til tilføjelse af sporstof kompenseres med lavere omkostninger til overvågningen
- Vandværker pumper vand fra et stort volumen af akviferen sammenlignet med overvågningsbrønde. Kan vandkemien bruges direkte? Er der et potentiale i at overvåge Fe- og Mn-oxid-slammet fra filtrene på vandværkerne

Tekniske rapporter og notater

Herunder er listet de tekniske rapporter og notater som ligger til baggrund for dette opsummeringsnotat. Der refereres til koncernprojektets leverancer som (0.0.0) efter hver titel.

Fangst (AP2):

- [1] AP2 afrapportering (3.1)
- [3] CCS og CCU i internationalt perspektiv – erfaringer og initiativer uden for Danmark (3.1.1)
- [4] Carbon Capture from CO₂ point sources (COWI rapport) (3.1.1)
- [5a] Carbon Capture Technology Catalogue (Rapport) (3.1.1)
- [5b] Carbon Capture Technology Catalogue (Dataark) (3.1.1)
- [6] Carbon Capture Workshop at GEUS (3.1.1)

Infrastruktur og transport (AP3):

- [7] AP3 afrapportering (3.3)
- [8a] Teknologikatalog for transport af CO₂ (Rapport) (3.3)
- [8b] Teknologidata for transport af CO₂ (Dataark) (3.3)
- [9] Geografisk analyse (3.3.1)

Anvendelse (AP4):

- [10] AP4 afrapportering (3.4)
- [11] Processer til forskellige Power-to-x produktioner (3.4)
- [12] Internationale indsatser for Power-to-x (3.4)
- [13] Sammenfatning af e-fuel produktionspriser (3.4)
- [14] Efterspørgsel efter PtX produkter på kort sigt (Implement Consulting rapport) (3.4.1)
- [15] Prissætning af PtX (3.4)

Lagring (AP5 & AP6):

- [16] Evaluation of the CO₂ storage potential in Denmark (GEUS rapport 2020/46) (3.2)
- [17] Seal capacity and geochemical modelling (GEUS rapport 2020/30) (3.2.1/3.3.2)
- [18] Reservoir characterisation and hydrogeochemical reactions between CO₂ and reservoir rock (GEUS rapport 2020/29) (3.2.1)
- [19] Quantitative seismic interpretation (rock physics models, seismic inversion, AVO and attribute analysis (GEUS rapport 2020/52) (3.2.1)
- [20] Selected seismic reprocessing of existing seismic data (GEUS rapport 2020/51) (3.2.1)
- [21] Seismic interpretation of existing 2D and 3D seismic data around the Havnsø structure (GEUS rapport 2020/33) (3.2.1)
- [22] Seismic interpretation of existing 2D seismic data around the Hanstholm structure (GEUS rapport 2020/45) (3.2.1)
- [23] Depth conversion of seal and reservoir maps from the Havnsø and Hanstholm areas (GEUS rapport 2020/35) (3.2.1)
- [24] Reservoir data – Stenlille area (GEUS rapport 2020/28) (3.2.1)
- [25] Provenance of the Gassum Formation: Implications for reservoir distribution and mineralogy (GEUS rapport 2020/38) (3.2.1)

- [26] Sedimentological description of Gassum and Fjerritslev Formations from cores in the Stenlille area, with interpretations of depositional environments (GEUS rapport 2020/42) (3.2.1)
- [27] Palynology of the Gassum and lowermost Fjerritslev formations in the Stenlille area: biostratigraphic and palaeoenvironmental implications (GEUS rapport 2020/36) (3.2.1)
- [28] Seismic interpretation of existing 3D seismic data around the Stenlille structure within the framework of sequence stratigraphy and with focus on the Gassum Formation (GEUS rapport 2020/34) (3.2.1)
- [29] 3D static reservoir model of the Havnsø structure (GEUS rapport 2020/44) (3.2.1)
- [30] 3D static reservoir model of the Hanstholm structure (GEUS rapport 2020/43) (3.2.1)
- [31] Dynamic storage capacity evaluation for the Hanstholm and Havnsø structures (GEUS rapport 2020/48) (3.2.1)

Sikkerhed og overvågning (AP7):

- [32] CO₂ leakage and effects on the chemistry of aquatic systems – monitoring and remediation (GEUS rapport 2020/39) (3.2.1)
- [33] Geophysical Methods to monitor injection and storage of CO₂ (GEUS rapport 2020/40) (3.2.1)
- [34] Seismology in relation to safe storage of CO₂ (GEUS rapport 2020/41) (3.2.1)
- [35] Practical safety aspects regarding CO₂ storage (Gas Storage Denmark) (3.2.1)