



Olje- og energidepartementet

Mulighetsstudier av fullskala CO₂-håndtering i Norge



Innhold

1	Sammendrag	4
1.1	Innledning.....	4
1.2	Teknisk gjennomførbarhet og kostnader	4
1.3	Nyttevurderinger	5
1.4	Rammevilkår og insentivstruktur	5
1.5	Neste fase – konsept- og forprosjekteringsfasen (FEED)	5
2	Innledning.....	7
2.1	Formål.....	7
3	Gjennomføring av mulighetsstudiene.....	8
3.1	Basis for mulighetsstudiene	8
4	Læring og spredningseffekter.....	11
5	CO ₂ -fangst.....	12
5.1	Oppsummering.....	12
5.2	Utvikling av CO ₂ -fangstteknologi.....	12
5.3	Norcem	13
5.4	Yara.....	13
5.5	Oslo kommune ved Energigjenvinningsetaten.....	16
5.6	Felles mellomlager for CO ₂ i Grenland	17
5.7	Helse, miljø og sikkerhet (HMS)	17
5.8	Risiko	18
5.9	Kostnader	18
5.10	Planer.....	19
5.11	Lærings- og spredningseffekter.....	19
5.12	Gassnovas vurderinger	20
6	CO ₂ -transport	22
6.1	Oppsummering.....	22
6.2	Tekniske vurderinger.....	22
6.2.1	Skipsdesign	22
6.2.2	Transportruter	23
6.2.3	Lossealternativer til lager	24
6.3	Kostnadsestimater for skipstransport av CO ₂	25
6.4	Plan for skipstransport av CO ₂	25
6.5	Risiko ved skipstransport av CO ₂	26
6.6	Læring- og spredningspotensial	26

6.7	Helse- miljø og sikkerhet (HMS)	26
6.8	Gasscos vurdering	27
7	CO ₂ -lagring.....	28
7.1	Oppsummering.....	28
7.2	Beskrivelse av de ulike lageralternativene	28
7.2.1	Smeaheia	28
7.2.2	Utsira Sør	29
7.2.3	Heimdal	29
7.3	Utbyggingsløsninger	30
7.3.1	Strømningsberegninger	30
7.3.2	Smeaheia landanlegg.....	30
7.3.3	Flytende lager- og injeksjonsskip.....	30
7.3.4	Direkteinjeksjon fra transportskip.....	31
7.3.5	Risiko og muligheter	31
7.4	Statoils anbefaling	32
7.4.1	Valg av løsning.....	32
7.4.2	Forslag til plan	32
7.5	Gassnovas vurdering av alternativene	32
7.5.1	Alternative lager- og utbyggingsløsninger.....	32
7.5.2	Kostnader	33
7.5.3	Planer.....	33
7.5.4	Mulighet for stordriftsfordeler og tilleggsvolumer	33
7.5.5	HMS	34
7.5.6	Risiko	34
7.5.7	Læring.....	34
7.5.8	Gassnovas vurdering av alternativene for videreføring	35
8	Vurdering av fullskala CO ₂ -håndtering i Norge – hel kjede	36
8.1	Kostnader	36
8.2	Nytte.....	38
8.3	Risiko	40
8.4	Vurderinger	41
9	Prosjektgjennomføring.....	42
9.1	Prosjekt mål.....	42
9.2	Prosjektgjennomføringsplan	43
9.3	Utlysingsprosess.....	43
9.3.1	Kriterier for valg av konsepter og aktører	44
10	Insentivstruktur og rammevilkår	45

10.1	Rammevilkår.....	45
10.1.1	Eierskap til CO ₂ gjennom kjeden	45
10.1.2	Kvoteplikt for CO ₂ gjennom kjeden	45
10.1.3	Statsstøtteregelveket.....	46
10.2	Insentivstruktur for CO ₂ -fangst, transport og lagring	47
11	Myndigheter og regelverk	48
11.1	Generelt.....	48
11.2	Fangst	48
11.3	Transport	49
11.4	Lager	49
12	Neste fase – konsept- og forprosjekteringsstudie	51
12.1	Organisering	51
12.2	Arbeidsomfang	52
12.3	Tidsplan	53
13	Referanser	54

1 Sammendrag

1.1 Innledning

I Sundvolden-erklæringen sier regjeringen at den vil «satse bredt på å utvikle en kostnadseffektiv teknologi for fangst og lagring av CO₂, og har en ambisjon om å realisere minst ett fullskala demonstrasjonsanlegg for CO₂-fangst innen 2020». Regjeringens strategi for arbeidet med CO₂-håndtering ble lagt fram i Prop. 1 S (2014-2015). Strategien omfatter et bredt spekter av aktiviteter, blant annet arbeid med mulige fullskala CO₂-håndteringsprosjekter i Norge.

Gassnovas idéstudie «Utredning av mulige fullskala CO₂-håndteringsprosjekter i Norge» fra mai 2015 identifiserte flere utslippskilder og lagerlokasjoner som kan være teknisk egnet for CO₂-håndtering og industrielle aktører som kan være interessert i å delta i videre studier. Regjeringen besluttet høsten 2015 å videreføre prosjektet i en mulighetsstudiefase.

Olje- og energidepartementet (OED) har hatt det overordnede ansvaret for arbeidet med mulighetsstudiene. Gassnova SF har vært koordinator og hatt ansvaret for fangst- og lagringsdelene av prosjektet, mens Gassco AS har hatt ansvar for transportdelen.

Tre industriaktører har gjennomført CO₂-fangststudier; Norcem AS har vurdert muligheten for fangst av CO₂ fra røykgassen ved sin sementfabrikk i Brevik, Yara Norge AS har vurdert fangst av CO₂ fra tre ulike kilder ved ammoniakfabrikken på Herøya i Porsgrunn og Energigjenvinningsetaten i Oslo kommune (EGE) har vurdert fangst av CO₂ fra energigjenvinningsanlegget på Klemetsrud (Klemetsrudanlegget AS). Gassco har gjennomført en skipstransportstudie med bistand fra Larvik Shipping AS og Knutsen OAS Shipping AS. Statoil ASA har gjennomført en mulighetsstudie for CO₂-lagring ved tre ulike lokasjoner på norsk kontinentalsokkel.

Formålet med mulighetsstudiene er å komme frem til minst én teknisk gjennomførbar fullskala CO₂-håndteringskjede med tilhørende kostnadsestimater. Resultatene av mulighetsstudiene viser at det er teknisk mulig å realisere en CO₂-håndteringskjede i Norge.

Mulighetsstudiene viser en CO₂-håndteringskjede som gir fleksibilitet. I stedet for å ta utgangspunkt i ett CO₂-utslipp som skal fraktes i en rørledning til lagerlokasjonen, planlegges det å frakte CO₂ med skip til et knutepunkt knyttet opp til lageret. Et lager med stor kapasitet og en fleksibel transportløsning legger godt til rette for at fangst fra andre CO₂-kilder kan realiseres og dermed dra nytte av en grunninvestering i CO₂-infrastruktur.

1.2 Teknisk gjennomførbarhet og kostnader

CO₂-fangst er teknisk gjennomførbart ved alle tre utslippslokaliseringen. Med bakgrunn i prosjektets mål vurderer både Statoil og Gassnova at en utbyggingsløsning med et landanlegg og en rørledning til Smeaheia-området er den beste løsningen for CO₂-lagring. Smeaheia-området er lokalisert øst for Trollfeltet om lag 50 km fra land. Denne løsningen har lavest gjennomføringsrisiko, stor lagringskapasitet og det er relativt enkelt å bygge ut kapasiteten i infrastrukturen. Det er mulig å bygge ut et CO₂-lager på flere måter, men andre løsninger enn landanlegg vil innebære større teknisk risiko.

Skipstransport av CO₂ mellom fangstlokasjon og lagerlokasjon har blitt vurdert for tre ulike trykk- og temperaturbetingelser. Gassco vurderer løsningene for alle de tre studerte transportbetingelsene, henholdsvis lavt trykk, mellomtrykk og høyt trykk, som teknisk gjennomførbare.

Planleggings- og investeringskostnader for en slik kjede er estimert til mellom 7,2 og 12,6 milliarder kroner (eks. mva.). Planleggings- og investeringskostnadene vil avhenge av hvor mye CO₂ som skal fanges, hvor den skal fanges fra og hvor mange transportskip som behøves. Driftskostnadene varierer

mellom om lag 350 og 890 millioner kroner per år for de ulike alternativene. Kostnadsestimatene er basert på industriaktørens rapporter og er innenfor en usikkerhet på +/- 40 prosent eller lavere.

1.3 Nyttevurderinger

For at et fullskalaprojekt skal ha samfunnsøkonomisk nytte må det bidra til at barrierer og kostnader for de neste CO₂-håndteringsprosjektene blir redusert. Parallelt med mulighetsstudiene har OED gjennomført en konseptvalgutredning (KVU) som søker å svare på om fullskala CO₂-håndtering er samfunnsøkonomisk lønnsomt. KVU-en oppstiller krav til et prosjekt for at disse effektene skal oppnås. Følgende momenter fra KVU-en danner grunnlag for å vurdere nytte av et CO₂-håndteringsprosjekt:

- Oppnå læring som kan spres til ulike land og bransjer.
- Gi en lagerløsning som har tilstrekkelig kapasitet til å gi stordriftsfordeler.
- Vise at CO₂-håndtering er et trygt og effektivt klimatiltak.
- Bidra til forbedringer av markedssituasjonen for CO₂-håndtering.

Nyttevurderingen viser at alle alternativer vil føre til betydelige reduksjoner av barrierer og kostnader for påfølgende prosjekter. Ikke minst gjelder dette alternativer som etablerer og kvalifiserer lager og annen infrastruktur med kapasitet til å håndtere ytterligere CO₂-volumer.

Gjennom realisering av ett av alternativene vil viktig læring oppnås; realisering og drift av fangstanlegg integrert med eksisterende industrianlegg, regulering av CO₂-håndteringskjede, etablering av forretningsmodell for fangst, transport og lagring, oppdatert informasjon om kostnader for CO₂-håndtering samt videreutvikling av fangstteknologi.

Landanlegg-alternativet for lager vil legge til rette for at stordriftsfordeler kan utnyttes ved at kapasiteten er høyere enn hva et første demonstrasjonsprosjekt vil behøve. Investering i mer enn én fangstkilde vil i større grad kunne dokumentere at CO₂-håndtering er et trygt og effektivt klimatiltak. Alternativet gir lavere risiko for bortfall av CO₂ i kjeden, samt at tiltakskostnaden vil reduseres med økende CO₂-volumer i kjeden.

Alle alternativene vil kunne bidra til forbedringer i markedssituasjonen for CO₂-håndtering, og denne virkningen vil øke som følge av realisering av flere CO₂-kilder. Stimulering av markedet for CO₂-håndtering vil være viktig for videre teknologiutvikling og kostnadsreduksjoner for kommende prosjekter.

1.4 Rammevilkår og insentivstruktur

Statens utgangspunkt er at det skal være en deling av kostnader og risiko mellom staten og industriaktørene som deltar i prosjektet. Det har i løpet av mulighetsstudiefasen blitt gjennomført uformelle sonderinger med fangst- og lagringsaktørene om insentiver og deling av kostnader og risiko i utbyggings- og driftsfasen.

Statens støtte til et første CO₂-håndteringsprosjekt vil være sammensatt av flere elementer. Statsstøtteregulverket åpner ikke for å dekke mer enn kostnadene relatert til CO₂-håndtering. Det vil være naturlig å se for seg en kombinasjon av investeringsstøtte og driftsstøtte. For øvrig må også viktige parametere som eksempelvis avkastningskrav, diskonteringsperiode og støtteperiode fastlegges før en investeringsbeslutning. Et overordnet mål for statens arbeid med rammer og insentiver i et første CO₂-håndteringsprosjekt, er at staten og industriaktørene i så stor grad som mulig skal ha sammenfallende insentiver til å bygge og drifte en kostnadseffektiv CO₂-håndteringskjede.

1.5 Neste fase – konsept- og forprosjekteringsfasen (FEED)

Den neste fasen vil brukes til å optimalisere konsepter for å finne den best egnede løsningen for en CO₂-håndteringskjede, avklare tekniske betingelser i kjeden og utarbeide et teknisk og kommersielt underlag for investeringsbeslutning. En del av arbeidet er også å legge til rette for byggefasen. Dette

arbeidet er nødvendig for at både staten og industriaktørene skal ha tilstrekkelig grunnlag til å fatte en investeringsbeslutning.

Ifølge mulighetsstudiene bør et neste steg i prosjektet være en kombinert konsept- og forprosjekteringsfase som kan utlyses i løpet av høsten 2016. Kontrakter for konsept- og forprosjekteringsfasen kan da være inngått første kvartal 2017. Konsept- og forprosjekteringsfasen kan være ferdig tidlig høsten 2018. Dette arbeidet vil danne grunnlaget for statens kvalitetssikrings- og beslutningsprosesser for en investeringsbeslutning (DG3) som etter planen kan fattes våren 2019. Et fullskala CO₂-håndteringsprosjekt kan da settes i drift i 2022. De enkelte industriaktørene må også fatte sine egne investeringsbeslutninger og bør derfor få gjennomføre studiene etter sine egne prosjektgjennomføringsmodeller og prosedyrer.

Basert på resultatene fra mulighetsstudiearbeidet anbefaler Gassnova at flere av industriaktørene får anledning til å studere CO₂-fangst videre i neste fase. Flere deltagere vil tilrettelegge for konkurranse som vil bidra til trygghet for at det blir valgt kostnadseffektive løsninger i prosjektet. Videre utredning av flere kilder reduserer også risikoen for at prosjektet ikke blir gjennomført som følge av bortfall av fangstkilde.

Gassnova vil ha ansvaret for å gjennomføre prosjektet gjennom konsept og forprosjekteringsfasen. Gassco vil ha ansvaret for transportdelen av arbeidet. OED vil ha det overordnede ansvar for det videre arbeidet med rammevilkår og insentivstruktur.

Før utlysning av konsept- og forprosjekteringsfasen må det tas stilling til hvor mange aktører som skal få støtte til å gjennomføre konsept- og forprosjekteringsstudier og når en eventuell utvelgelse skal skje. Før oppstart av konsept- og forprosjekteringsstudiene vil det også være behov for å avklare blant annet CO₂-håndteringskjedens overordnede designbasis, trykk- og temperaturbetingelser for skipstransport samt utbyggingsløsning for lagerløsningen. Disse problemstillingene vil drøftes grundig med industriaktørene, og beslutninger bør tas på grunnlag av hva som er optimalt og vil gi den beste balansen mellom kostnader og nytte for hele kjeden sett under ett.

CO₂-håndteringsprosjektet er underlagt krav om ekstern kvalitetssikring som del av statens kvalitetssikringsprosess for store offentlige prosjekter (KS-ordningen). Kvalitetssikringsprosessen pågår og forventes ferdigstilt i 31. august 2016.

2 Innledning

I Sundvolden-erklæringen sier regjeringen at den vil «*satse bredt på å utvikle en kostnadseffektiv teknologi for fangst og lagring av CO₂, og har en ambisjon om å realisere minst ett fullskala demonstrasjonsanlegg for CO₂-fangst innen 2020*». I forbindelse med behandlingen av Prop. 1 S (2013-2014) har alle partiene på Stortinget, bortsett fra Miljøpartiet De Grønne, stilt seg bak romertallsvedtak XIX i behandlingen av statsbudsjettet for 2014: «*Stortinget samtykker i ambisjonen om å realisere minst ett fullskalaanlegg for fangst og lagring av CO₂ innen 2020*», jf. Innst. 9 S (2013-2014) frå energi- og miljøkomiteen. Stortinget sin tilslutning til ambisjonen og den ble utvidet til også å gjelde CO₂-lagring. Regjeringens strategi for arbeidet med CO₂-håndtering ble lagt fram i Prop. 1 S (2014-2015).

Olje- og energidepartementet (OED) har ansvaret for å følge opp regjeringens politikk for CO₂-håndtering. Regjeringens strategi for arbeidet med CO₂-håndtering inneholder et bredt spekter av aktiviteter. Forskning og teknologiutvikling, satsing på teknologisenteret for CO₂-fangst på Mongstad (TCM), arbeid med realisering av fullskala demonstrasjonsanlegg for CO₂-fangst, -transport og -lagring (CCS) og internasjonalt samarbeid er de sentrale elementene i strategien.

Med utgangspunkt i strategien ble Gassnova, i samarbeid med Gassco og Oljedirektoratet, bedt om å gjennomføre en kartlegging av mulighetsrommet for å realisere et fullskala demonstrasjonsanlegg for CO₂-håndtering i Norge. Arbeidet ble gjennomført som en idéstudie. «Utredning av mulige fullskala CO₂-håndteringsprosjekter i Norge» ble lagt fram i mai 2015. Idéstudien identifiserte flere utslippskilder og lagerlokasjoner som kan være teknisk egnet for CO₂-håndtering og industrielle aktører som kan være interessert i å delta i videre mulighetsstudier. Idéstudien viste videre at de industrielle aktørenes interesse for å delta i et CO₂-håndteringsprosjekt vil avhenge av hvilke rammevilkår som blir etablert fra statens side. Aktørene gav innspill om dette i forbindelse med idéstudiearbeidet.

På basis av idéstudien besluttet regjeringen høsten 2015 å videreføre prosjektet i en mulighetsstudiefase, (OED, 2015). OED har hatt det overordnede ansvaret for prosjektet. Gassnova har hatt ansvaret for å gjennomføre mulighetsstudier av CO₂-fangst og CO₂-lager samt å bistå prosjektleder i OED med nødvendige ressurser for koordinering og styring av prosjektet. Gassco har hatt ansvaret for gjennomføring av transportdelen av mulighetsstudiearbeidet.

CO₂-håndteringsprosjektet er underlagt krav om ekstern kvalitetssikring som del av statens kvalitetssikringsprosess for store offentlige prosjekter (KS-ordningen). Kvalitetssikringsprosessen pågår og forventes ferdigstilt i 31. august 2016.

2.1 Formål

Dette dokumentet vil oppsummere resultatene av mulighetsstudiene og trekke overordnede konklusjoner for hele CO₂-håndteringskjeden. Dokumentet danner en viktig del av grunnlaget for regjeringens beslutning om hvorvidt prosjektet bør videreføres i en konsept- og forprosjekteringsfase.

Hensikten med mulighetsstudiene er å dokumentere at minst en gjennomgående CO₂-håndteringskjede er teknisk gjennomførbar og hvor mye dette vil koste. Det er utarbeidet kostnadsestimater innenfor et usikkerhetsnivå på +/- 40 prosent. I mulighetsstudiene er det også arbeidet med å identifisere og forstå aktørenes forventninger til og behov for insentiver og risikoavlastning fra staten til planlegging, utbygging og drift av et CO₂-håndteringsprosjekt. Behov for teknologiutvikling og potensial for spredning skal dokumenteres som en del av mulighetsstudiearbeidet.

3 Gjennomføring av mulighetsstudiene

På grunnlag av idéstudien signerte Gassnova kontrakt med Norcem Brevik, Yara Porsgrunn og Energigjenvinningsetaten i Oslo kommune (EGE) i starten av mulighetsstudiefasen om gjennomføring av CO₂-fangststudier på egne anlegg. Gassco har gjennom en åpen anbudsprosess inngått kontrakt med Larvik Shipping og Knutsen OAS Shipping om innspill til skipstransportstudien. Det ble videre, etter en åpen anbudsprosess, signert kontrakt med Statoil om gjennomføring av mulighetsstudie for CO₂-lagring.

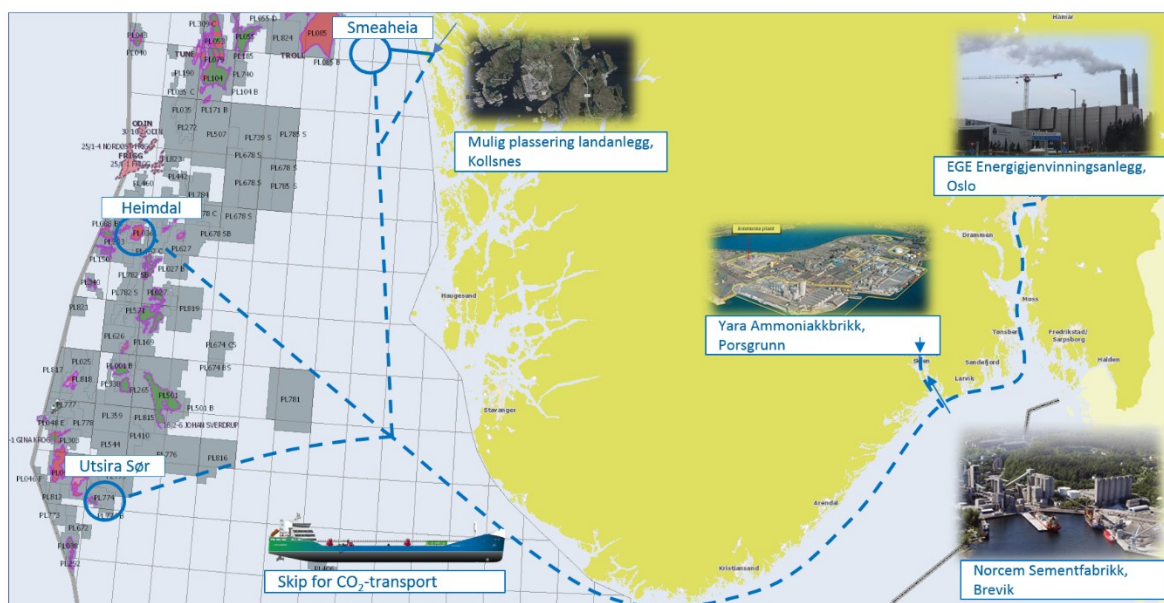
Norcem har vurdert muligheten for fangst av CO₂ fra røykgassen ved sin sementfabrikk i Brevik. Yara har vurdert fangst av CO₂ fra tre ulike kilder ved sin ammoniakkfabrikk på Herøya. EGE har vurdert fangst av CO₂ fra Klemetsrudanlegget AS, et energigjenvinningsanlegg fra avfallsforbrenning.

Statoil har vurdert lagring av CO₂ for følgende tre lokasjoner på norsk sokkel: 1) Smeaheia-området rett øst for Trollfeltet, 2) Heimdalfeltet og 3) Utsira sør-området i nærheten av Sleipnerfeltet. Lokasjonene ble definert på bakgrunn av konkurransegrunnlaget og Statoils tilbud. For Heimdal har offshore losseløsninger via Heimdalplattformen og havbunnsanlegg blitt vurdert. For Utsira sør har lossing til lagerskip for videre injeksjon via havbunnsanlegg blitt vurdert. For Smeaheia har et landanlegg for mottak av CO₂ ved kai og transport i rør blitt vurdert, i tillegg til direkte injeksjon fra transportskip via lossebøye til havbunnsanlegg.

Skipstransport av CO₂ mellom fangstlokasjon og lagerlokasjon har blitt vurdert for tre ulike trykk- og temperaturbetingelser.

En illustrasjon av hva som har blitt vurdert i mulighetsstudiene er gitt i figur 3.1 nedenfor.

Fangst, transport og lagring av CO₂ er videre beskrevet og drøftet i kapittel 5, 6 og 7.



Figur 2.1.1 Illustrasjon av CO₂-kjeder vurdert i mulighetsstudien

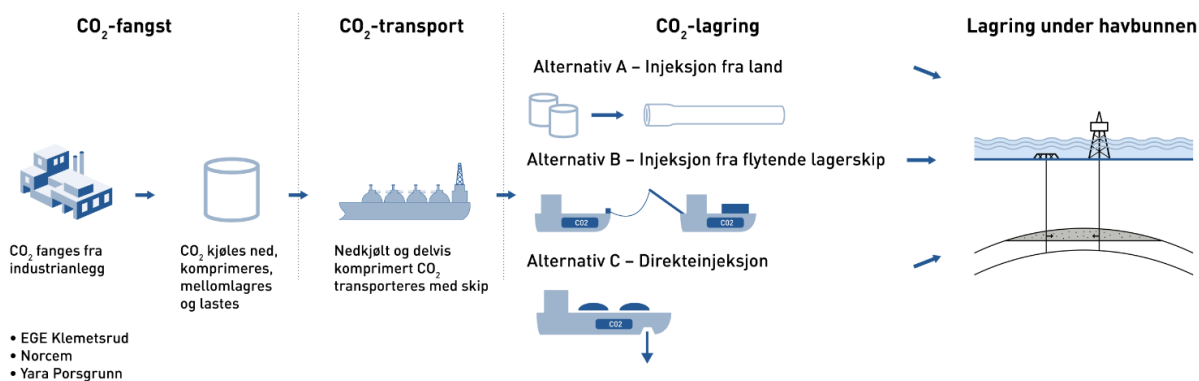
3.1 Basis for mulighetsstudiene

Dette kapitlet beskriver sentrale rammer og føringer for mulighetsstudiene som er gjennomført. Med bakgrunn i mandatet for idéstudien, er målgruppen i arbeidet eiere av eksisterende landbaserte utslippskilder med utslipp over 400 000 tonn CO₂ per år. Utslippskilder under 400 000 tonn CO₂ per år

kan også inkluderes, men det forutsetter at et potensielt prosjekt kan sannsynliggjøre nytteverdi med hensyn til teknologiutvikling, global overføringsverdi og læring. Dette er videreført i mulighetsstudiene.

For å etablere rammer for arbeidet som er gjennomført i mulighetsstudiefasen, er det etablert en designbasis for hele kjeden (OED, 2016c). Designbasis er utarbeidet basert på innspill fra involverte aktører. Formålet med designbasis er å beskrive relevante parametere for å avklare tekniske og organisatoriske grensesnitt i verdikjeden. Et hovedmål med designbasis er å bidra til en helhetlig tilnærming til CO₂-håndteringskjeden og optimalisere tekniske løsninger innen hvert delprosjekt med hensyn på hele kjeden. Nedenfor følger en beskrivelse av de premissene som har vært mest sentrale for gjennomføring av mulighetsstudiene.

Definisjon av grensesnitt mellom fangst, transport og lager har vært viktig å få avklart tidlig for å ramme inn arbeidsomfang for de ulike delprosjektene. Grensesnittene mellom fangst, transport og lager er gitt ved figur 3.1.1 under. Et sentralt prinsipp har vært at eventuelle behov for mellomlager før eller etter skipstransport har vært inkludert i henholdsvis fangst- og lagerstudiene.



Figur 3.1.1 Skematisk fremstilling av en CO₂-håndteringskjede med grensesnitt.

En annen sentral parameter er hvor store volumer som skal transporteres og lagres, samt hvor disse skal komme fra. Utgangspunktet i designbasis er at CO₂-håndteringskjeden skal designes slik at CO₂ fra alle tre industrianleggene kan fanges, transporteres og lagres. Følgende volumalternativer ble definert som basis for mulighetsstudiene:

- Referansealternativ: 0,6 millioner tonn CO₂ per år (CO₂ fra to fangstanlegg)
- Sensitivitet 1: 1,3 millioner tonn CO₂ per år (CO₂ fra tre fangstanlegg)
- Sensitivitet 2: 0,4 millioner tonn CO₂ per år (CO₂ fra ett fangstanlegg)

Volumalternativene representerer et spenn i hvor mye CO₂ som skal fanges, transporteres og lagres uavhengig av hvilke fangstanlegg, transportløsninger og lagerlokasjoner som velges senere i prosjektet.

Yara, Norcem og EGE har studert løsninger der deres CO₂ kan mellomlagres og losses til transportskip etter gitte forutsetninger for skipslogistikk. Lagerstudien er basert på lagring av 1,3 millioner tonn CO₂ årlig med mulighet for nedskalering og oppskalering av CO₂-volumer.

Hvilke temperatur- og trykkbetingelser CO₂ skal transporteres ved på skipene, vil ha en påvirkning på hvordan utstyr for kondisjonering av CO₂ skal designes for fangst- og lagerstudiene. Det er flere referanser for hva som er hensiktsmessige betingelser for skipstransport, men for mulighetsstudiene ble det bestemt at fangst- og lagerstudiene skal være basert på at CO₂ transporteres med trykk på 15 bar og temperatur på -25° C (mellomtrykk). For å vurdere mest mulig optimal transport av CO₂, er også lavt trykk (6-8 bar) og høyt trykk (45-60 bar) studert for skipstransportstudiene.

Krav til maksimum innhold av urenheter for den CO₂ som skal transporteres og lagres er også en sentral parameter som vil ha påvirkning på design av CO₂-håndteringskjeden. Det er satt spesifikke krav til komponenter som antas å være kritiske med hensyn til korrosjon. Det er i tillegg definert en del parametere med verdi «ikke kvantifiserbar» som en forventer vil være tilstede, men som det er mer krevende å definere kritiske verdier for. Resultatet av mulighetsstudiene viser at det bør gjennomføres en studie for å vurdere kostnadskonsekvenser av å endre på CO₂-spesifikasjonen i ulike deler av kjeden med det formål å etablere en CO₂-håndteringskjede som er optimalisert operasjonelt og med tilstrekkelig integritet.

Det har blitt lagt til grunn en driftsperiode på 25 år for teknisk design av CO₂-håndteringskjeden.

4 Læring og spredningseffekter

Våren 2015 gjennomførte Olje- og energidepartementet (OED) en konseptvalgutredning (KVU) om fullskala demonstrasjon av CO₂-håndtering (OED, 2016d). Et sentralt mål med å realisere fullskala CO₂-håndtering i Norge er å bidra til å redusere barrierer og kostnader for de neste prosjektene.

KVU-en stiller krav til et CO₂-håndteringsprosjekt for at målene med tiltaket skal nås. Disse er:

1. Gi kunnskapsoverføring på tvers av land og sektorer.
2. Gi en lagerløsning som har tilstrekkelig kapasitet til å gi stordriftsfordeler.
3. Gi positive læringseffekter når det gjelder:
 - a. Investerings- og driftsfasen langs alle ledd i CO₂-håndteringskjeden, og kjeden totalt.
 - b. Regulatoriske forhold.
 - c. Å gi oppdatert informasjon om kostnader.
 - d. Å bidra til teknologisk utvikling.
4. Vise at CO₂-håndtering er et trygt og effektivt klimatiltak.
5. Bidra til forbedringer av markedssituasjonen for CO₂-håndtering.
6. Realiseres så snart som mulig.
7. Hensiktsmessig fordeling av kostnader og risiko mellom staten og industrien.

Kravene vil i det videre prosjektløpet operasjonaliseres for at nytteeffekten skal oppnås gjennom prosjektet.

Læring gjennom prosjektet bør oppnås både for den enkelte industrielle aktør, for den integrerte CO₂-håndteringskjeden og for øvrige involverte aktører. Nyten av læringen vil være avhengig av hvor mange fremtidige prosjekter som igangsettes og kostnadsreduksjonspotensialet læringen kan gi.

Det er ventet at det største kostnadsreduksjonspotensialet prosjektet kan gi for kommende prosjekter vil være å tilgjengeliggjøre et lager som kan benyttes av flere fangstprosjekter. Videre er det betydelige kommersielle og regulatoriske barrierer som hindrer at CO₂-håndtering blir kommersielt relevant. Læring og deling av erfaringer knyttet til dette vil kunne være et viktig bidrag for å redusere barrierer for kommende prosjekter. CO₂-håndteringsprosjekter er kapitalintensive. Det er ventet at økt tiltro til teknologien og dens kommersielle potensial vil kunne redusere finansieringskostnader for fremtidige prosjekter. Deling av erfaringer med relevante aktører vil kunne bidra til kostnadsreduksjoner.

Læringseffekter knyttet til fangstteknologier, inkludert optimalisering av integrasjon mot primærproduksjonen, vil også kunne bidra til vesentlige kostnadsreduksjoner. Slike læringseffekter fremkommer først og fremst ved at teknologier og løsninger tas i bruk av kommersielle aktører. Det er derfor viktig at rammer for kommende prosjekter blir klarlagt for skape kommersiell interesse slik at gevinster kan realiseres.

I kapitlene 5, 6 og 7 vil læring og aktuelle spredningseffekter bli omtalt for henholdsvis fangst-, transport- og lagringsdelen av prosjektet. I kapittel 8 gis en overordnet oppsummering av lærings- og spredningspotensial for hele CO₂-håndteringskjeden. Kapittel 9.1 omhandler blant annet videre arbeid under planlegging for å hente ut nyttegevinstene fra dette prosjektet.

5 CO₂-fangst

5.1 Oppsummering

Som en del av mulighetsstudiene har CO₂-fangst blitt studert ved tre landbaserte utslipplokasjoner i Norge: Norcem har vurdert muligheten for fangst av CO₂ fra røykgassen ved sementfabrikken i Brevik, Yara har vurdert fangst av CO₂ fra tre ulike kilder ved ammoniakkfabrikken på Herøya og Energigjenvinningsetaten i Oslo kommune (EGE) har vurdert fangst av CO₂ fra energigjenvinningsanlegget på Klemetsrud (Klemetsrudanlegget AS).

Mulighetsstudiene viser at CO₂-fangst er teknisk gjennomførbart ved samtlige tre lokasjoner og at det til sammen kan være mulig å fange opptil 1,5 millioner tonn CO₂ per år. Alle industriaktørene har levert mulighetsstudier med et tilfredsstillende modenhetsnivå og detaljeringsgrad for et DG1-beslutningsgrunnlag, inkludert vurderinger av tekniske, økonomiske og helse-, miljø- og sikkerhetsmessige konsekvenser av å implementere CO₂-fangstanlegg på sine eksisterende anlegg. Kostnadsestimatene er utarbeidet innenfor en usikkerhet på +/- 40 prosent eller lavere.

I dette kapittelet omtales utslippseierne og deres utslippskilder, kostnader, planer, helse, miljø og sikkerhet (HMS), lærings- og spredningseffekter og anbefalinger for videre løp. Myndighetsplan omtales for hele CO₂-håndteringskjeden samlet i kapittel 10.

5.2 Utvikling av CO₂-fangstteknologi

Olje- og energidepartementet opprettet programmet CLIMIT i 2005 for å gi økonomisk støtte til utvikling av teknologi for CO₂-håndtering. Gjennom de siste ti årene har norske forskningsmiljøer, industri og teknologileverandører i samarbeid med internasjonale partnere, gjennomført over 300 utviklingsprosjekter med ca. 1,7 milliarder kroner i støtte fra CLIMIT. Denne støtten har utløst tilsvarende beløp fra industripartnere og har resultert i at norske aktører har utviklet gode løsninger og god kompetanse innenfor CO₂-håndtering som også er anerkjent internasjonalt.

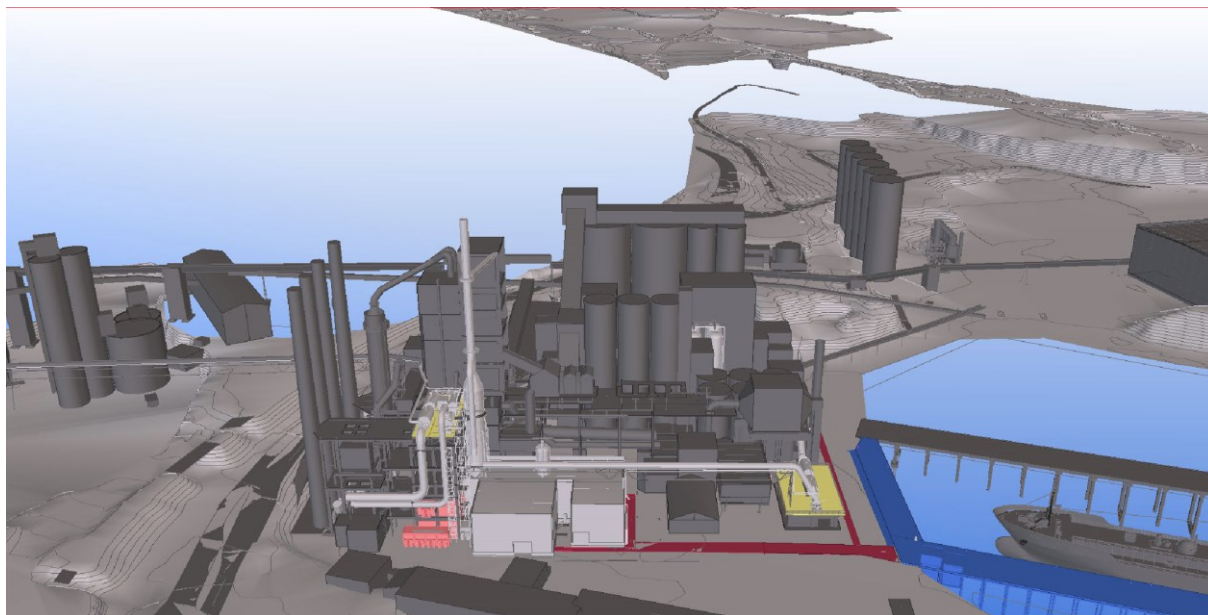
CO₂ Technology Centre Mongstad (TCM), som har vært i drift siden 2012, har anlegg for å teste både aminbaserte teknologier og nedkjølt ammoniakkteknologi (CAP). Størrelsen på fangstanleggene på TCM, med en kapasitet på opptil 100 000 tonn CO₂ per år, er svært relevant for oppskalering av fangstteknologi fra pilotskala (CLIMIT-finansierte prosjekter) til fullskalaprojekter. I tillegg til Aker Solutions og GE som har bygget de to teknologianleggene på TCM, har tre andre teknologileverandører testet og optimalisert sine solventer på TCM eller gjort avtale om framtidig testing. På TCM er det også etablert praksis for evaluering av utslipp og spredning av sporstoffer fra solventene slik at ulike CO₂-fangstteknologier kan sammenlignes. Dette arbeidet har også dannet grunnlag for flere lands myndigheters regulering av utslipp fra CO₂-fangstanlegg.

I forbindelse med fullskalaprojektet på Mongstad var fem leverandører av CO₂-fangstteknologi gjennom et omfattende teknologikvalifiseringsprogram, som blant annet dokumenterte sikker miljømessig håndtering av solventbasert fangstteknologi. I dag er flere av disse teknologiene på et modenhetsnivå som gjør at man kan ta dem i bruk i et fullskala fangstanlegg, blant annet Akers aminteknologi og GEs teknologi for kjølt ammoniakk (CAP). Aker og GE har vært underleverandører for EGE (Aker og GE) og Norcem (Aker) i mulighetsstudiene.

Arbeid i prosjekter som er finansiert av CLIMIT-programmet, og gjort ved CO₂ Technology Centre Mongstad (TCM) og i forbindelse med fullskalaprojektet på Mongstad, har i løpet av de siste årene bidratt med kunnskap og erfaringer som har redusert teknologisk og HMS-relatert risiko knyttet til etablering av fullskala CO₂-håndteringsprosjekter i Norge. Det finnes derfor leverandører av fangstteknologi som kan levere anlegg til et fullskalaprojekt i Norge på en kommersiell basis.

5.3 Norcem

Norcem har i sin mulighetsstudie sett på løsninger for å fange 400 000 tonn CO₂ per år fra sin sementfabrikk i Brevik. Norcem har en visjon om null CO₂-utslipp fra sine betongprodukter i et livsløpsperspektiv innen 2030. I denne forbindelse er det utredet muligheter for CO₂-fangst fra avgassene i sementproduksjonen. Norcem startet i 2010 CLIMIT-støttede prosjekter for å utrede alternative fangstteknologier. Resultater fra disse prosjektene er lagt til grunn for arbeidet med mulighetsstudien. Norcem har før mulighetsstudien ble igangsatt, funnet at, i et 2020-perspektiv, aminteknologien er best egnet som fangstteknologi og valgt Aker Solutions som sin teknologileverandør gjennom en bred teknologi- og leverandørevaluering. Aker Solutions har testet mer enn 8 000 timer på Norcems røykgass med sin mobile testenheter, og teknologien er dermed ansett av Norcem som tilstrekkelig kvalifisert for å fjerne CO₂ fra Norcems røykgass. Aker Solutions har gjennomført suksessfulle testprogram både ved TCM og andre pilotanlegg tidligere. I arbeidet med mulighetsstudien har Norcem benyttet flere underleverandører for å avdekke hva som kan bli påvirket av å bygge et CO₂-fangstanlegg på sementfabrikken i Brevik. Norcem har spesielt fokusert på hvordan restvarmen fra sementproduksjonen kan utnyttes til CO₂-fangst. Tilgjengelig varme gjør det mulig å fange cirka 400 000 tonn CO₂, noe som tilsvarer cirka halvparten av fabrikkens CO₂-utslipp. Dette har vært førende for designet av CO₂-fangstanlegget. Det er også funnet egnede løsninger for mellomlagring og utskipning av CO₂ over kai på Norcems område.



Figur 5.3.1 Plassering av CO₂-fangstanlegget. Fangstanlegget vises foran sementanlegget. (Sementanlegget er angitt i mørk grå farge).

Det er ikke avdekket elementer som gjør at et CO₂-fangstanlegg ikke kan realiseres. Ved fangst av 400 000 tonn CO₂ per år vil Norcem i Brevik, i kombinasjon med bruk av CO₂-nøytralt energiinnslag (bio-brennstoff) i produksjonen, kunne nå sitt mål om null utslipp av CO₂ fra sine produkter sett i et livsløpsperspektiv.

5.4 Yara

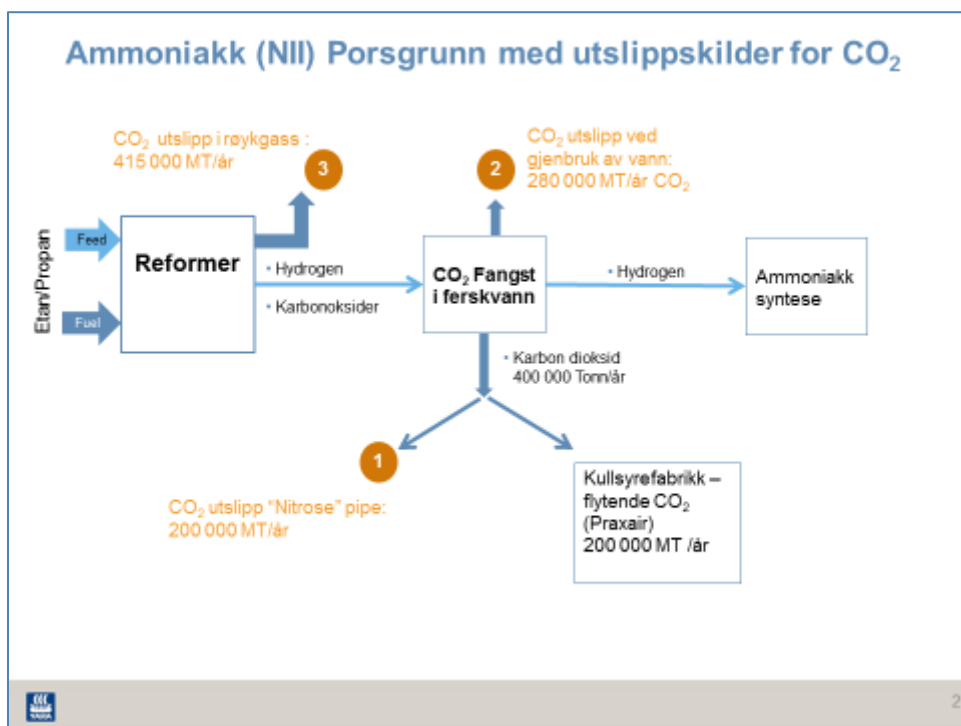
Yara har studert muligheten for å fange 805 000 tonn CO₂ per år av det totale utslipp på 895 000 tonn fra sin ammoniakkfabrikk i Porsgrunn. Dette vil være i tillegg til 200 000 tonn som de i dag allerede fanger og selger til anvendelse innen matvareproduksjon. Totalt vil man da fange cirka 90 prosent av fabrikkens CO₂-utslipp. Yara har over mange år hatt fokus på å redusere klimagassutslipp fra produksjonen sin. Hovedfokus har vært på reduksjon av lystgassutslipp der det er oppnådd store

reduksjoner. Lystgass er en klimagass med høy CO₂-ekvivalent. I arbeidet med mulighetsstudien har Yara for første gang sett på å etablering av et CO₂-fangstanlegg fra ammoniakkproduksjon. Produksjonskjeden for fullgjødsel starter med å lage ammoniakk. Dette er den mest CO₂-intensive delen av produksjonskjeden. Ammoniakk kan også kjøpes i et globalt marked. Ammoniakkfabrikken i Porsgrunn er dermed i en konkurransesituasjon der kostnaden ved å produsere ammoniakk for fullgjødselproduksjon må være billigere enn å kjøpe ammoniakk (inkludert transportkostnader).

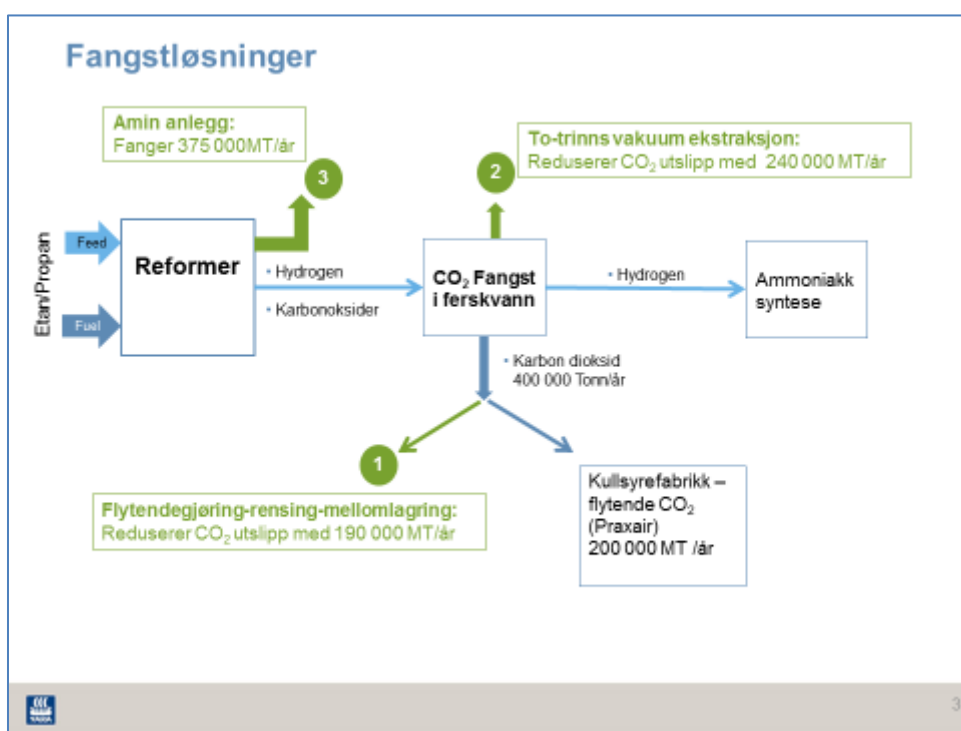


Figur 5.4.1 Ammoniakkfabrikk N2 i Porsgrunn. I forgrunnen fire vannvasktårn der CO₂ fjernes fra prosessgassen.

Det er tre hovedkilder til CO₂-utslipp fra ammoniakkfabrikken.



Figur 5.4.2 Ammoniakkfabrikk N2 i Porsgrunn med tre CO₂-utslippkilder.



Figur 5.4.3 Fangstløsninger for de tre CO₂-utslippkilder.

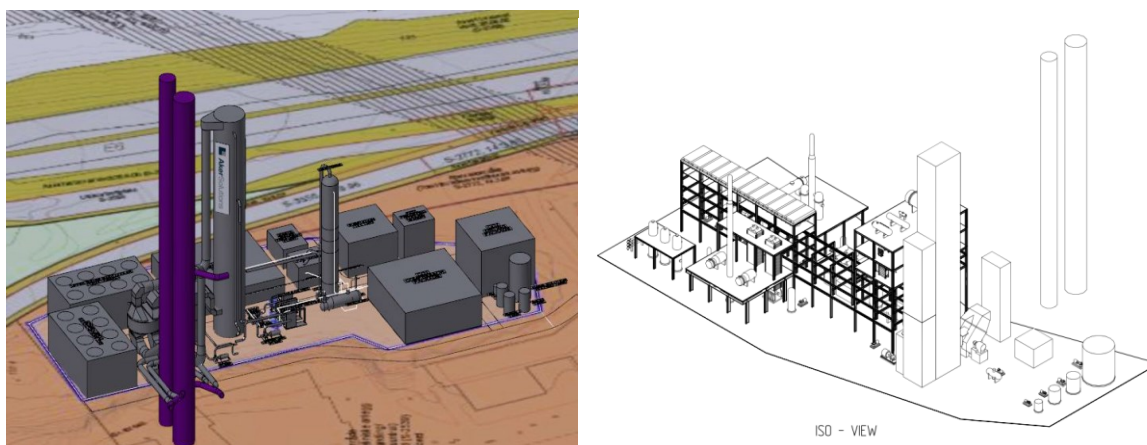
Kilde 1 og 2 skrives seg fra prosessen med å rense CO₂ ut fra produksjonsstrømmen (ved absorpsjon av CO₂ i vann, såkalt vannvask). Det tredje utslippet er røykgass fra en gassfyrte reformer. Kilde 3 vil kreve et CO₂-fangstanlegg med etterforbrenningsteknologi. Yara har i mulighetsstudien valgt å ikke knytte seg til én teknologileverandør, men benyttet en uavhengig studieleverandør som har designet og kostnadsberegnet et aminbasert anlegg basert på åpen tilgjengelig informasjon om det kommersielt tilgjengelig aminet monoetanolamin (MEA). I neste fase ser Yara et behov for å kvalifisere teknisk løsning på kilde 2 og 3 for å redusere risiko. Yara selger ca. 200 000 tonn CO₂ per år av den CO₂ som

fjernes fra utslippspunkt 1 til næringsmiddelindustrien. Deres kunnskap om håndtering av CO₂ har vært nyttig i arbeidet som er utført i denne studien også utover Yaras egne studier.

Mulighetsstudien viser at det vil være teknologisk mulig å gjennomføre CO₂-fangst fra ammoniakfabrikken, og at Herøya industripark som lokalitet vil være et egnet sted for fangst, mellomlagring og utskipping av CO₂.

5.5 Oslo kommune ved Energigjenvinningsetaten

Oslo kommune ved Energigjenvinningsetaten (EGE) har utredet muligheten for å fange 315 000 tonn CO₂ per år fra det avfallsbaserte energigjenvinningsanlegget på Klemetsrud. Dette utgjør cirka 90 prosent av Klemetsrudanleggets totale CO₂-utslipp.



Figur 5.5.1 Skisse av Akers aminanlegg (venstre) og GEs CAP-anlegg (høyre) på Klemetsrud.

EGEs anlegg på Klemetsrud har et lavere årlig CO₂-utslipp enn angitt i mandatet for mulighetsstudiene. EGE inngår likevel i studien da anlegget på Klemetsrud har planer om å øke produksjon og dermed også CO₂-utslipp ved anlegget. I tillegg er læringspotensialet ved anlegget vurdert å kunne oppfylle vilkårene i mandatet.

EGE har vurdert to forskjellige fangstteknologier og har i en åpen anbudskonkurranse valgt Aker Solutions og GE som underleverandører. GEs og Aker Solutions fangstteknologier er begge basert på absorpsjonsteknologi, men med bruk av forskjellig type solventer. Aker Solutions' tekniske løsning er basert på bruk av deres proprietære amin, mens GEs teknologi er basert på nedkjølt ammoniakk. Begge teknologier har gjennomført vellykkede testprogram både ved TCM og i andre pilotanlegg. Begge teknologiene baserer seg på å bruke varmepumper og damp turbin for å gjenvinne og levere tilbake tilstrekkelig termisk energi slik at energigjenvinningsanlegget kan opprettholde samme varmeenergi balanse og dermed opprettholder leveransene til fjernvarmenettet i Oslo. Begge teknologiene vil benytte seg av elektrisitet produsert ved energigjenvinningsanlegget. Effektiv energiintegrasjon samt bruk av luftkjølere har gjort at det ikke har vært behov for å etablere kjølevannsystem eller forsterkning av el-forsyningen til anlegget.

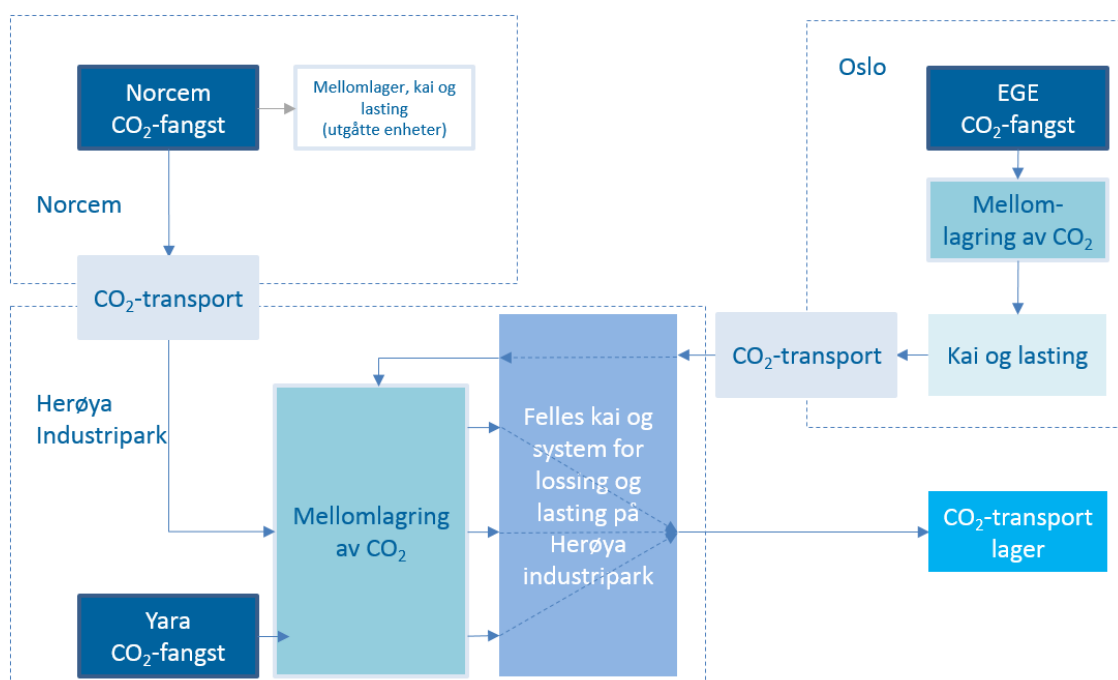
Siden EGEs anlegg på Klemetsrud ikke har nær tilgang til kai, har det vært gjort et grundig arbeid for å utrede ulike transportmuligheter av CO₂ fra fangstanlegget til Oslo havn for mellomlagring og videre utskipping. Transport i rørledning med forskjellige traséer (over land og langs sjøbunn), tankbiler og tog har blitt vurdert. Vurderingene i mulighetsstudien tilsier at transport med tankbil foreløpig fremstår som den beste løsningen. Det vil neste fase av prosjektet vurderes om andre drivlinjer på tankbilene kan benyttes for å redusere klimagassutslipp til et minimum (biodrivstoff/elektrisk/hydrogen).

Mellomlagring er foreslått lagt til Ormsundkaia på grunn av tilgjengelig areal og mulighet for skipsanløp.

Studien viser at det vil være teknisk mulig å gjennomføre CO₂-fangst av 315 000 tonn CO₂ per år (90 prosent fangstgrad) fra energigjenvinningsanlegget på Klemetsrud. Det er parallelt med mulighetsstudien gjennomført en test av Akers mobile testenhet på reell røykgass fra anlegget som viser at CO₂ kan fanges fra røykgassen med solventbasert teknologi. CO₂-fangstanlegget vil ikke ha negativ innvirkning på energigjenvinningsanlegget, som fortsatt og fullt ut vil kunne opprettholde sin primærfunksjon med energigjenvinning fra avfall og energileveranser til både fjernvarmenettet og elektrisitetsnettet.

5.6 Felles mellomlager for CO₂ i Grenland

Utgangspunktet i designbasis (ref. kapittel 3.1) er at CO₂-håndteringskjeden skal designes slik at CO₂ fra alle de tre industrianleggene kan fanges, transporteres og lagres. I den forbindelse er det vurdert å etablere et felles mellomlager for CO₂ på Herøya Industripark i Grenland. Vurderingen er gjort som en idéstudie med uklassifiserte kostnadsanslag for å vurdere om det finnes synergieffekter som kan redusere investerings- og driftskostnadene fra aktørene i mulighetsstudiene. I tillegg er det vurdert mulige positive effekter med tanke på teknisk løsning, logistikk og HMS.



Figur 5.6.1 Felles CO₂-mellomlager i Grenland.

Basert på arbeidet er det funnet mulige positive synergieffekter med et felles mellomlager for flere CO₂-fangstkilder. En mulig løsning med felles mellomlager for Yara, EGE, og/eller Norcem på Herøya Industripark bør derfor utredes videre hvis det blir aktuelt å realisere CO₂-fangst fra mer enn én utslippskilde.

5.7 Helse, miljø og sikkerhet (HMS)

I alle mulighetsstudiene for CO₂-fangst er det gjort vurderinger av helse, miljø og sikkerhet (HMS) primært for driftsfasen av fangstanleggene. Det er ikke avdekket HMS-aspekter som skulle tilsi at bygging og drift av CO₂-fangstanlegg ikke vil være mulig eller svært fordyrende på grunn av HMS-krav.

Både ammoniakk- og aminbaserte CO₂-fangstprosesser vil ha problemstillinger knyttet til utslipp, avfall og kjemikaliebruk. Forståelsen for egenskaper og håndtering av aminer og degraderingsprodukter av disse har økt betraktelig gjennom forskning og studier utført spesielt i forbindelse med planlegging av fullskala fangst på Mongstad og byggingen av TCM (Gassnova 2012, 2013) (Helgesen, 2016), (TCM DA 2012). Dette gjør at både ammoniakk- og aminbasert CO₂-fangst nå vil kunne gjennomføres på en helse- og miljømessig forsvarlig måte. Siden Norcem har valgt teknologileverandør har de også vurdert spesifikke HMS-aspekter så som spredning av utslipp til luft og vann. Yara og EGE vil fokusere på dette i neste fase av prosjektet når de har valgt sin teknologileverandør.

Nye installasjoner på eksisterende industriområder vil normalt få strengere støykrav for at området totalt sett skal kunne overholde støykrav overfor nærmeste nabo. Støy vil være en utfordring på alle tre lokaliteter og overholdelse av dagens støykrav vil bli gjenstand for ytterligere vurdering i neste fase.

Norcem er den eneste som har studert uhellsutslipp av CO₂, men Yara og EGE har også identifisert dette som en av de største HMS-risikoene, siden en slik hendelse kan ha høyt farepotensial. Beregnet risiko for fullt rørbrudd på en lagertank for CO₂ er imidlertid langt under akseptkriterier som Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) benytter for slike hendelser.

Alle problemstillinger knyttet til ytre miljø og sikkerhet vil bli ytterligere belyst i en eventuell neste fase av arbeidet. Da vil det også gjennomføres konsekvensutredningsprosesser for anleggene. Alle berørte parter kan komme med innspill til konsekvensutredningsprogrammene.

5.8 Risiko

Gassnova, Yara, EGE og Norcem har gjort risikoanalyser som en del av mulighetsstudiene. Det er ikke avdekket risikoelementer som ikke kan håndteres. Risikoer kan være både muligheter og trusler. Felles risiko-områder som er avdekket av en eller flere av aktørene er:

1. Hel kjede – Dersom virksomheten som fanger CO₂ legges ned fordi forutsetning for primærproduksjon ikke lenger er tilfredsstillende, vil CO₂-volumene i kjeden reduseres eller falle bort.
2. HMS - Mulig motstand mot CO₂-fangstanlegg lokalt pga. frykt for utslipp av nye komponenter eller økt belastning på nærmiljø.
3. Produksjon - Forstyrrelser av primærproduksjon under bygging eller drift av fangstanlegget, som vil påvirke aktørenes markedsposisjon og få kostnadskonsekvenser.
4. Teknologi - De tekniske løsningene for fangstanlegg eller varmeintegrasjon er uprøvd og trenger teknisk kvalifisering i neste fase.
5. Realiseringsfasen - Kostnadsoverskridelser for anleggseier og forsinkelser.
6. Produksjon – Styrking av konkurransekraften for primærproduksjon ved at etablering av CO₂-håndtering tilrettelegger for lavutslippssamfunnet.

5.9 Kostnader

I mulighetsstudiene har fangstaktørene benyttet egne systemer for estimatutarbeidelse og kvalitetssikring. Gassnova har gjennomgått estimatene, blant annet gjennom et systematisk oppsett av kostnadsestimatene for å kunne sammenligne kostblokker mellom aktørene og opp mot tidligere CO₂-prosjekter.

Kostnadsestimatene er levert til «første klassifiserte estimer» innenfor et usikkerhetsnivå på +/- 40 prosent (Klasse 4-estimat) (AACE, 2005). Norcems kostestimat ligger innenfor et usikkerhetsnivå på +/- 30 prosent for å avstemme krav til interne beslutningsprosesser.

Estimatene er forventede kostnader for å bygge og drifte CO₂-fangstanlegget, inkludert forventet tillegg (contingency). Estimaten inkluderer ikke reserve eller tyngre forpliktelser (for eksempel

ytelsesgarantier). Aktørene har levert kostnadsoppstilling i henhold til en avtalt struktur, slik at Gassnova har kunnet sammenligne de ulike estimatene. Det er også gjort en vurdering av om estimatene omfatter et komplett arbeidsomfang eller om det er elementer som mangler. Disse vurderingene er gjort blant annet med basis i tidligere CO₂-håndteringsprosjekter Gassnova har erfaring fra.

Kostnader for CO₂ fra Yaras kilde 1 og 2 er forventet å være lavere enn kostnader for fangst fra røykgasskilder siden man utnytter eksisterende prosesstrinn der CO₂ allerede er fanget og tilpasser eksisterende anlegg for å utnytte dette. For disse kildene slipper man derfor kostnadselementene knyttet til et CO₂-fangstanlegg fra en røykgasskilde.

Ser man på kostnader til fangstprosessen hos EGE, Norcem og Yaras kilde 3, som alle er CO₂-fangst fra en røykgasskilde, er de i stor grad sammenlignbare. Ulikhetene i total kostnader for prosjektene skyldes primært lokale forhold knyttet til forberedende arbeid på eksisterende tomt og ulik grad av varmeintegrasjon med eksisterende anlegg.

5.10 Planer

Neste steg i planleggingen av fangstprosjektene vil være en kombinert konsept- og forprosjekteringsfase (FEED). Norcem, Yara og EGE har presentert planer for å modne sine CO₂-fangstkonsepter videre og vil kunne presentere underlag for en investeringsbeslutning (DG3) i 2018. I konsept- og forprosjekteringsfasen vil de best egnede CO₂-fangstteknologiene og leverandørene velges og endelig løsning for integrasjon av fangstanlegget mot eksisterende fabrikk designes. Et kostnadsestimat med innenfor en usikkerhet på +/-20 prosent vil utvikles og detaljerte planer for prosjektering og bygging utarbeides.

Tidsplan for byggefasen er grovt estimert i denne fasen. Aktørene har anslått noe ulik tidsplan for bygging av et CO₂-fangstanlegg etter en investeringsbeslutning. Realiseringsperioden varierer fra 26 til 42 måneder. Variasjonene skyldes i hovedsak ulike behov for lokale forberedelser og tilpasninger for å implementere fangstanlegget.

5.11 Lærings- og spredningseffekter

CO₂-fangst ved utslippskildene til Yara, Norcem og EGE innehar et betydelig potensial for teknologiutvikling og kunnskapsspredning, både innenfor og utover egen bransje. Dette inkluderer:

- Læring knyttet til teknisk integrasjon og etablering av en «standard» designbasis og CO₂-spesifikasjon
- Regulatoriske forhold knyttet til implementering av CO₂-håndtering på industrielt anlegg
- Kommersiell integrasjon av CO₂-virksomhet i eksisterende forretningsmodell
- Teknisk integrasjon av CO₂-håndtering i eksisterende anlegg
- Implementering og optimalisering av CO₂-fangstteknologi

Fangstaktørene har studert solventbasert fangstteknologi for røykgassrensing. Det er likevel muligheter for at aktørene kan velge ulike teknologier og teknologileverandører for videre studier. Et kriterium er at fangsteknologien anses som tilstrekkelig moden for fullskala. Gjennom realisering vil aktuelle fangstteknologier kvalifiseres for nye bransjer. Videre inneholder alle konseptene viktige kvalifikasjonselementer, blant annet tilknytning og varmeintegrasjon til eksisterende fabrikk.

Fangstkildene som er studert, i mulighetsstudiene representerer ulike bransjer. Fangstprosjektene bidrar med komplementær læring og har ulikt spredningspotensial siden de er fra ulike industrier og vil kunne ha ulike løsninger for CO₂ fangst på sine anlegg. Grad av læring og teknologiutvikling vil øke med antall realiserte CO₂-fangstprosjekter. De representerer alle industrier som i stor grad ikke har andre alternativer enn CO₂-fangst og –lagring hvis de skal redusere sine CO₂-utslipp betydelig, og et CO₂-fangst prosjekt vil dermed kunne bidra til ny miljøstandard for de respektive industriene. Gjennom

videre modning av prosjektene i konsept og forprosjektfasen, bør gjennomføringen optimaliseres for å høste erfaringer på tvers av prosjektene.

Sementbransjen står for om lag 5 prosent av verdens samlede CO₂-utslipp, og CO₂-fangst i Brevik vil kunne bidra til global spredning av CO₂-håndteringsteknologi. Et spesifikt læringselement fra Norcem er hvordan de designer fangstanlegget for å fange en optimal mengde gjennom å utnytte overskuddsvarme fra sementproduksjonen. Dette er et alternativ som er meget aktuelt for prosessindustrien generelt siden denne bransjen ofte har varmeoverskudd (termisk energi) som ikke er tilstrekkelig utnyttet. Norcem og Aker Solutions har utviklet nye tekniske løsninger for at CO₂-fangst skal kunne benytte eksisterende energi fra sementproduksjon uten negativ påvirkning av driften til sementfabrikken. Løsningene er basert på bruk av røykrørsvarmevekslere samt varmegjenvinning fra kompresjon av den fangede CO₂ for videre transport.

Energigjenvinning har et stort vekstpotensial da det innføres restriksjoner på avfallsdeponi i Europa og man forventer at flere nye energigjennvinningsanlegg vil bygges for å brenne dette avfallet. CO₂-fangst på et energigjennvinningsanlegg vil kunne demonstrere såkalt bioCCS (det vil si CO₂-fangst fra forbrenning av organisk avfall som dermed tar CO₂ ut fra det naturlige kretsløpet) Slik kan CO₂-håndtering på Klemetsrudanlegget bidra til viktig læring for en fremtidsrettet bransje. EGE har stort fokus på å integrere fangstanlegget med energistrømmene i sitt anlegg. De bruker blant annet varmepumper for energioptimalisering og integrerer restvarme fra fangstanlegget til leveranse av varme til Oslos fjernvarmeanlegg. Dette gjør at varmeproduksjonen fra energigjennvinningsanlegget ikke blir påvirket ved å introdusere CO₂-fangst. Dette står i motsetning til en etablert oppfatning om at CO₂-fangst fra kraftverk får et betydelig tap av deres primærproduksjon (kraftproduksjon) når de skal fange CO₂.

Ammoniakkbransjen står for et noe begrenset totalt CO₂-utslipp globalt, men er en bransje med et betydelig potensial for rimelig fangst av CO₂. Ammoniakkproduksjon kan dermed være en viktig bransje i en første utrulling av CO₂-håndtering. CO₂-rensing fra Yaras reformer vil kunne generere betydelig læring utover egen bransje, til kjemisk prosessindustri generelt, og særlig hydrogenproduksjon basert på naturgass siden reformeren til Yara er en standard prosessenhet for å spalte naturgass til hydrogen.

5.12 Gassnovas vurderinger

Basert på mulighetsstudiene som er gjennomført, er det Gassnovas vurdering at det er teknisk mulig å gjennomføre CO₂-fangst ved alle tre utslippslokasjoner. Alle aktører har levert tilfredsstillende kostnadsestimat som reflekterer foreslåtte tekniske løsninger. Mulighetsstudiene har ikke hatt til hensikt å rangere de ulike fangstprosjektene, men å avdekke om de ulike prosjektene er mulig å gjennomføre. Dette er tilstrekkelig belyst, og Gassnova anbefaler at industriaktørene bør få anledning til å studere CO₂-fangst videre. Flere deltagere i konsept- og eventuelt forprosjekteringsfasen vil også tilrettelegge for konkurranse og trolig være positivt med hensyn til å minimere statens kostnader i senere faser. Videre utredning av flere kilder gjør også prosjektet mindre sårbart hvis en eller flere av fangstaktørene skulle falle fra i den videre prosessen.

EGE, Norcem og Yara representerer tre ulike bransjer som alle har et betydelig CO₂-utslipp og som i stor grad ikke har andre alternativer enn CO₂-fangst og -lagring hvis de skal redusere sine CO₂-utslipp betydelig. Aktørene representerer ulike bransjer og vil ha behov for ulike tekniske løsninger og er derfor i stor grad komplementære når det gjelder læring- og spredningspotensial. Felles for alle er at CO₂-fangst er sekundært til deres primære produksjon av henholdsvis sement, ammoniakk og energigjenvinning, og ingen kommer til å opprettholde CO₂-leveranse til en CO₂-håndteringskjede hvis grunnlaget for primærproduksjonen forsvinner. For å sikre en robusthet i en CO₂-håndteringskjede bør det derfor tilrettelegges for realisering av mer enn én CO₂-kilde.

Gassnova anbefaler at det etableres forretningsmodeller for kommende CO₂-håndteringsprosjekter i parallell med den videre prosjektgjennomføringen. CO₂-lageret som etableres som en del av dette prosjektet, vil ha overskuddskapasitet som bør utnyttes ved at flere fangstkilder får mulighet til å lagre sin CO₂ i lageret. Ved høyere totalt lagret volum vil enhetskostnadene knyttet til lagring reduseres. Dette gir muligheter for å kostnadseffektivt legge til både fangstprosjekter med betydelig teknologiutviklingspotensial og mindre kilder med rimelige og enkelt tilgjengelig CO₂-volum. Grensen på 400 000 tonn CO₂ som dette første prosjektet har, bør i denne sammenheng fjernes da tiltakene ikke trenger å bære en investering i lager, og i større grad kan vurderes som mer ordinære klimatiltak. Etablering av forretningsmodell for kommende prosjekter vil også være viktig for å følge opp industriaktører som eventuelt ikke vil få realisert sitt CO₂-fangstanlegg gjennom dette prosjektet, samt generelt opprettholde den betydelige norske satsningen på forskning og utvikling og utnytte læringspotensialet som det første CO₂-håndteringsprosjektet vil gi.

Valg av teknisk løsning og utforming av et fangstanlegg henger nøye sammen med kommersielle forhold og hvilke krav som stilles til utslippseierne i planleggings-, utbyggings- og driftsfasen. Eksempler på dette kan være krav til regularitet, hvor stor andel av CO₂-utslippene som skal fanges, kompensasjonsformat og finansieringsmodell. Å fastsette design tidlig i neste fase vil være avgjørende for å kunne gjennomføre prosjektet i henhold til planlagt budsjett, tid og kvalitet. Gassnova mener derfor det er viktig å opprettholde den pågående dialogen med aktørene for å avklare rammevilkår slik at kommersielle forhold ferdigstilles i tilstrekkelig grad før videreføring til konsept og -forprosjekteringsfasen. Dette vil også være viktig for å opprettholde de industrielle aktørenes interesse for å delta i en CO₂-håndteringskjede.

For ytterligere informasjon om temaene beskrevet i kapittel 5 vises det til Gassnovas CO₂-fangstrapport som sammenfatter de tre mulighetsstudiene som er utført (Gassnova,2016 F).

6 CO₂-transport

6.1 Oppsummering

Mulighetsstudien av skipsbasert CO₂-transport er utført i henhold til Gasscos styrende dokumentasjon for prosjektstyring. Det er i mulighetsstudien lagt vekt på å opprettholde det mulighetsrommet ved skipstransport av CO₂ som er identifisert i Gasscos idéstudie fra 2015.

Arbeidsomfanget i mulighetsstudien har omfattet relevante elementer for skipsbasert transport av CO₂ mellom fangstlokasjon og lagerlokasjon så som skip, teknisk utstyr, prosesser, logistikk, drift, regelverk, investerings- og driftskostnader og tidsplaner.

Resultater og evalueringer er blant annet basert på studier utført av Larvik Shipping og Knutsen OAS Shipping. Grensesnittavklaringer mot fangstanleggene og mot lagerløsningene har vært sentralt i mulighetsstudien og bør ha særskilt fokus ved videreføring av prosjektet.

Det er designet skipsløsninger for de definerte transportbetingelsene, henholdsvis lavt, mellom og høyt trykk på mulighetsnivå, etablert kostnadsestimater innenfor et usikkerhetsnivå på +/- 40 prosent og gjennomføringsplaner som understøtter gjennomførbarhet. Gassco vurderer alle de studerte løsningene for skipstransport av CO₂ som gjennomførbare, og skipstransport vurderes ikke å være på kritisk linje for realisering av fullskalaprojektet.

6.2 Tekniske vurderinger

Transportstudien har omhandlet tre ulike transportbetingelser for skipstransport av CO₂ som hver for seg representerer forskjellige teknologier for transport av CO₂ i likevekt mellom gass- og væskefase. Operasjonelt er det viktig å unngå at CO₂ går over i fast form. Ved atmosfærisk trykk opptrer CO₂ kun i gassfase og som tørris.

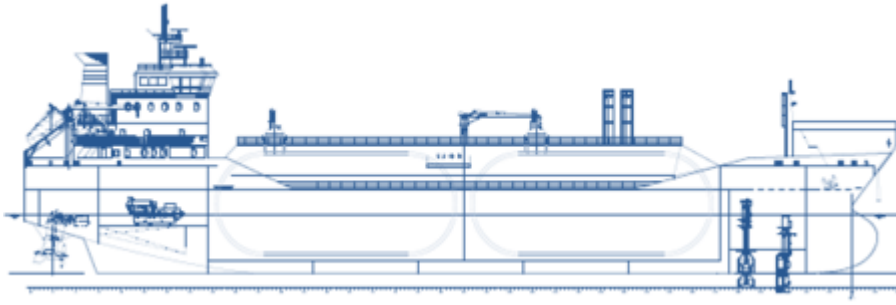
De tre studerte løsningene er overordnet beskrevet i tabellen under.

	Lavt trykk	Mellomtrykk	Høyt trykk
Tilstand	6 -8 bar ved minus 50°C	15 bar ved minus 25°C	45 bar ved 10°C
Fordeler	Høy tetthet på CO ₂ . Kjent teknologi basert på LPG skip. Skalerbar tankstørrelse og skip.	Erfaring fra transport av CO ₂ med næringsmiddelkvalitet. Modent konsept.	Minst energikrevende. Skalerbar tankkapasitet. Lavest energibehov ved direkteinjeksjon
Utfordringer	Liten operasjonell margin mot frysing til tørris for CO ₂ . Energi-krevende prosess. Høye krav til isolering.	Forholdsvis mye stål i tanksystemet. Teknisk krevende tankkonstruksjon.	Tanksystemet krever mye plass, høy stålvekt og krevende rørføring. Mindre modent konsept. Lavest CO ₂ -tetthet

Tabell 6.2.1: Overordnet vurdering av alternative transportbetingelser ved skipstransport av CO₂.

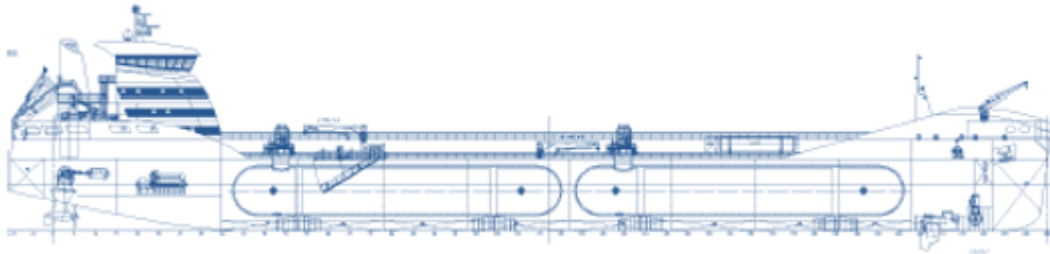
6.2.1 Skipsdesign

Figurene under illustrerer skipsdesign for de tre studerte transportbetingelsene. Skip for transport av CO₂ ved lavt trykk vil ha sammenlignbart design som typiske LPG-båter, med store sylindformede tanker. Disse skipene vil frakte CO₂ med høyest tetthet i væskeform, og vil derfor være minst i størrelse.



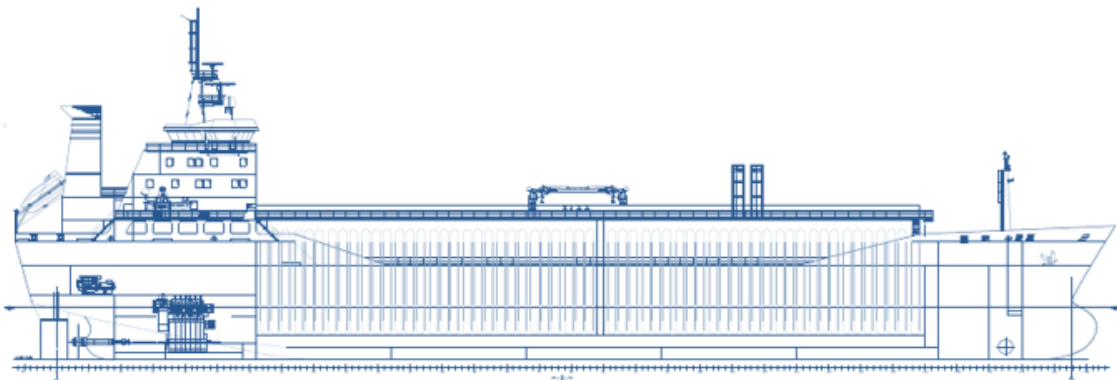
Figur 6.2.2.6.2.1 Lavt trykk, transportvolum 6 000 m³–7 700 m³, skipslengde 114 m–150 m

Skipene studert for transport av CO₂ ved mellomtrykk har samme tankdesign som skipene benyttet til kommersiell transport av CO₂. Skipene som opererer i dag har kun en tank om bord, mens de som er studert i prosjektet har fire tanker.



Figur 6.2.2.2.2: Mellomtrykk, 7 400 m³–7 770 m³, ~160 m

Skip for transport av CO₂ ved høyt trykk vil følge samme tankdesign som CNG-skip, og vil ha sylindriske flasker, laget av rørstykke med endelukk på. Disse rørstykkene er sammenlignbare med rørene som benyttes ved rørtransport av naturgass. Skipet vil typisk ha 700 – 900 flasker om bord.



Figur 6.2.2.6.2.3: Høyt trykk, 7000 m³–12000 m³, 140 m–160 m

6.2.2 Transportruter

Behovet for transportkapasitet er vurdert med utgangspunkt i utbyggingsalternativene beskrevet i designbasis for lagring i Smeaheia. Utbyggingsalternativene studert i transportstudien er basert på transport til kai, til flytende mellomlager eller direkteinjeksjon fra transportskip via en bøyeløsning. Dersom Heimdal eller Utsira senere blir valgt som lagerlokasjon vil dette innebære noe kortere transportdistanse og noe høyere regularitet i transportleddet sammenlignet med Smeaheia.

Tabellen under viser hvor mange skip som må til i de forskjellige transportalternativene og tid mellom hvert skipsanløp. Ettersom antall skip øker ved oppskalering av fangstvolumene øker også anløpsfrekvensen i havnene, mens tid mellom hvert skipsanløp blir redusert. Anløpsfrekvens er viktig for design av eventuelle mellomlager på henholdsvis fangstlokasjon og lagerlokasjon.

	Losseløsning	Lavt trykk	Mellomtrykk	Høyt trykk
Referansealternativ 600 000 tonn/år	Antall skip	1	1	1
	Kai til kai eller til flytende lager	3,3 døgn	3,6 døgn	3,3 døgn
	Direkte injeksjon	4,7 døgn	4,6 døgn	4,7 døgn
Sensitiviteter				
Tre kilder 1 300 000 tonn/år	Antall skip	3	2 / 3 (ved DI)	3
	Kai til kai eller til flytende lager	1,4 døgn	1,9 døgn	1,4 døgn
	Direkte injeksjon (DI)	1,7 døgn	1,4 døgn	1,7 døgn

Tabell 6.2.2.1: Oversikt over antall skip og frekvens for skipsanløp i de studerte transportalternativene.

6.2.3 Lossealternativer til lager

6.2.3.1 Lossing til bøye for direkteinjeksjon i brønn

Ved direkteinjeksjon er det antatt at transportskipet kobles opp til en lossebøye (STL-bøye). Kondisjonering, opptrykking og oppvarming av CO₂ vil i dette tilfellet foregå på transportskipet før injeksjon i brønn. CO₂ pumpes ut av skipstankene for videre trykkøkning i injeksjonspumpen til injeksjonstrykk, 80 til 150 bar. CO₂-strømmen varmes til injeksjonstemperatur, 5°C til 10°C før den losses fra skipet via lossebøye. Sjøvann vil i størst mulig grad bli benyttet som varmekilde ved oppvarming av CO₂, men avhengig av transporttilstand, årstid og sjøvannstemperatur kan ekstra varmekilde måtte benyttes. Energibehovet ut over varme fra sjøvann vil øke betydelig jo kaldere CO₂-en er under transport.

Prosessen for opptrykking og oppvarming vil være forholdsvis like for mellomtrykk og lavt trykk, men det vil kreve vesentlig mer energi å varme CO₂ fra minus 50°C ved lavt trykk og energibehovet for trykkøkning vil også være større.

For CO₂ ved høyt trykk er det ikke nødvendig med oppvarming før injeksjon, kun trykkøkning. Det er mye erfaring med bruk av lossebøyer på norsk kontinentalsokkel som kan benyttes i det videre arbeidet. Erfaringen fra lossebøyer dekker ikke den høyere frekvensen med til- og frakobling som vil være tilfelle ved direkteinjeksjon fra transportskip. Antatt losserate ved direkteinjeksjon er 200 tonn CO₂ per time.

6.2.3.2 Lossing til flytende mellomlager

Lossing til flytende mellomlager vil ikke kreve kondisjonering av CO₂ om bord på transportskipet. Prosessutstyret for kompresjon, varmeveksling og injeksjon vil være plassert på flytende mellomlager som er utenfor grensesnittet til transport og del av delprosjekt lager.

Transportskipene vil ha pumper for overføring av CO₂ gjennom lossesystemet og over på flytende mellomlager. Det forefinnes lite relevant erfaring med denne type lossesystem. Antatt losserate til flytende mellomlager er 600 tonn CO₂ per time.

6.2.3.3 Lossing til mellomlager på land

Lossing til mellomlager på land vil ikke ha behov for kondisjonering av gassen om bord på transportskipet. Prosessutstyret for kompresjon og oppvarming vil være plassert på land og være del av arbeidsomfanget for CO₂-lager. Lageroperatør forestår også transport av CO₂ i rør til brønn for injeksjon.

Transportskipene vil ha pumper for overføring av CO₂ gjennom lossesystemet til mellomlager på land. Denne type lossesystem er tilgjengelige i dag. Antatt losserate til mellomlager på land er 600 tonn CO₂ per time. Denne lagerløsningen er skipstransportteknisk den enkleste, da skipet ikke må dimensjoneres/utrustes for offshore lossing som blant annet krever dynamisk posisjonering (DP). Dette kan gi en enklere tredjepartstilgang for volumer fra fremtidig CO₂-håndtering.

6.3 Kostnadsestimater for skipstransport av CO₂

Kostnadsestimater er utarbeidet for alle løsningene innenfor en usikkerhet på +/- 40 prosent. Estimater for investeringskostnad for hovedsystemer på skipene som motorer, generatorer og lignende er basert på budsjett- eller referansepriser fra anerkjente markedsledende leverandører.

Estimatene er sammenlignbare per tonn CO₂ transportert for de tre vurderte transporttilstandene. Kostnader for lossing til flytende mellomlager til havs eller lossing til direkteinjeksjon er isolert sett høyere enn for kai til kailøsninger.

Skipsløsningene tar utgangspunkt i bruk av LNG som drivstoff.

Benchmarking av kostnadsestimater er utført for alle tre transportbetingelser og tilhørende foreslåtte skipsløsninger.

6.4 Plan for skipstransport av CO₂

Plan for delprosjekt transport vil bli tilpasset overordnet plan for fullskalaprojektet. Neste fase av transportstudien vil innbefatte følgende hovedaktiviteter:

Konseptvalg for transportstudien bør som et minimum innbefatte valg av lagerløsning og transportbetingelser. Før dette er avklart vil det være begrenset utbytte fra videre modning av skipsalternativer. For å kunne optimalisere skipslogistikk/skipsstørrelse bør antall/hvilke fangstlokasjoner og årlig transportvolum defineres så tidlig som mulig i prosessen beskrevet i pkt. 3 under. Videreføring av flere fangstlokasjoner og kombinasjoner av disse inn i forprosjekteringsfasen vil trolig medføre at man blir nødt til å definere en ikke optimalisert skipsstørrelse før forprosjektering.

Anskaffelsesaktiviteter:

1. Teknisk modning av valgt konsept som underlag til forespørsel for skipstransport av CO₂
2. Etablering av kommersielt underlag/betingelser til forespørsel for skipstransport av CO₂
3. Utlysning og etablering av kontraktsforslag for skipstransport av CO₂. Disse vil omhandle realisering (bygging av skip) og drift av disse i en avtalt periode

Aktivitetene over starter ved konseptvalg og har en antatt varighet på 19 til 23 måneder.

Detaljprosjektering og bygging av skip er antatt å ta 24 til 30 måneder fra kontraktsignering.

Skipstransport er ikke vurdert å være på kritisk linje for realisering av fullskalaprojektet.

6.5 Risiko ved skipstransport av CO₂

Usikkerheter og muligheter ved skipstransport av CO₂ er utredet. Ressurser fra DNV GL, Sjøfartsdirektoratet, Sintef, Gassnova og Gassco har deltatt i disse risikovurderingene. I avsnittene under er det tatt utgangspunkt i usikkerheter som ligger på «topp 10-listen» for risikoer i prosjektet og disse er videre evaluert med tanke på ulik eksponering avhengig av transportbetingelse.

Direkteinjeksjonsløsningen er usikker med hensyn til investeringskostnader fordi det kan gi økt behov for prosessutstyr om bord i skipet og mulig regelverkskrav fra Ptil i tillegg til maritimt regelverk. Disse risikoene vil være felles for alle tre transportalternativ.

Maritimt regelverk anses relativt sett mest utfordrende for høytrykkalternativet, da få eller ingen skip er bygget under tilsvarende regelverk. Drift av CO₂-transportskip basert på LNG som drivstoff krever regelverksavklaring for å unngå klassifisering som skip for LNG-transport. Mellomtrykkalternativet har den fordelen at løsningen allerede er i drift.

Skipsdimensjonering (fleksibilitet) synes mest utfordrende for det studerte mellomtrykkalternativet da det er begrenset mulighet for skalering av tankstørrelse, og gjennom det optimalisering av transportkapasitet. For høyt trykk har man en generell utfordring med høy stålvekt per transportert mengde CO₂. Lavt trykk konseptet kommer relativt best ut for fleksibel skipsdimensjonering.

Grensesnitt mot fangst/lager – utfordringene er delvis beskrevet under direkteinjeksjon over; her vil spesielt lavt trykk kreve omfattende prosesser og energiforbruk for først nedkjøling til mellomlagring ved fangstlokasjon, og deretter oppvarming før injeksjon til lager. Høyt trykk er minst krevende i denne sammenheng.

Prosjektplan – Det er ikke fastsatt eksakt tidsplan og prosess for konseptvalg (hvilke tas når); disse må tas i et helkjedeperspektiv. Samordning av delprosjektene fremdriftsplaner er utfordrende, i tillegg er det en omfattende KS2- og beslutningsprosess i forkant av investeringsbeslutning.

Ingen av risikoene over er sannsynlige stoppere for prosjektet.

6.6 Læring- og spredningspotensial

Skip for CO₂-transport ved lavt trykk er hittil ikke bygget. Det vil være læringselementer om drift nært trippelpunktet, trykkkontroll og eventuell gjenbruk av skip til LPG-transport.

CO₂-transport ved høyt trykk foregår heller ikke i dag. Det vil være læringselementer om klassing av skip og tankproduksjon.

Ved lossing offshore, både til flytende mellomlager og direkte injeksjon, er det læringselementer om bøyeløsninger, overføring av nedkjølt produkt mellom skip, samt måleutstyr og prosessutstyr på skip. Dette kan også gi verdifull læring med hensyn til fremtidig CO₂-injeksjon til økt oljeutvinning (EOR).

Etablering av en transport- og lagringskjede basert på skipstransport av CO₂ åpner for lagring fra andre kilder og til nye framtidige lagerlokasjoner.

6.7 Helse- miljø og sikkerhet (HMS)

En fareidentifikasjonsprosess (HAZID) gjennomført under transportstudien identifiserte ingen større risikoer med potensiale for å stoppe prosjektet. Den klareste anbefalingen var et behov for ny fareidentifikasjonsprosess på tvers av verdikjeden i en videre fase der både fangst, transport og lagring er representert.

Dersom det skal stilles særskilte miljøkrav til transportløsningen, så som utslipp fra framdriftsmaskineri, bør dette defineres før utlysning av arbeid i neste fase.

Kravene til støy og bruk av beste tilgjengelige teknologi («BAT») vil legge føringer også for skipsdesign. For å redusere støy og forurensning ved kai bør det være tilrettelagt for strøm fra land.

Framdriftsmaskineri er basert på LNG som drivstoff, eventuelt i kombinasjon med batteridrift. CO₂-utslipp fra transportleddet er beregnet til i størrelsesorden 1,3 til 2,9 prosent av transportert mengde CO₂. Utslipet er lavest for transport fra kai til kai, og høyest for direkte injeksjon, blant annet grunnet høyere drivstofforbruk ved bruk av dynamisk posisjonering ved lossing og for eventuell oppvarming av CO₂.

6.8 Gasscos vurdering

Gassco vurderer de tre studerte transportbetingelsene, henholdsvis lavt trykk, mellomtrykk og høyt trykk, som teknisk gjennomførbare. De viktigste fordeler og utfordringer ved de ulike transportbetingelsene er gjengitt i kapittel 6.2.

Transport fra kai til kai vil være den minst komplekse transportløsningen, med høyest forventet regularitet og lavest kostnad dersom man kun ser på transportleddet.

Før utlysning av videre arbeid på skipstransport av CO₂ bør det i neste fase gjennomføres et konseptvalg som minimum innbefatter valg av lagerløsning og transportbetingelser (trykk/temperatur).

De konseptuelle valgene bør gjennomføres i et kjedeperspektiv som også inkluderer fangst og lager.

Særskilte miljøkrav til transportløsningen, så som utslipp fra fremdrift av skipet, bør defineres før utlysning av arbeid i neste fase.

Det bør gjennomføres en fareidentifikasjonsprosess på tvers av verdikjeden i neste fase for å kunne dekke de mange usikkerhetene i grensesnittene mellom delprosjektene.

7 CO₂-lagring

7.1 Oppsummering

Statoil har studert tre lokasjoner og ulike utbyggingsløsninger basert på tilgjengelige data og tidligere studier. Studien tilsvarer minst et DG1-nivå etter praksis fra petroleumsindustrien. Arbeidet med CO₂-lagring bygger på resultatene fra idéstudien, Oljedirektoratets lagringsatlas og studier av CO₂-lagring gjennomført av OD, Gassnova og Statoil. Mye av det tidligere arbeidet har vært gjennomført av Gassnova. I tillegg har Statoil gjort eget teknisk arbeid, geologiske data har blitt tolket og mulige bevegelser av CO₂-volumene i undergrunnen er vurdert. Strømningsanalyser er gjennomført, konsepter er utviklet og beskrevet, og kostnader og tidsplaner er utarbeidet. Risikoer og tilleggsmuligheter er identifisert og evaluert. Statoil har lagt til grunn en lagringskapasitet på 1,3 mill. tonn CO₂ per år og et totalvolum på 32,5 mill. tonn CO₂ per år over 25 år i sine vurderinger.

Statoils anbefaling er å arbeide videre med Smeaheia landanlegg i neste fase av prosjektet. Denne løsningen har etter Statoils vurdering minst risiko, størst operasjonell fleksibilitet og størst potensial for fremtidige kapasitetsutvidelser. For de to direkteinjeksjons-alternativene på Smeaheia og Heimdal forutsetter Statoil at det etableres prosessanlegg om bord på tre skip, noe som (i deres estimater) medfører en betydelig ekstra kostnad og teknisk og operasjonell risiko. Utvidelse av kapasitet ved disse løsningene vil medføre en forholdsvis høy kostnad. Statoil viser til at bruk av flytende lager- og injeksjonsskip forutsetter at det utvikles lossesystemer som i dag ikke er kommersielt tilgjengelig, noe som vil ta tid og medføre teknisk og operasjonell (bl.a. regularitet) risiko. Den studerte strukturen i ulisensiert område i Utsira Sør vurderes av Statoil som uegnet for lagring av de tiltenkte volumer.

Gassnova er enig i Statoils samlede vurderinger av lagerløsningene og støtter anbefalingen om å arbeide videre med Smeaheia landanlegg i neste fase av prosjektet. Dimensjonen på rørledningen bør vurderes økt til 12 tommer. Smeaheia landanlegg er velegnet til å demonstrere CO₂-håndtering som et trygt klimatiltak. Smeaheia-strukturen har et stort lagringspotensial. Løsningen med direkteinjeksjon forventes å bli rimeligere for lave rater, men vil gi høyere gjennomføringsrisiko.

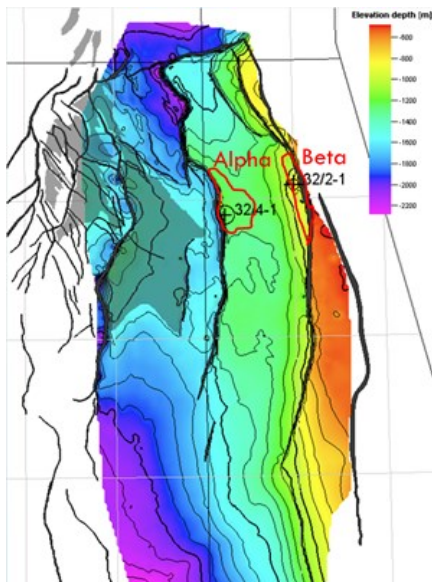
Statoil har beskrevet en varighet på 30 måneder fra start av konseptfase fram til investeringsbeslutning og 36 måneder for realiseringsfasen av prosjektet. Det legges til grunn at planene til en viss grad kan optimaliseres gjennom samordning med resten av CO₂-håndteringskjeden.

7.2 Beskrivelse av de ulike lageralternativene

Dette kapitlet oppsummerer vurderingene i mulighetsstudien for CO₂-lagring.

7.2.1 Smeaheia

Statoil foreslår å lagre CO₂ i Alpha-strukturen i den store forkastningsblokken øst for Troll. Ved opprinnelig reservoartrykk vil denne strukturen kunne lagre cirka 100 mill. tonn CO₂ før det vil være risiko for migrasjon til den nærliggende Beta-strukturen, som Statoil også har evaluert. Figur 7.2.1.1 viser lokaliseringen av disse strukturene på et kart for topp Sognefjordformasjonen. Statoil har sett på injeksjon både i Sognefjordformasjonen og i den dypere Fensfjordformasjonen. Reservoarsimuleringer viser at rater langt over det som er lagt til grunn i utbyggingsløsningene på 200 tonn/time, er mulig i begge formasjonene og en injeksjonsbrønn er derfor tilstrekkelig. Primærforseglingen i Draupne er svært god og understøttes av en rekke grunnere tette skiferlag. Datagrunnlaget er godt med to letebrønner og både 2D- og 3D-seismikk. Statoil ser også mulighet for å lagre betydelige volumer i den dype Lunde-formasjonen og ønsker å påvise denne ved boring på et senere tidspunkt.



Figur 7.2.1.1: Smeaheia; kartet viser lokalisering av Alpha- og Betastrukturene i den store forkastnings-blokken øst for Troll.

En usikkerhet i evalueringen er trykkfallet i lagringsområdet, som forårsakes av gassproduksjonen på Troll. Ved betydelig lavere trykk vil CO₂-volumene kreve vesentlig mer lagerplass. Injeksjon på større dyp (Fensfjord) vil i noen grad motvirke denne effekten. I de prognoser som Statoil har etablert, vil likevel de to strukturene Alpha og Beta til sammen dekke lagerbehovet i dette prosjektet. Utredning av tilleggskapasitet bør være en del av omfanget dersom denne lokasjonen blir videreført i en neste fase av prosjektet.

7.2.2 Utsira Sør

Statoil har konsentrert arbeidet om områder i blokk 16/7 som ligger utenfor områder der det er tildelt utvinningstillatelse for petroleumsvirksomhet. Her er det identifisert en større struktur, kalt Sæter, som ikke har direkte kontakt med gamle brønner og som viser lite forstyrrelser i forseglingen. Utsiraformasjonen har utmerkede lagringsegenskaper, som er demonstrert gjennom 20 år med lagring på Sleipner.

Utsiraformasjonen er dekket av en 50-150 meter tykk marin skifer som har gode forseglingsegenskaper. I det studerte området har Utsira en rekke gamle brønner, som utgjør en risiko dersom CO₂-volumene skulle nå disse. De er kun gjenfylt i dypere formasjoner og står fortsatt delvis åpne fra Utsiraformasjonen og opp til overflaten.

Statoil har beregnet en lagringskapasitet på 15-18 mill. tonn for Sæter-strukturen. Det må derfor påregnes at CO₂ migrerer nordøstover inn i område som er lisensiert i dag, og der kan de komme i kontakt med minst en gammel letebrønn. I lisensiert område finnes noen mindre strukturer som kan bidra til å fange migrerte volumer.

7.2.3 Heimdal

Heimdal-strukturen er vel dokumentert og analysert gjennom en lang historie med gassproduksjon. Formasjonsegenskapene og injektiviteten er god. Integriteten er demonstrert ved at en betydelig gasskolonne er holdt fanget i millioner av år. Kapasiteten i strukturen er beregnet til 150 mill. tonn.

Statoil foreslår å injisere CO₂ inn i vannsonen under gassreservoaret gjennom et sidesteg fra den nye gassprodusenten A-5. Plattformen på Heimdal er foreslått benyttet som en ren brønnhodeplattform og CO₂ kan injiseres direkte fra transportskipet. Ved avslutning av gassprosesseringen på plattformen etableres et havbunnsanlegg og ny brønn bores derfra. Alternativt kan det vurderes å etablere et

havbunnsanlegg med ny injeksjonsbrønn koplet til et lossesystem fra starten av (som Smeaheia direkteinjeksjon).

7.3 Utbyggingsløsninger

Ulike utbyggingsløsninger for lageret er studert av Statoil; rørledning til land, flytende lager- og injeksjonsskip (FSI) samt direkteinjeksjon fra transportskipet. I det følgende oppsummeres Statoils konklusjoner:

Alle utbyggingskonseptene benytter et undervannsanlegg med frittstående satellittbrønner. Det er mulig å utvide anlegget med stadig nye satellitter etter behov. Unntaket er Heimdal hvor det benyttes en plattformbrønn i primærttilfellet. Brønner og anlegg blir styrt via en kontrollinje fra land eller fra nærliggende felt. Brønnene vil bli komplettert med gasstett sement og korrosjonsbestandig stål i de nedre seksjoner.

7.3.1 Strømningsberegninger

Statoil har gjort grundige strømningsberegninger for alle lagerløsningene. Disse beregningene viser at CO₂-volumene i tilstrekkelig grad vil være i én fase og at faren for hydratdannelse er minimal. Tilfellet med sterkt redusert formasjonstrykk på Smeaheia vil kreve bruk av dyse på brønnehodet for å sikre denne tilstanden. Dette tilfellet bør studeres nøyere i neste fase.

Gassnova har gjort analyser som støtter opp under Statoils konklusjoner (Gassnova,2016L).

7.3.2 Smeaheia landanlegg

Konseptet med rørledning til land er i mulighetsstudien eksemplifisert med landfall ved Kollsnes i Øygarden kommune. Endelig lokasjon vil såfall bestemmes ved konseptvalg. Et anlegg med mellomlager, kai, losseutstyr, injeksjonspumper og oppvarming av CO₂ kan i såfall bygges slik at skipene kan losse innaskjærs.

Statoil har tatt utgangspunkt i rørledning med rørdiameter på 8 tommer i denne studien. En økning av rørdiameter kan gjøres til en kostnad på 50 – 70 mill. kroner og gi betydelig økt kapasitet.

Landanleggsløsningen anses som robust med lav gjennomføringsrisiko og har gode forutsetninger for å håndtere tilleggsvolumer uten store ekstra kostnader. Den bygger i stor grad på erfaringene fra Snøhvit.

7.3.3 Flytende lager- og injeksjonsskip

Konseptet med flytende lagerskip er vurdert for Smeaheia og Utsira Sør.

Det forutsettes at det benyttes et søsterskip av transportskipene, som modifiseres og påbygges et injeksjonsanlegg. Statoil foreslår å benytte en lossebøye (STL-bøye) for lossing, som senkes ned i havet i hvilemodus og heises opp i skipet ved bruk. Den er koplet til undervannsanlegget, eller på Heimdal til plattformen, med et fleksibelt stigerør for overføring av volumene med CO₂ fra skipet. En slik bøye kan koples fra i kritiske situasjoner. Skipet må da i tillegg utstyres med svivel og øvrig oppkoplingsutstyr for lossebøyen. Det vurderes å kople transportskipene til lagerskipet med fleksible slanger. Skipene vil være dynamisk posisjonert. En utfordring vil være små skip og store bevegelser i dårlig vær sammenlignet med shuttle-tankerne for olje, som er industriens erfaringsbase i dag. Alternative løsninger for overføring av CO₂ mellom de ulike delene av konseptet kan vurderes i senere faser. Denne løsningen krever utvikling av ny teknologi, noe som vil ta tid og medføre økt prosjektrisiko. Blant annet mangles det erfaring med bruk av fleksible slanger for CO₂-overføring under vann.

Utsira vil ha et lavere behov for leveransetrykk og dermed lavere krav til effekt på injeksjonspumpene. Et mindre havdyp gir imidlertid en mer komplisert riser-konfigurasjon enn på Smeaheia.

7.3.4 Direkteinjeksjon fra transportskip

Direkteinjeksjon er vurdert på Smeaheia og Heimdal.

På Smeaheia injiseres CO₂ fra skipet gjennom et havbunnsanlegg til lageret. Konseptet med direkteinjeksjon tar utgangspunkt i transportskipet. Transportskipet blir utstyrt med injeksjonsanlegg og oppkoplingsutstyr for lossebøyen. Skipet kobles til og fra lossebøyen ved hvert anløp.

Antallet opp- og avkoplinger vil være vesentlig høyere enn det man har erfaring med, samtidig som trykket er høyere. Dette kan gi betydelig slitasje på bøyen og redusert regularitet. En særskilt utfordring er den stadige nedstenging av brønnen med fare for innstrømning av vann fra reservoaret i bunnen av brønnen, noe som krever korrosjonsbestandig materiale i brønnpakningen.

Også denne løsningen har mulighet til å håndtere tilleggsvolumer, ved at antall transportskip økes. Både Smeaheia og Heimdal har tilstrekkelig brønncapasitet, men kostnadene øker med antall skip og injeksjonsanlegg.

På Heimdal er brønnhodet plassert på feltets hovedplattform. Skipet er koplet til brønnen gjennom en fleksibel riser, en rørledning på havbunnen og et stigerør på plattformen. Også her kobles transportskipet til brønnen/plattformen ved en lossebøye.

Alternative lossesystemer vil eventuelt bli vurdert i neste fase for begge lageralternativene.

7.3.5 Risiko og muligheter

Statoil angir følgende vesentlige risikoer for de ulike lageralternativene:

- Trykkfall i lageret på grunn av produksjonen i Troll som kan gi redusert lagerkapasitet og migrasjon ut av Alpha-strukturen (Smeaheia).
- Lagerkapasiteten i den vurderte strukturen i Utsira Sør, Sæter, er begrenset og migrasjon ut av lagerområdet og inn i område med petroleumslisenser, må forventes.
- Gamle letebrønner i Utsira Sør er ikke plugget mot lekkasje fra Utsira. Slike brønner finnes i nærheten av Sæterstrukturen.
- Gamle letebrønner finnes ved alle lageralternativene.

Statoil har ikke identifisert særskilt geologisk risiko på Heimdal.

De betydeligste risikoelementene, som Statoil angir ved de tekniske løsningene, kan oppsummeres som følger:

- Skipsbaserte losseoverføringssystemer mellom skip for alternativet med FSI vil kreve teknologiutvikling
- Redusert regularitet ved losseoverføringssystemer offshore for alle skipsløsningene
- Skadet integritet i riseren ved lav CO₂-temperatur inn på riser for alle skipsløsningene
- Høy oppkoplingsfrekvens for lossebøye ved direkteinjeksjon kan gi økt slitasje og redusert regularitet

Dette gjør at gjennomføringsrisikoen vil være høyere for skipsbaserte løsninger enn for landanlegg.

De viktigste muligheter for forbedring i konseptene, som Statoil ser, er:

- Optimal transporttilstand for CO₂ på transportskipene
- Alternative lossesystemer
- Rørledningsdimensjon
- Samhandling av drift

Statoil har omfattende erfaring fra Sleipner og Snøhvit som viser at monitorering med 3D-seismikk fungerer godt. Statoil har også gitt en oversikt over andre mulige teknologier som kan vurderes når man skal bestemme en optimal strategi for monitorering.

7.4 Statoils anbefaling

7.4.1 Valg av løsning

Statoils anbefaling er å arbeide videre med Smeaheia landanlegg i neste fase av prosjektet. Denne løsningen har minst risiko, størst operasjonell fleksibilitet og størst potensial for fremtidige kapasitetsutvidelser.

Den studerte strukturen i ulisensiert område i Utsira Sør vurderes som uegnet for lagring av de tiltenkte volumer på grunn av begrenset strukturell kapasitet og risiko knyttet til lekkasjer via gamle letebrønner i området.

For de to direkteinjeksjons-alternativene på Smeaheia og Heimdal forutsetter Statoil at det etableres prosessanlegg om bord på opp til tre transportskip, noe som medfører ekstra kostnad og teknisk og operasjonell risiko. Utvidelse av kapasitet vil medføre en forholdsvis høy kostnad, da det vil kreve investering i ytterligere fartøy og havbunnsanlegg.

Bruk av flytende lager- og injeksjonsskip forutsetter at det utvikles lossesystemer som i dag ikke er kommersielt tilgjengelig, noe som vil ta tid og medføre teknisk og operasjonell risiko. Kapasitetsutvidelse vil videre kreve en betydelig investering fordi man må anskaffe en ny flytende lager- og injeksjonsinnretning.

Basert på arbeidet i mulighetsstudien har Statoil gjort en evaluering av de ulike lagringsalternativene. Vurderingskriteriene er utarbeidet i samarbeid med Gassnova. Viktige kriterier er geologi, gjennomførbarhet, miljøpåvirkning, kostnad, kommersiell kompleksitet, potensiale for videreutvikling og læring. Statoil har vurdert læring for alle alternativene likt. Smeaheia landanlegg er vurdert å være best på gjennomførbarhet og potensial for videreutvikling. Smeaheia kombinert med konseptet lagerskip og direkteinjeksjon er vurdert noe lavere.

Statoil har lagt en kapasitet på 1,3 mill. tonn/år til grunn for vurderingen av alle løsningene.

7.4.2 Forslag til plan

Statoil har beskrevet eksempler på prosjektgjennomføringsplaner i sin rapport. Eksempelplanene følger Statoil sitt styringssystem og beslutningspunkter. De har estimert en varighet på 30 måneder fra starten av konseptfasen fram til investeringsbeslutning og 36 måneder for realiseringsfasen av prosjektet. Det legges til grunn at planene til en viss grad kan optimaliseres gjennom samordning med resten av CO₂-håndteringskjeden.

7.5 Gassnovas vurdering av alternativene

Gassnova har fulgt Statoils arbeid meget tett og fått løpende innsyn i Statoils utredninger. Kvaliteten og robustheten i arbeidet synes meget god, og Gassnova er enig i de faglige vurderingene.

I det følgende refereres Gassnovas kommentarer til Statoils vurderinger på de ulike lager- og utbyggingsløsninger. Disse anmerkningene er grunnlaget for Gassnovas egen samlede vurdering av lagringsalternativene basert på omforente kriterier (Kapittel 7.5.8). Kriteriene har vært styrende for de følgende vurderingene.

7.5.1 Alternative lager- og utbyggingsløsninger

Gassnovas vurdering av Smeaheia som lager er i hovedsak sammenfallende med Statoils vurdering. Smeaheia tilbyr stor trygghet mot lekkasjer av CO₂. Gassnova vurderer at risikoen for at kapasiteten på

Smeaheia er redusert på grunn av trykkfall fra Trollproduksjonen, er mindre enn beskrevet av Statoil. Dette er fordi de studerte strukturene er deler av den store forkastningsblokken som ligger øst for Troll. Denne forkastningsblokken utgjør en regional felle og vil holde CO₂-volumer som migrerer ut av de studerte strukturene, fanget. Den ble vurdert i 2011/2012 til å ha en kapasitet på om lag 500 mill. tonn CO₂ ved opprinnelig trykk. Risiko for lekkasjer gjennom gamle brønner eller gjennom Øygarden-forkastningen har vært vurdert som svært lav. Risikoen i forhold til gamle brønner er ikke vurdert i mulighetsstudien og bør vurderes på et mer detaljert nivå i neste fase. Også alternativ plassering av anlegget bør vurderes i neste fase.

Utsira-formasjonen er en regional akvifer med meget stor lagringskapasitet, men Gassnova støtter Statoils vurdering av at selve Sæter-strukturen mangler tilstrekkelig lagringskapasitet for dette prosjektet.

Gassnova er enig i Statoils vurdering av lagringskapasiteten i Heimdal-reservoaret men i utbyggingsløsningen er det etter Gassnovas vurdering mulighet for optimalisering som kan gi kostnadsbesparelser. Spesielt på brønnsiden er dagens brønn A-5, etter Gassnovas mening, langt på vei ideelt plassert for injeksjon av CO₂. Denne opsjonen bør evalueres, hvis en går videre med Heimdal i neste fase.

7.5.2 Kostnader

Statoil har estimert kostnader for de ulike lagringsalternativene etter sitt interne system. Kostnadene inkluderer forventet tillegg (contingency) og er innenfor en usikkerhet på +/- 40 prosent. Tariffer og leie av areal er ikke inkludert. Gassnova har, basert på Statoils og Gasscos (injeksjonsanlegg på transportskip) kostnadsestimer, etablert lagerkostnader for hele kjeder med ulike kapasiteter og scenarier.

For lave årlige CO₂-rater (400.000 – 600.000 tonn CO₂ per år) viser direkteinjeksjon lavere investeringskostnader enn landanlegg på Smeaheia. For rater rundt Statoils designbasis på 1,3 mill. tonn CO₂-per år er investeringskostnadene for disse to løsningene om lag like. Her kan det være mulig å optimalisere antall skip, slik at direkteinjeksjon blir noe rimeligere. For tilleggsvolumer vil landanlegget bli klart rimeligere. Heimdal er forventet å ha en høyere kostnad enn de andre alternativene, da det må gjøres en ombygging ved en eventuell nedstenging av Heimdalplattformen.

Driftskostnadene for direkteinjeksjon kan ligge litt lavere enn for et landanlegg eller et flytende lagerskip, dersom det lykkes med integrering mellom injeksjon og maritim aktivitet.

7.5.3 Planer

Gassnova mener at planen som er skissert i mulighetsstudien bør optimaliseres slik at konseptbeslutning (DG2) tas tidlig og anlegget kan tas i bruk i 2022 eller tidligere.

7.5.4 Mulighet for stordriftsfordeler og tilleggsvolumer

Smeaheia landanlegg vil ha et stort potensial for å motta og lagre ytterlige mengder CO₂. Slik landanlegget er skissert i mulighetsstudien har det en kapasitet på 1,3 mill. tonn CO₂ per år. Med begrensede investeringer i utstyr vil kapasiteten kunne økes betydelig. Også brønnen forventes å ha betydelig større kapasitet (se kapittel 7.2.1). Den mest konkrete begrensningen er rørledningen med diameter 8 tommer og med en kapasitet på 1,9 mill. tonn CO₂ per år. For en ekstrainvestering på 50-70 millioner kroner kan det legges en 12 tommers rørledning, som gir mulighet for lagring av 3 mill tonn CO₂ per år. En slik kapasitetsøkning kan redusere enhetskostnadene per lagret tonn CO₂ til det halve.

Havnefasilitetene kan bygges for å motta CO₂ fra skip med ulik størrelse i all slags vær. Dette gjør det mulig å utvikle Smeaheia landanlegg til et knutepunkt med potensial for å lagre CO₂ fra andre kilder utover de som er vurdert i mulighetsstudien.

7.5.5 HMS

Statoil benytter ALARP-prinsippet (As Low As Reasonably Practicable) i sine vurderinger, og ingen prosjektstoppere ble identifisert med bakgrunn i hensynet til helse, miljø og sikkerhet.

I en fareidentifikasjonsprosess (HAZID) ble det avdekket en rekke funn/aksjoner innenfor typiske tema som trykkforhold/-avlastning, grensesnitt skip/installasjon/land, regularitet, sjøtilstand og fare for høye konsentrasjoner av CO₂. Aksjoner som ikke ble lukket i denne fasen, bør være en del av omfanget for neste fase av prosjektet.

Det ble gjennomført en helse- og arbeidsmiljøvurdering (WEHRA) i løpet av mulighetsstudien. Ulike arbeidsmiljøfaktorer ble vurdert for alle alternativer hvor menneskelig aktivitet var framtreddende.

Mulig støyeksponering var et gjennomgående funn samt at alle utredede alternativer hadde utfordringer knyttet til grensesnitt henholdsvis mellom skip-skip, skip-plattform og skip-land. Generelt ble også risiko knyttet til CO₂- og kjemikaliehåndtering identifisert.

Det er i studien inkludert en rekke funksjonskrav knyttet til sikkerhet for CO₂-systemer, så som CO₂-deteksjon, nødavstengning, trykkavlastning, brønnintegritet og unngåelse av fartøykollisjoner. Funksjonskrav til miljø inkluderer beregnet energiforbruk, utslipp til luft, avløpsvann og kjemikalieforbruk for de alternativer hvor dette er relevant.

CO₂-fotavtrykket er beregnet for de ulike alternativene. For Smeaheia med lagerskip og med rørledning fra land er CO₂-utslippet anslått til henholdsvis 10 000 tonn CO₂ per år og 100 tonn CO₂ per år. Direkteinjeksjon ligger midt i mellom. Transportdelen er ikke regnet med her.

7.5.6 Risiko

Etter Gassnovas vurdering er de viktigste risikoene som følger:

- Manglende kapasitet i Sæter-strukturen, Utsira Sør
- Gamle brønner med ufullstendig forsegling mot Utsira-formasjonen i nærheten av Sæter-strukturen, Utsira Sør
- Kortere feltlevetid og kommersiell kompleksitet på Heimdal
- Integritet av fleksible slanger og stigerør for CO₂-overføring under vann i skipsløsningene.

Gassnova vurderer at Smeaheia har lav risiko når det gjelder geologi, prosjektgjennomføring, miljøpåvirkning, kostnad og kommersiell kompleksitet. Risikoen for kapasitetsbegrensning på grunn av Troll-produksjonen som anført av Statoil, vurderes som mindre av Gassnova. For landanlegget understrekes viktigheten av tidlig avklaring av nøyaktig plassering og erverv av areal. Gassnova deler Statoils oppfatning om at gjennomføringsrisikoen vil være høyere for skipsbaserte løsninger enn for et landanlegg. Skipsløsningene er nye, komplekse konsepter med ny eller modifisert teknologi og med omfattende operasjoner til havs. Landanlegget er derimot basert på utprøvde løsninger, for eksempel Snøhvit-utbyggingen.

7.5.7 Læring

Teknologiutviklingen er mest omfattende på direkteinjeksjon. Dette vil være et helt nytt konsept, som når det er testet ut, vil være enkelt og fleksibelt. Injeksjonsutstyret plasseres på transportskipet, som kan gå til et hvilket som helst lager med brønn og lossebøye uten at lageret trenger et stort anlegg for injeksjon og mellomagring. Man får videre testet ut lossebøyekonseptet og bruk av fleksible slanger/stigerør. I Nordsjøbassenget er det en rekke tomme felt og akviferer som kunne egne seg for dette konseptet og gi mulighet for mange lokale lagre og en betydelig samlet kapasitet.

Landanlegget på Smeaheia legger godt til rette for å utnytte stordriftsfordeler. Når anlegget først er etablert, vil det skrittvis kunne bygges på ekstra kapasitet til en lavere kostnad. Det vil på best mulig måte kunne demonstrere at CO₂-håndtering er et trygt og effektivt miljøtiltak.

Heimdal vil gi betydelig kunnskap i å benytte tomme petroleumsfelt for CO₂-lagring. Sæter på Utsira Sør vil langt på vei være en kopi av Sleipner.

7.5.8 Gassnovas vurdering av alternativene for videreføring

Gassnova har gjennomført en egen vurdering av lagringsalternativene basert på kriterier Statoil og Gassnova i fellesskap har utarbeidet gjennom mulighetsstudiefasen. I denne vurderingen får Smeaheia med landanlegg beste karakter foran Smeaheia med direkteinjeksjon. De enkelte kriterier ble vurdert som følger;

Geologi; Lageralternativene Smeaheia og Heimdal ble vurdert til å ha god integritet i forhold til lekkasjerisiko og tilstrekkelig kapasitet. Sæterstrukturen i Utsira Sør er vurdert til ikke å ha tilstrekkelig kapasitet innenfor det området som har vært utgangspunkt for mulighetsstudien.

Teknisk løsning; Smeaheia landanlegg har minst gjennomføringsrisiko og miljøutslipp. Alternativene med lagerskip ble vurdert til å ha størst gjennomføringsrisiko og miljøutslipp. Begrunnelser finnes i kapittel 7.5.6.

Diskontert kostnad; Smeaheia lossebøye ble vurdert som rimeligst, spesielt ved lavere injeksjonsrater (som 400 000 – 600 000 tonn CO₂ per år). Heimdal blir dyrest på grunn av ombygging av lagerløsning.

Kommersiell kompleksitet; Med unntak av Heimdal er det lite forskjell på de ulike løsningene. Heimdal vil være mer krevende fordi plattformen eies av et interessentskap som også har utvinningstillatelse for petroleumsvirksomhet og krever ny utbyggingsløsning for å oppnå 25 års levetid.

Potensiale for videreutvikling; Den rimeligste og største tilleggs kapasiteten oppnås med Smeaheia landanlegg. Potensialet med direkteinjeksjon er også stort da det kan utvides med flere skip og videre brukes på andre nedstengte felt og lager i Nordsjøen. Dette kan imidlertid bli mer kostnadskreven.

Læring og spredningspotensial; Direkteinjeksjon er gitt litt høyere karakter enn landløsningen. Begrunnelsen er gitt i kapittel 7.5.7.

Vurderingene er delvis grunnlagt i kapitlene i 7.5.

Gassnova støtter Statoils anbefaling om å arbeide videre med Smeaheia landanlegg i neste fase av prosjektet. Dersom man ønsker å utrede et mindre, billigere eller mer kortsiktig alternativ i tillegg, kan en vurdere å videreføre også Smeaheia direkteinjeksjon eller Heimdal-alternativet. Dette vil medføre økt gjennomføringsrisiko da disse løsningene inneholder uprøvde elementer og er mer værsensitive. Ifølge Statoil vil det ikke påvirke planen for lager isolert sett, men gi noe ekstra kostnader, avhengig når det endelige valget tas. Gjennomføringsplan for hel kjede vil sannsynligvis påvirkes av hvorvidt det anbefales å videreføre en eller flere lagerløsninger ref. kapittel 12.3.

Det vises til Gassnovas CO₂-lagringsrapport som sammenfatter Statoils mulighetsstudie og Gassnovas vurderinger (Gassnova, 2016)

8 Vurdering av fullskala CO₂-håndtering i Norge – hel kjede

I mulighetsstudiene er det vurdert CO₂-fangst fra tre industrianlegg i Norge. CO₂-lagring er studert for tre lokasjoner med ulike utbyggingsløsninger. Skipstransport er studert for tre ulike trykk- og temperaturbetingelser. Dette kapitlet skal beskrive og gjøre en vurdering av aktuelle CO₂-håndteringskjeder basert på gjennomførte mulighetsstudier for henholdsvis fangst, transport og lagring. Kapitlet vil videre gi en vurdering av hvilke rammer som bør gjelde for neste fase dersom prosjektet videreføres.

Med flere fangstlokasjoner, transportalternativer og lagerkonsepter/lokasjoner, finnes det mange alternativer for hvordan en CO₂-håndteringskjede kan settes sammen. Det er i tabell 8.1. nedenfor beskrevet fire alternativer som kan representere et mulighetsrom for hvor mye CO₂ som skal fanges, transporteres og lagres, uavhengig av hvilke fangstanlegg som velges senere i prosjektet. Lagerløsningene som er beskrevet er de som vurderes som mest aktuelle for videreføring, jf. kapittel 7. For transport er det ikke gjort noen vurdering av hvilken transportløsning som bør velges, men for vurdering av kostnader er det tatt utgangspunkt i mellomtrykkalternativet.

Alternativ	Fangst	Transport	Lagring	CO ₂ per år (ktonn)
Én kilde, landanlegg	CO ₂ fra ett anlegg	Ett skip	Smeaheia, landanlegg	400
Tre kilder, landanlegg	CO ₂ fra tre anlegg	To skip	Smeaheia, landanlegg	1 300
Én kilde, direkteinjeksjon	CO ₂ fra ett anlegg	Ett skip	Smeaheia, direkteinjeksjon	400
Tre kilder, direkteinjeksjon	CO ₂ fra tre anlegg	Tre skip	Smeaheia, direkteinjeksjon	1 300

Tabell 8.1: Beskrivelse av ulike alternativer for omfang av prosjektet.

8.1 Kostnader

Planleggings- og investeringskostnadene for en CO₂-håndteringskjede er forventet å være mellom 7,2 og 12,6 milliarder kroner, avhengig av hvor mange CO₂-fangstkilder som skal bygges ut, hvor mye CO₂ som skal fanges og hvor mange transportskip som behøves. Estimatenes er basert på CO₂-lagring i Smeaheia med landanlegg. Forventede driftskostnader varierer mellom 350 og 890 millioner kroner per år for de ulike alternativene.

Tabell 8.1.1 og 8.1.2 under viser estimerte forventede kostnader for utvalgte alternativer for en fullskala CO₂-håndteringskjede i Norge. Alle kostnader er ekskludert merverdiavgift. Planleggings- og investeringskostnader inkluderer kostnader for gjennomføring av konsept- og forprosjekteringsstudier og vil fordele seg på årene 2017 til 2021. Drift- og vedlikeholdskostnader er anslått å komme fra år 2022 for alle alternativene. Tiltakskostnad er basert på kostnader til planlegging, bygging og drift diskontert med 4 prosent rente (til 2016 verdier). Diskonterte kostnader er så delt på diskonterte CO₂-volumer. Tiltakskostnad er basert på 25 års drift.

	En kilde, landanlegg	Tre kilder, landanlegg
Planleggings- og investeringskostnader (MNOK)	7 200	12 600
Drifts- og vedlikeholdskostnader (MNOK/år)	350	890
Tiltakskostnad (NOK/t)	2 000	1 290

Tabell 8.1.1.1 Kostnadsoppstilling etter røykgasskilder. Estimerte prosjektkostnader i MNOK (eks. mva), 2016-verdier.

Tabell 8.1.1 over viser kostnader for ulike CO₂-håndteringskjeder basert på at CO₂ lagres i Smeaheia med en landanleggløsning. En CO₂-håndteringskjede med CO₂ fra ett anlegg vil ha forventede planleggings- og investeringskostnader på 7,2 milliarder kroner. Dersom CO₂-volumene i kjeden økes som følge av at CO₂ fra tre anlegg er tilknyttet CO₂-håndteringskjeden, vil forventede planleggings- og investeringskostnader være 12,6 milliarder kroner. Driftskostnadene for tre kilder med landanlegg vil være høyere enn for en kilde som følge av flere CO₂-fangstanlegg, mens tiltakskosten vil bli lavere fordi CO₂ volumene er høyere og kostnaden relativt sett er lavere for dette alternativet.

Tabell 8.1.2 under viser kostnader for alternativer med landløsning sammenlignet med alternativer med direkteinjeksjonsløsning. For lave volumer vil investeringskostnadene for en direkteinjeksjonsløsning være om lag 1 milliard kroner lavere enn en landløsning. Dersom volumene økes som følge av at CO₂ fra tre anlegg er tilknyttet CO₂-håndteringskjeden vil kostnadene for de to lagerutbyggingsløsningene bli mer like. Løsningen med direkteinjeksjon har imidlertid tekniske risikoer og begrensninger forbundet ved seg som ikke er reflektert i kostnadene. Dette er beskrevet i neste kapittel, nyttevurderinger. Kostnadene må også anses som mer usikre enn løsningen med landanlegg fordi direkteinjeksjon ikke er utprøvd teknologi for dette formålet.

	Én kilde, landanlegg	Én kilde, direkteinjeksjon	Tre kilder, landanlegg	Tre kilder, direkteinjeksjon
Planleggings- og investeringskostnader (MNOK)	7 200	6 100	12 600	12 900
Drifts- og vedlikeholdskostnader (MNOK/år)	350	250	890	820
Tiltakskostnad (NOK/t)	2 000	1 600	1 300	1 250

Tabell 8.1.8.1.2 Kostnadsoppstilling etter Lagerkonsept. Estimerte prosjektkostnader i MNOK (eks. mva), 2016-verdier.

Tiltakskostnadene viser kostnaden per tonn CO₂ redusert. Dette kan illustrere hvorvidt tiltaket er et effektivt klimatiltak. Formålet med tiltaket er å gi reduserte barrierer og kostnader for kommende prosjekter. Tiltakskostnaden er derfor ikke den mest sentrale parameteren i dette prosjektet, men gir en pekepinn på om CO₂-håndtering kan være et effektivt klimatiltak. Kostnadene inkluderer elementer som for eksempel investering i lager med overkapasitet som kan gi lavere kostnader for de neste prosjektene.

I neste fase av prosjektet vil det arbeides med å optimalisere løsninger som kan redusere forventede kostnader i prosjektet noe. Eksempelvis for transport er størrelse og antall skip noe som i neste fase kan optimaliseres. På den andre siden kan kostnadene også øke, for eksempel som følge av at kompliserende elementer avdekkes eller kostnadspåslag som følge av at aktørene må ta på seg større ansvar og/eller risiko enn forventet. Slike kostnadsreduksjoner eller -økninger er likevel forventet å være innenfor usikkerheten på +/- 40 prosent.

Det er kostbart å utvikle og teste teknologi og utfordrende å etablere nødvendige rammevilkår og insentivstruktur. Kostnadene ved å etablere et lager og infrastruktur sammen med fangst fra utslippskilder vil være et omfattende utbyggingsprosjekt. Derimot vil et potensielt neste fangstprosjekt forventes å ha en lavere kostnad da lager og infrastruktur er på plass. CO₂ fra flere kilder kan lagres i det samme lageret.

Kostnadsestimatene er bygget på følgende forutsetninger:

- Kostnader for fangst, transport og lager er hentet fra Gassnova og Gasscos oppsummeringsrapporter. Kostnadsestimatene er levert til klassifiserte estimater innenfor en usikkerhet på +/- 40 prosent eller lavere. Estimaten er forventede kostnader for å bygge og drifte CO₂ anlegget inkludert forventet tillegg (contingency).

- Statens oppfølgingskostnader er inkludert for fangst, transport og lager i fasene planlegging og realisering (investering). For driftsfasen er statens oppfølgingskostnader ikke inkludert. Statens oppfølgingskostnader er også inkludert et forventet tillegg (contingency).
- Det er ikke utført en usikkerhetsanalyse av kostnadene på hel kjede-nivå. Estimatenes er basert på forventede kostnader fra industriaktørene samt en vurdering av statens forventede oppfølgingskostnader.
- Oppsideverdier er ikke inkludert i beregningene. Det er derfor ikke tatt hensyn til verdien av direkte utslippsreduksjoner som kvotegevinster eller verdien av overkapasitet som en lagerløsning vil bygges ut med. Videre viser mulighetsstudiene at alternativet der CO₂ fanges fra tre kilder kan innebære fangst, transport og lagring av et større volum (drøyt 1,5 millioner tonn CO₂ per år) enn det som var forutsatt ved inngangen av studiene (1,3 millioner tonn CO₂ per år). Kostnadene for disse ekstravolumene er inkludert i fangstdelen, men ikke i transport- og lagringsdelen.
- Andre elementer som ikke er inkludert i estimatene i denne fasen, er for eksempel ytelses- og prosessgarantier, kompensasjon for kostnader relatert til fabrikkstans samt skatt og avskrivninger. Dette vil være en del av videre avklaring av rammevilkår for aktørene.

8.2 Nytte

Realisering av et norsk fullskala CO₂-håndteringsprosjekt bør legge til rette for å oppnå nytteeffekter som beskrevet i Olje- og energidepartementets konseptvalgutredning (KVU) om demonstrasjon av fullskala CO₂-håndtering, jf. kap 4.

Prosjektet forventes å gi reduksjon av barrierer og kostnader for realisering av de neste CO₂-håndteringsprosjektene. Det pekes videre spesielt på at et norsk CO₂-håndteringsprosjekt bør gi nytte for fremtidige CO₂-håndteringsprosjekter. For å understøtte oppnåelsen av denne nytten har KVU-dokumentet definert bør-krav til et eventuelt CO₂-håndteringsprosjekt. Utover krav til kostnader (jf. kap. 8.1) og tid (jf. kap. 9.1) kan kravene grupperes som følger:

- Oppnå læring som kan spres til ulike land og bransjer.
- Gi en lagerløsning som har tilstrekkelig kapasitet til å gi stordriftsfordeler.
- Vise at CO₂-håndtering er et trygt og effektivt klimatiltak.
- Bidra til forbedringer av markedssituasjonen for CO₂-håndtering.

Læring og spredningspotensialet knyttet til fangst, transport og lagring i realiserings- og driftsfasen er nærmere beskrevet henholdsvis i kapitlene 5, 6 og 7. Etablering av en CO₂-håndteringskjede er i seg selv forventet å gi viktig teknologisk, regulatorisk og kommersiell læring. Dette vil gi vesentlige bidrag for å redusere barrierer og kostnader for kommende CO₂-håndteringsprosjekter. Tabellen under gir en vurdering av de ulike alternativene angitt i tabell 8.1 i relasjon til KVU-ens krav. Tabellen gir først en beskrivelse av nyttevurdering for alternativet med én kilde og Smeaheia landløsning. For øvrige alternativer beskrives kun endringer sammenlignet med alternativet med én kilde.

	Læring og spredning	Stordriftsfordeler lager	Trygt og effektivt klimatiltak	Markedssituasjonen
Én kilde - land	<ul style="list-style-type: none"> - Realisering og drift kan gi læring fra fangstkilden og bransjen denne representerer. - Regulatorisk læring knyttet til hel kjede CO₂-håndtering, eksempelvis kvotesystem, lagringstillatelse, HMS og miljø. - Etablering av kommersiell modell for CO₂-håndtering for involverte kommersielle aktører i kjeden. - Oppdaterte kostnader for CO₂-håndtering – hel kjede. - Fullskala demonstrasjon av fangst gir muligheter for videreutvikling av teknologi. - Etablering av infrastruktur som kan håndtere mer CO₂ fremover, representerer en opsjonsverdi. 	<ul style="list-style-type: none"> - Etablering av lager med overskuddskapasitet og lagringsoperatør vil redusere en betydelig barriere og kostnader for kommende prosjekter. - Etablering av standard betingelser for transport og lagring av CO₂ vil muliggjøre videre utnyttelse av lager. - Havnefasilitetene kan bygges fleksibelt for å motta CO₂ fra skip med ulik størrelse. - Havnefasilitetene vil være mer robust for ulike værforhold enn direkte injeksjon. - Lager og lagerløsning kan utvikles til knutepunkt for flere CO₂-volumer. 	<ul style="list-style-type: none"> - Realisering og drift av kjede med én kilde gir mulighet for økt tillit og styrket omdømme for CO₂-håndtering. - En kjede basert på én kilde gir stor avhengighet av tilgjengelighet og ytelse til det ene industrianlegget og fangstprosjektet. - Løsningene er basert på teknologi som er klar for å realiseres i industriell skala. - Lagerløsning baseres på kjent teknologi, samt mulighet for å benytte standardiserte transportløsninger. - Tiltakskost for alternativet vil være på ca. 2.000 kr/tonn CO₂, men vil variere avhengig av volumet som fanges i kjeden. - Transportskipet kan i dette tilfellet skaleres ned til faktisk behov og bidra til reduserte drifts- og investeringskostnader. 	<ul style="list-style-type: none"> - Etablering av en hel CO₂-håndteringskjede vil øke kommersiell interesse for CO₂-håndtering og videreutvikling av CO₂-håndteringsrelatert teknologi. Det er ventet at dette vil stimulere leverandørmarkedene og øke forsknings- og utviklingsinnsatsen på dette feltet. - Bygging/ombygging av skip for CO₂-transport vil øke kompetanse i markedet for denne type skip. - Etablering av CO₂-infrastruktur vil legge til rette for et marked for CO₂-lagring for andre utslippseiere.
Tre kilder - land	<ul style="list-style-type: none"> - Å gå fra én til tre kilder vil øke læringen, samt etablere CO₂-håndtering, innen flere bransjer. - Mye av den regulatoriske læring vil ha felles trekk, men vil i dette alternativet være relevant for flere typer CO₂ utslipp. - Etablerer referansekostnad for fangstløsninger og integrering i tre industrianlegg og i tre bransjer med tilhørende transport- og lagringskostnader. 	<ul style="list-style-type: none"> - Alternativet vil utnytte mer av lagerkapasiteten, men fremdeles betydelig oppside i lagerløsning. - Alternativet kan aktualisere etableringen av felles infrastruktur for mellomlager på fangstsiden. - Alternativet gir robust kjede med et betydelig volum som gir god dokumentasjon på lagerets kapasitet for mottak av ytterligere volumer, samt ytterligere reduserte lagringskostnader for nye volum, basert på bedre utnyttet stordriftsfordeler. 	<ul style="list-style-type: none"> - Tre fangstaktører vil øke kompleksiteten i CO₂-håndteringskjeden noe, men vil gi redusert risiko for avbrudd i kjeden da fanget CO₂ kommer fra flere kilder. - Tiltakskostnadene for dette alternativet vil være ca. 1.250 – 1.100 kr/tonn CO₂¹. 	<ul style="list-style-type: none"> - Tilsvarende som for én-kilde alternativet, men dette alternativet vil ha en økt markedsstimulering da den kan stimulere leverandører av ulike fangsteknologier, gi økt konkurranse og gi leverandører med referanseprosjekter innen ulike bransjer
Én kilde – Direkteinjeksjon	<ul style="list-style-type: none"> Direkteinjeksjon kan være relevant for kjeder med små volumer. 	<ul style="list-style-type: none"> Det blir mer kostbart å utnytte lagerets overkapasitet for direkteinjeksjon sammenlignet med landanlegg. Direkteinjeksjon vil kreve mer spesialtilpassede skipsløsninger, noe som kan redusere muligheten tredjepartsvolumer uten større tilleggsinvesteringer. 	<ul style="list-style-type: none"> Økt gjennomføringsrisiko pga. tekniske elementer som i dag ikke fullt ut er tilgjengelig teknologi. Utfordringer med hyppig av- og påkopling, samt redusert regularitet pga. dårlige værforhold Tiltakskostnaden for dette alternativet er ca. 1.600 kr/tonn CO₂. 	<ul style="list-style-type: none"> Ingen endring i forhold til alternativet med én kilde

Tabell 8.2.1 – Nyttvurderinger for ulike alternativer

¹ Tiltakskostnaden er angitt i et spenn da mulighetsstudiene viser at det kan fanges om lag 1,5 millioner tonn CO₂ per år som er 200 000 tonn CO₂ mer per år enn det som var forutsatt ved inngangen av studiene.

Nyttevurderingen viser at alle alternativer vil føre til betydelige reduksjoner av barrierer og kostnader for påfølgende prosjekter. Ikke minst gjelder dette alternativer som etablerer og kvalifiserer lager og annen infrastruktur med kapasitet til å håndtere ytterligere CO₂-volumer. Gjennom realisering av ett av alternativene vil relevant læring oppnås innen flere områder; realisering og drift av fangstanlegg integrert med eksisterende industrianlegg, regulering av CO₂-håndteringskjede, etablering av forretningsmodell for fangst, transport og lagring, oppdatert informasjon om kostnader for CO₂-håndtering samt bidra til videreutvikling av fangstteknologi.

Fangstkildene som er studert i mulighetsstudiene representerer ulike bransjer og vil derfor gi noen grad av komplementær læring. Grad av læring vil øke med antall realiserte CO₂-fangstprosjekter, spesielt røykgasskilder. Landanlegg-alternativet for lager vil bedre legge til rette for stordriftsfordeler enn alternativet med direkte injeksjon. Landanlegg har også lavere gjennomføringsrisiko. Landløsningen gjør bruk av konvensjonelle losseløsninger som bedre legger til rette for mottak av volumer fra tredjeparter.

Investering i mer enn én fangstkilde vil i større grad kunne dokumentere at CO₂-håndtering er et trygt og effektivt klimatiltak. Det vil gi lavere risiko for bortfall av CO₂ i kjeden samt at tiltakskostnaden vil reduseres med økende CO₂-volumer i kjeden.

Alle alternativene vil kunne bidra til forbedringer i markedssituasjonen for CO₂-håndtering, men denne virkningen vil øke som følge av realisering av flere CO₂-kilder. Stimulering av markedet for CO₂-håndtering vil være viktig for videre teknologiutvikling og kostnadsreduksjoner for kommende prosjekter.

8.3 Risiko

Realisering av et fullskala CO₂-håndteringsprosjekt være forbundet med risiko. I tillegg til risikoelementer som er beskrevet for fangst, transport og lager i kapittel 5, 6 og 7 vil det være elementer som må vurderes i et overordnet perspektiv og som tar innover seg integrasjonen i en hel kjede. Risikoelementer kan defineres enten som en trussel eller en mulighet for prosjektet. Nedenfor er de viktigste risikoelementene som er identifisert og som må håndteres i de neste fasene:

Trusler:

- Bortfall av CO₂-volum til CO₂-håndteringskjeden fordi fabrikk/virksomhet som er kilden til CO₂ legges ned. Dette kan for eksempel skyldes at lønnsomheten i primærproduksjonen ikke lenger er tilfredsstillende.
- Begrenset oppfølging og detaljering av grensesnitt i kjeden kan føre til sub-optimale løsninger på grunn av at avhengigheter i kjeden ikke er tatt tilstrekkelig hensyn til.
- Skipsbaserte losseløsninger for lager gir begrensninger for minimum skipsstørrelse som igjen kan begrense muligheten for kostnadseffektive transportløsninger.
- Skipsbaserte losseløsninger mot lager er sårbare for dårlige værforhold og kan forårsake redusert regularitet i CO₂-håndteringskjeden.
- Det er utfordrende å samordne delprosjektenes fremdriftsplaner. En omfattende kvalitetssikrings- og beslutningsprosess på statens side i forkant av investeringsbeslutning skal implementeres i prosjektgjennomføringsplanen.
- Dersom rammevilkår og/eller insentivstruktur er for uklart kan dette gi begrenset interesse fra industriaktører om videreføring av prosjektet.
- CO₂-håndteringskjeden blir uhensiktsmessig kostbar eller krevende å operere på grunn av for strenge krav for eksempel til CO₂-spesifikasjon.
- Det oppnås ikke spredning av informasjon og kunnskap fra prosjektet og dermed kun begrenset læring.

Muligheter:

- Styrking av konkurransekraften for primærproduksjon ved at etablering av CO₂-håndtering tilrettelegger for lavutslippssamfunnet.
- Lager med overkapasitet kombinert med fleksibel transportløsning legger til rette for realisering av nye CO₂-fangstprosjekter
- CO₂-håndteringskjede i Norge med utviklingspotensial kan gi grunnlag for ny næring og arbeidsplasser.

Truslene og mulighetene er nærmere beskrevet og kategorisert i prosjektets risikoregister. Tiltak for å begrense truslene eller bidra til realisering av mulighetene er også beskrevet i registeret.

8.4 Vurderinger

Dersom regjeringen ønsker å videreføre arbeidet med fullskala CO₂-håndtering i Norge bør dette gjøres gjennom en kombinert konsept- og forprosjekteringsfase med ferdigstilling høsten 2018. Dette arbeidet vil da danne grunnlag for statens kvalitetssikring- og beslutningsprosesser før en eventuell investeringsbeslutning.

Ved en videreføring av prosjektet bør det vurderes å legge til rette for å studere flere av fangstprosjektene i neste fase. Dette må veies mot de økte planleggingskostnadene ved å planlegge flere anlegg. De tre anleggene har alle demonstrert at CO₂-fangst ved sine anlegg er teknisk gjennomførbart med tilhørende kostnadsestimater. De tre anleggene representerer ulike bransjer og bidrar med komplementær læring for CO₂-fangst fra industri.

Basert på Statoils og Gassnovas anbefalinger vil det være naturlig å videreføre én lagerlokasjon og én utbyggingsløsning i neste fase. Smeaheia er vurdert til å være den mest egnede lokasjonen. I tillegg til at aktuelle lagringsformasjoner i Smeaheia har kapasitet for lagring av CO₂-volumer utover volumene i mulighetsstudiene, vurderes forseglingen av reservoaret som sikkert. Landanlegget på Smeaheia og rørledningen til lagringslokasjon vil være basert på kjent teknologi og kunne realiseres med betydelig overkapasitet. Dette er den utbyggingsløsningen som best legger til rette for utnyttelse av stordriftsfordeler i transport- og lagringsdelen av prosjektet. Utbyggingsløsning med direkte injeksjon innebærer større risiko og denne løsningen er derfor mindre attraktiv enn en landløsning. Direkteinjeksjonsløsningen vil være mer utsatt for redusert regularitet på grunn av dårlige værforhold og hyppige av- og påkoblinger til lossebøye. Den vil kreve ekstrautstyr og spesialtilpasninger av transportskipene samt at den vil ha et redusert potensial for å tilby stordriftsfordeler uten tilleggsinvesteringer sammenlignet med en landløsning.

For transportleddet bør det tidlig i en eventuell neste fase gjennomføres et valg av transportbetingelser for videre modning. Dette valget bør baseres på valgt lagerlokasjon og utbyggingsløsning og bør baseres på hva som er optimalt for hele CO₂-håndteringskjeden.

9 Prosjektgjennomføring

9.1 Prosjektmål

I Sundvolden-erklæringen sier regjeringen at de vil «satse bredt på å utvikle en kostnadseffektiv teknologi for fangst og lagring av CO₂, og har en ambisjon om å realisere minst ett fullskala demonstrasjonsanlegg for CO₂-fangst innen 2020». Regjeringens strategi for arbeidet med CO₂-håndtering ble fremlagt i OEDs Prop. 1S (2014-2015). Tiltakene som omtales i strategien har følgende effektmål: «Å gi et selvstendig og målbart bidrag til å utvikle og demonstrere teknologi for fangst og lagring av CO₂ med ett spredningspotensial».

Olje- og energidepartementet utarbeidet en konseptvalgutredning (KVU) for å vurdere om realisering av fullskala CO₂-håndtering er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Prosjektet har operasjonalisert målene i KVU-en for å gjøre dem mer tiltaksspesifikke. I dette arbeidet er det definert mål som bør følges opp innenfor prosjektet, i tillegg til mål for gevinstrealisering. Med gevinstrealisering menes prosesser og aktiviteter som skal legge til rette for at gevinstene prosjektet muliggjør blir realisert, slik at prosjektet faktisk bidrar til kostnadsreduksjoner og reduserte barrierer for kommende CO₂-håndteringsprosjekter.

Prosjektets overordnede mål er tilsvarende som for KVU-en:

«Demonstrasjon av CO₂-håndtering skal gi den nødvendige utviklingen av CO₂-håndtering, slik at de langsiktige klimamålene i Norge og EU kan nås til lavest mulig kostnad»

Prosjektet har operasjonalisert KVUens effektmål til å være:

«Flere kommende europeiske CO₂-håndteringsprosjekter skal innen 2030 få reduserte barrierer og kostnader ved at dette prosjektet gjennomføres, gjennom:

- Mulig tilgang til etablert lager
- Dra nytte av læring og utvikling som dette CO₂-håndteringsprosjektet gir»

Prosjektet har videre identifisert følgende prosjektmål:

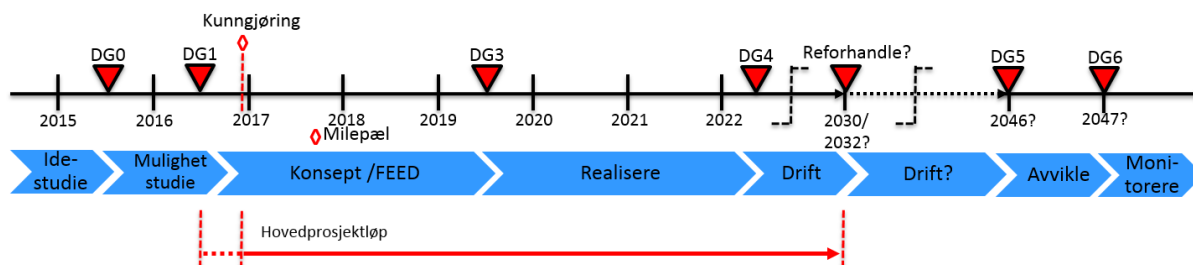
Prosjektet skal levere en hel CO₂-håndteringskjede som:

- Dokumenterer og deler teknisk-, regulatorisk- og kommersiell læring i realiserings- og driftsfasen
- Fanger, transporterer og lagrer et betydelig volum CO₂ de første tre driftsårene for å:
 - demonstrere at CO₂-håndteringskjeden er trygg
 - vise at CO₂-håndtering kan være et effektivt klimatiltak
 - oppnå dokumentert lagring med svært lav risiko for lekkasjer
- Unngår skader på personell, utstyr og miljø i prosjektering, investering og drift
- Har en total statlig investeringskostnad i tråd med statens finansieringsbeslutning, og innenfor andre rammer staten og involverte aktører gir
- Fatter investeringsbeslutning (DG3) og settes i drift (DG 4) i tråd med omforente prosjektplaner, sammen med de aktuelle industrielle aktørene, for fasene etter DG1

For å legge til rette for gevinstrealisering har prosjektet identifisert et behov for å etablere arbeid og målsetninger som bør følges opp utenfor, men koordinert med, prosjektet. Det vil arbeides videre med konkretiseringen av dette. Viktige elementer vil kunne være å utvikle strategier for kunnskapsdeling og teknologisamarbeid, etablere kommersielle rammer for fremtidige prosjekter og andre tiltak for å utnytte lagringspotensialet som realisering av prosjektet vil kunne gi. Dette arbeidet må sees i sammenheng med det øvrige virkemiddelapparatet for CO₂-håndtering.

9.2 Prosjektgjennomføringsplan

Overordnet tidslinje med de viktigste milepæler og faser for et tenkt livsløp for prosjektet er vist i figur 9.2.1 under.



Figur 9.2.1 Tidslinje med overordnede milepæler og faser.

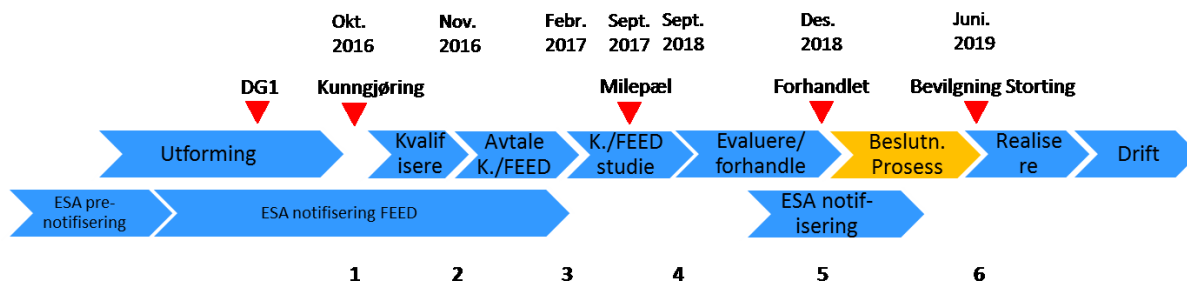
Prosjektets hovedmilepæler er:

- Ferdigstillelse av mulighetsstudiene og beslutning om videreføring i forbindelse med behandlingen av statsbudsjettet for 2017 (DG1)
- Kunngjøring av hovedprosjektløp høsten 2016 med start av konsept- og forprosjekteringsstudier
- En mulig koordinerende milepæl i løpet av konsept- og forprosjekteringsfasen
- Ferdig forhandlede avtaler basert på forprosjekteringsstudier, og en eventuell investeringsbeslutning senest sommeren 2019 (DG3)
- Ferdigstillelse og beslutning om å starte drift i 2022, basert på nødvendige tilpasninger for å følge industriaktørens egne prosjektløp (DG4)
- Driftsstøtteperiode som avtalt med industriaktørene, med reforhandling eller videre drift uten statsstøtte.
- En beslutning om avvikling når drift skal opphøre, i mulighetsstudiene er det lagt til grunn 25 års teknisk levetid (DG5)
- Etter avvikling en administrativ lukking, samt videreføring av nødvendig monitorering av lager (DG6)

Det er lagt opp til å kombinere konsept- og forprosjekteringsstudier for å korte ned på planleggingstiden i prosjektet. Dette innebærer at de enkelte industriaktørene i prosjektet vil måtte fatte konseptvalg for sine deler av prosjektet etter nærmere avtale. Disse konseptvalgene vil ikke nødvendigvis være koordinert. Det er likevel mulig at det legges opp til en koordinerende milepæl i neste fase, hvor prosjektet blant annet har mulighet til å snevre inn antall konsepter/aktører og der det er mulig å gjøre en vurdering av forventede kostnader.

9.3 Utlysingsprosess

Dersom prosjektet videreføres planlegges gjennomføring av utlysning, forhandling og inngåelse av avtaler for konsept- og forprosjekteringsstudier høsten 2016. Illustrasjon 9.2 under viser den planlagte prosessen fra kunngjøring til ferdig forhandlet støtteavtale for investering og drift med de involverte aktørene.



Figur 9.3.1 Prosess for utlysning, forhandling og inngåelse av avtaler i prosjektet.

En kort beskrivelse av de ulike milepælene følger (basert på figurens nummerering fra 1 til 6):

1. Kunngjøring: kort beskrivelse av formål og prosess for hele prosjektets livsløp samt kvalifikasjonskriterier
2. Utsendelse av konkurransegrunnlag for konsept- og forprosjekteringsstudier til kvalifiserte aktører (med tildelings- og utvelgeskriterier samt avtalegrunnlag og vedlegg som arbeidsomfang, vederlag, tid og administrative bestemmelser)
3. Start konsept- og forprosjekteringsstudier. Utføres etter avtalte milepælsleveranser og sluttleveranser. Forutsetter gjennomført notifisering til EFTA Surveillance Authority (ESA) av konsept- og forprosjekteringsfasen.
4. Start sluttevaluering og sluttforhandling, basert på forprosjekteringsstudiene. Studier med dets milepæl-leveranser og sluttleveranser er avsluttet. Basert i stor grad på fremforhandlede støtteavtaler om investering og drift.
5. Forhandlinger avsluttet. Avtaler for realisering og drift signeres med forbehold om ESA og Stortingets beslutning.
6. Beslutning Stortinget. Beslutningsprosess inkl. KS2-kvalitetssikring og ESA-notifisering er gjennomført.

I løpet av konsept- og forprosjekteringsfasen vil det forhandles med de gjenværende leverandører om den endelige støtteavtalen for investering og drift. De endelige studieresultatene vil baseres på støtteavtalen og inkludere leverandørenes endelige tilbud på noen få sentrale elementer. Det vil deretter bli tildelt kontrakter som legges til grunn for en investeringsbeslutning i regjering og Stortinget. De enkelte industriaktørene må også fatte egne investeringsbeslutninger basert på konsept- og forprosjekteringsstudiene og de fremforhandlede avtalene med staten.

Utlysingsprosessen som er beskrevet over vil være relevant for fangst- og lagerdelen av prosjektet. Transport vil følge et litt annerledes løp. Dette er beskrevet i Gascos delprosjektrapport.

9.3.1 Kriterier for valg av konsepter og aktører

Det vil felles for alle utlysinger være kvalifikasjonskriterier som ivaretar økonomiske krav, intensjoner om gjennomføring og deling av resultater samt tekniske og faglige kvalifikasjoner.

Det vil være tildelingskriterier for både konsept- og forprosjekteringsfasen og tildelingskriterier for investerings- og driftsfasen, som ivaretar kostnader, kompetanse og erfaring, omfang og gjennomføringsevne, læring og spredningspotensiale samt tidsplaner og risiko.

Mer om anskaffelsesprosesser og kriterier er utformet i Prosjektgjennomførings- og anskaffelsesstrategi (OED, 2016a).

10 Insentivstruktur og rammevilkår

10.1 Rammevilkår

De ulike delene av et CO₂-håndteringsprosjekt vil måtte forholde seg til en rekke myndigheter og vil måtte søke om nødvendige tillatelser for å drive sin virksomhet. Dette er dekket i kap. 12 Myndighetsplan. I dette kapitlet vil det gjøres rede for forutsetninger og antagelser om rammer som påvirker hele kjeden.

10.1.1 Eierskap til CO₂ gjennom kjeden

Det forutsettes at fangstaktørene har eierskap til CO₂ fram til utskipingspunkt. Eierskap til CO₂ under transport vil avhenge av hvordan transporten blir organisert. Dersom lageroperatøren også organiserer transporten er det naturlig at lageroperatøren overtar ansvaret ved utskipingspunkt. Dersom transport av CO₂ blir organisert av en statlig aktør må eierskapet av CO₂ utredes nærmere. Ved lossepunkt på lagersiden vil eierskapet til CO₂ bli overført til lageroperatøren. Ansvaret for den lagrede CO₂-en følger i utgangspunktet av CO₂-lagringsforskriften.

10.1.2 Kvoteplikt for CO₂ gjennom kjeden

EUs kvotehandelssystem (EU Emissions Trading System – EU ETS) ble etablert i 2005 og er et av EUs viktigste virkemidler for å nå sitt overordnede klimamål om å redusere klimagassutslippene med 40 prosent i 2030, i forhold til 1990. Kvotepliktig sektor bidrar til dette målet ved at det er satt et felles tak for utslippene fra nesten 12 000 industrivirksomheter og kraftprodusenter i Europa. Utslippsmål nås ved at mengden klimakvoter tilgjengelig i markedet gradvis reduseres. Virksomheter som er omfattet av kvotesystemet må hvert år rapportere hvor store kvotepliktige utslipp de hadde året før, og så svare klimakvoter for disse utslippene. En klimakvote tilsvarer ett tonn CO₂.

Utslipp av CO₂ fra fangst, transport i rør til lagring og fra lageret er alle kvotepliktige aktiviteter som ble inkludert i kvotesystemet i tredje kvoteperiode (2013-2020).

I dag har Norge to virksomheter med tillatelser som også omfatter kvotepliktige CO₂-håndteringsaktiviteter. Både Sleipner og Hammerfest LNG svarer kvoter for CO₂ som ventileres i forbindelse med fangsten og diffuse utslipp. Det har ikke vært, og forventes ikke lekkasjer fra disse lagrene, men i virksomhetenes tillatelse til kvotepliktige utslipp er det stilt krav til hvordan en lekkasje skal måles og rapporteres dersom det skulle forkomme.

Kvotesystemet gir virksomheter økte produksjonskostnader både ved at direkte utslipp er kvotepliktige og fordi strømprisen øker som følge av at kraftprodusentene må svare kvoter for sine utslipp (indirekte utslippskostnader). Kompensasjon for direkte kostnader gis ved tildeling av gratiskvoter. Virksomheter i sektorer som er utsatt for karbonlekkasje tildeles en høyere andel gratiskvoter enn de øvrige virksomhetene som er omfattet av kvotesystemet. Regelverket definerer karbonlekkasje som økte CO₂-utslipp på grunn av at virksomheter flytter produksjonen til områder utenfor EU fordi de ikke kan prise ekstrakostnadene som skyldes kvotesystemet inn i sine produkter uten å tape markedsandeler til konkurrenter i land utenfor kvotesystemet.

CO₂ fra en kvotepliktig virksomhet som fanges for transport og lagring i en geologisk formasjon slipper den kvotepliktige virksomheten å svare kvoter for. Tildelingen av gratiskvoter til virksomheten vil forbli uforandret. Det gis imidlertid ikke ytterligere tildeling av kvoter til CO₂-håndteringsaktiviteter. Både Norcem og Yara er kvotepliktige og tilhører sektorer som er definert som utsatt for karbonlekkasje per i dag. Når det gjelder EGEs anlegg på Klemetsrud er ikke dette kvotepliktig per i dag. Det er kun forbrenningsanlegg som er definert som samforbrenningsanlegg som er kvotepliktige.

Et forbrenningsanlegg defineres som et samforbrenningsanlegg dersom forbrenningsanlegget hovedsakelig produserer damp til industri (over 50 prosent), jf. veileder til Annex I i kvotedirektivet. EGEs anlegg på Klemetsrud produserer i dag hovedsakelig fjernvarme som ikke leveres til industri og er dermed definert som et avfallsforbrenningsanlegg og med det ikke kvotepliktig. Dersom definisjonen av avfallsforbrenning/samforbrenning endres eller dersom Norge velger å "opte inn" avfallsanleggene vil EGE kunne bli kvotepliktig. EUs kvotedirektiv artikkel 24 åpner for å "opte inn" flere aktiviteter og gasser enn hva som er oppgitt i Annex I forutsatt at kriteriene i artikkel 24 er oppfylt.

En ny problemstilling som gjør seg gjeldende for Norcem, men spesielt dersom EGE skulle bli kvotepliktig, er håndtering av negative utslipp. Kvoteregulverket slik det er i dag gir ikke noe insentiv til å kombinere biomasse med CO₂-håndtering, da det ikke er mulig å ha negative utslipp. Regelverket omfatter i dag heller ikke transport av CO₂ med skip, jernbane eller lastebil. Nå som CO₂-håndtering fra industrielle kilder aktualiserer annen transport enn rørtransport, vil det være et behov for å lukke dette hullet i kjeden fram til lageret. Dette vil kunne gjøres ved å "opte inn" andre transportløsninger, men det vil samtidig være et behov for å utvikle retningslinjer for overvåking og beregning av utslipp fra alle aktuelle transportløsninger.

Nåværende kvoteperiode strekker seg til 2020, og før neste kvoteperiode, med oppstart i 2021, vil kvoteregulverket revideres. I forbindelse med revisjon av regelverket vil det også være naturlig å ta opp nye problemstillinger som regelverket i dag ikke har retningslinjer for å løse.

10.1.3 Statsstøtteregulverket

EØS-avtalens utgangspunkt er at tildeling av statlig støtte som vrir eller truer med å vri konkurransen innenfor EØS-området ved å begunstige enkelte foretak ikke er tillatt. EFTA Surveillance Authority (ESA) kan godkjenne statsstøtte dersom den er forenlig med EØS-avtalen. ESAs miljøretningslinjer gir en indikasjon på hva som skal til for at ESA vil godkjenne støtten.

	Generelle vilkår	Statsstøtte til CO ₂ -håndtering
1	Definerte formål av felles interesser	Støtte til CO ₂ -håndtering bidrar til felles formål
2	Behov for statlig inngrep	Behov for støtte til CO ₂ -håndtering
3	Hensiktsmessighet	Både investerings- og driftsstøtte er hensiktsmessig
4	Insentiveffekt	Støtteberettigede kostnader: Finansieringsbehov, dvs. netto merkostnader (funding gap) sammenlignet med et <u>kontrafaktisk scenario</u> : <ul style="list-style-type: none"> • Alle inntekter og besparelser må tas i betraktning • Støtte inntil 100 % av de støtteberettigede kostnadene • Ikke mer enn nødvendig
5	Forholdsmessighet	
6	Begrensende virkninger på konkurransen og handelen mellom medlemsstatene	Balansetest
7	Transparens	Støtteordningen må publiseres på Internett

Tabell 10.1.3.1 Vilkår for lovlig statsstøtte til CO₂-håndtering.

Tabell 10.1.3.1 viser forholdet mellom ESAs generelle vilkår for å godkjenne statsstøtte og hvordan CO₂-håndtering svarer til disse. Behov for støtte må meldes til ESA, og kan ikke tildeles før endelig godkjenning foreligger. Det er derfor igangsatt en prosess for å notisere støtte til eventuell videre planlegging av et CO₂-håndteringsprosjekt. Statsstøtteregulverket begrenser støtten som kan gis til inntil 100 prosent av de støtteberettigede kostnadene. I et CO₂-håndteringsprosjekt vil dette innebære støtte til inntil 100 prosent av kostnader relatert til CO₂-håndtering.

10.2 Insentivstruktur for CO₂-fangst, transport og lagring

Statens utgangspunkt er at det skal være en deling av kostnader og risiko mellom staten og industriaktørene som deltar i prosjektet. Det har i løpet av mulighetsstudiene blitt gjennomført uformelle sonderinger med fangst- og lagringsaktørene om insentiver og deling av kostnader og risiko i utbyggings- og driftsfasen. Resultatene av dette arbeidet vil fremkomme i et utkast til støtteavtale for henholdsvis fangst og lagring som vil være del av konkurransegrunnlaget for konsept- og forprosjekteringsfasen. Dette utkastet vil deretter danne grunnlag for videre forhandlinger med aktører som er tildelt kontrakt om gjennomføring av konsept og forprosjekteringsstudier. Det vurderes ulike alternativer for organisering av transportleddet, som i stor grad er en tjeneste som kan kjøpes i et fungerende marked. Hvilke avtaler som skal inngås for transport, og hvem som skal være part, avhenger av hvordan CO₂-transport blir organisert.

Statens støtte til et første CO₂-håndteringsprosjekt vil være sammensatt av flere elementer. Statsstøttereguleringen avgrensner mot å dekke mer enn kostnadene relatert til CO₂-håndtering. Det vil være naturlig å se for seg en kombinasjon av investeringsstøtte og driftsstøtte. For øvrig må også viktige parameter som avkastning, diskonteringsperiode og støtteperiode fastlegges før det fattes investeringsbeslutning. Et overordnet mål for statens arbeid med rammer og insentiver i et første CO₂-håndteringsprosjekt er at staten og industriaktørene skal ha mest mulig sammenfallende insentiver til å bygge og drifte en god og kostnadseffektiv CO₂-kjede. Statens behov for kontroll og styring av prosjektet vil avhenge av i hvilken grad staten og industrien har sammenfallende insentiver i utbyggings- og driftsfasen. I utgangspunktet vil staten ha samme tilnærming til støtte for både fangst- og lagringsdelen av kjeden, men det vil være behov for å gjøre tilpasninger til lager.

11 Myndigheter og regelverk

11.1 Generelt

Det vil være ulike myndighetsorganer som utgjør regulerende og ansvarlig myndighet i de ulike delene av en CO₂-håndteringskjede. Det vil derfor ikke være naturlig å gjennomføre søknadsprosesser og konsekvensutredning felles for hele kjeden, men la hver enkelt anleggseier, tiltakshaver og forslagstiller gjennomføre dette i tråd med gjeldende regelverk. For en mer detaljert oversikt over myndigheter og tilhørende regelverk (OED,2016b).

Noe koordinering av myndighetsprosessene vil være gunstig og til en viss grad påkrevd der det er snakk om grensesnittavklaringer og beskrivelser av systemer av felles karakter. Klimakvoteloven og tilhørende forskrift er eneste overgripende regelverk for hele kjeden. Koordinering mot Miljødirektoratet som administrerer dette regelverket vil bli ivarettatt av Gassnova.

Forskrift om transport og lagring av CO₂ på norsk kontinentalsokkel omfatter ikke skipstransport av CO₂ per i dag. Klimakvoteforskriften omfatter i dag ikke annen transport enn rørtransport, men som beskrevet i kap. 10.1.2 vil dette kunne endres for framtiden.

Konsekvensutredning (KU) vil være påkrevd for fangst og lagring mens det er forutsatt at transport ikke vil trenge dette. Sentrale tema som skal med i en KU er presentert i mulighetsstudierapportene fra industriaktørene. Forslag til utredningsprogram må på plass tidlig i neste fase av prosjektet. En KU skal være med som underlag for investeringsbeslutning og en utslippstillatelse må være gitt før et fangstanlegg kan startes opp. Både utredningsprogram og KU er underlagt offentlig høring og skal til behandling hos koordinerende myndighetsorgan.

11.2 Fangst

Alle industriaktørene har gjort vurderinger av gjeldende lovverk og belyst den myndighetsprosessen som vil bli påkrevd i forbindelse med bygging og drift av et CO₂-fangstanlegg.

En viktig del av prosessen mot myndighetene vil være gjennomføring av KU. En slik utredning vil omfatte studier av utslipp til luft, vann og grunn samt håndtering av kjemikalier og avfall, risiko for uhellsutslipp og farlige forhold generelt. I tråd med forskrift om konsekvensutredninger skal også samfunnsmessige konsekvenser av positiv og negativ karakter kartlegges. En KU må foreligge når det søkes Miljødirektoratet om tillatelse til forurensende virksomhet og før en investeringsbeslutning. Det antas at Miljødirektoratet vil være koordinerende myndighet for behandling av KU. Ny reguleringsplan kan også bli påkrevd og må undersøkes med den aktuelle kommune i hvert enkelt tilfelle.

Et CO₂-fangstanlegg vil også trenge en utslippstillatelse eller en endring av eksisterende utslippstillatelse for en virksomhet. Utbygger må utarbeide en utslippssøknad og en utslippstillatelse må foreligge før anlegget kan startes opp. En rekke andre samtykker og tillatelser fra Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap, Arbeidstilsynet, Kystverket og kommune må også foreligge både før byggestart og før igangkjøring av anlegg for fangst og mellomlagring.

Dersom fangstaktøren er kvotepliktig vil den få en ny kvotepliktig aktivitet i forbindelse med etablering av fangst av klimagasser fra kvotepliktige virksomheter som skal transporteres og lagres i en geologisk formasjon godkjent av kompetente myndigheter. En endret tillatelse til kvotepliktige utslipp, som inkluderer utslippskilder knyttet til den nye kvotepliktige aktiviteten må være på plass innen oppstart av fangstanlegget.

11.3 Transport

I all hovedsak vil skipstransport av CO₂ være underlagt maritimt regelverk, dvs. regelverket som gjelder for sjøtransport generelt. Skip for transport av CO₂ vil ikke bli behandlet annerledes enn annen transport av gass under trykk på skip.

Det maritime regelregimet karakteriseres av at skipene må inneha gyldige maritime sertifikater fra en nasjonal maritim myndighet (flaggstat) og klassesertifikater fra et anerkjent klasseselskap for å kunne operere.

Flaggsertifikater dokumenterer at skipet tilfredsstillter krav fra FN's sjøsikkerhetsorganisasjon IMO (International Maritime Organisation) med hensyn til sikkerhet og forurensing, mens klassesertifikatene dokumenterer samsvar med detaljerte tekniske krav i klasseregler og standarder.

Sjøfartsdirektoratet er norsk maritim myndighet og tilsynsmyndighet for norskregistrerte skip, men skip er ikke avhengig av norske sertifikater for å operere i norsk farvann.

Norsk kontinentalsokkelovgivning skiller mellom aktivitet fra fartøy eller innretning, avhengig av om enheten har kontakt med brønnstrøm eller ikke og om dens funksjon regnes som en integrert del av en offshore feltoperasjon.

For alternativet med direkte injeksjon av CO₂ fra transportskip, er det behov for en avklaring av om skipet skal ha direkte kontroll over brønnen eller ikke. Et skip som laster eller loss last offshore blir definert som et lasteskip. En flyttbar innretning er en flytende flyttbar offshoreenhet som blir benyttet til aktiviteter innen undersjøisk petroleumsvirksomhet. En flyttbar innretning blir omfattet av Petroleumstilsynets (Ptil) regelverk, som også vil vise til Sjøfartsdirektoratets regelverk for flyttbare innretninger.

Enheter kategorisert som flyttbare innretninger må også inneha en spesiell godkjenning fra Ptil, såkalt samsvarsuttalelse (SUT). SUT dokumenterer at teknisk tilstand og styringssystemer er i overensstemmelse med petroleumsregelverkets krav.

En detaljert designspesifikasjon for skip som skal benyttes til å transportere CO₂ vil måtte utarbeides for neste fase, hvor en inkluderer alle relevante regelverkskrav, sertifikater og standarder som er sentralt for et nybygg.

Sjøtrafikkforskriften og Lospliktforskriften vil også være relevante for CO₂-transport på skip og skip av en viss størrelse vil være omfattet av losplikt.

Det er ikke forventet krav til konsekvensutredning av selve CO₂-skipstransporten.

Utslipp i forbindelse med transport av klimagasser i rørledninger for lagring i en geologisk formasjon godkjent av kompetente myndigheter er kvotepliktig i dag. Dersom også utslipp i forbindelse med transport av klimagasser ved bruk av annen transport enn rørtransport blir kvotepliktig, vil transportaktøren måtte søke om en tillatelse til kvotepliktige utslipp av klimagasser.

11.4 Lager

Lagringsforskriften med henvisning videre til rammeforskriften og Ptils regelverk vil være relevant for alle vurderte lagringsalternativer. For skipsalternativene (flytende lagerskip) vil maritimt regelverk gjelde, mens for landanlegg er det lagt til grunn regelverk som administreres av DSB. Heimdal-alternativet vil reguleres av relevante forskrifter for olje- og gassinntallasjoner så lenge det pågår petroleumsaktivitet der.

Lagringsforskriften angir også kravene til prosess og innhold for utredningsprogram og KU for utbygging og drift av undersjøisk reservoar til injeksjon og lagring av CO₂. Alternativet med mellomlagring på land kan i tillegg kreve endring av reguleringsplan etter Plan- og bygningsloven.

Kommunen vil være ansvarlig myndighet for planer etter Plan- og bygningsloven, mens OED skal motta søknad om tillatelse til utnyttelse av undersjøisk reservoar til injeksjon og lagring av CO₂ samt forslag til utredningsprogram og selve KU'en. Sistnevnte vil tas med i vurderingen ved godkjenning av plan for utbygging og drift (PUD/PAD). EUs direktiv om geologisk lagring krever at søknad om CO₂-lagring skal gjøres tilgjengelig for ESA med en kommentarfrist på 4 måneder.

Det må søkes Miljødirektoratet om tillatelse til lagring etter forurensningsforskriften kap. 35 og tillatelse til kvotepliktige utslipp av klimagasser jf. forurensningsloven § 11 andre ledd, jf. § 16. Forurensningsforskriften kap. 35 fastsetter krav til søknadens innhold og til hva tillatelsen skal sette vilkår om for å oppnå miljø sikker lagring av CO₂. Vilrårene i en tillatelse skal bl.a. omfatte injeksjonsbetingelser, overvåkingsprogram og finansiell sikkerhet for lagret CO₂. Kvoteregulverket stiller krav om beregning, måling og rapportering av kvotepliktige utslipp. Utlekket CO₂ fra et CO₂-lager vil være kvotepliktige utslipp.

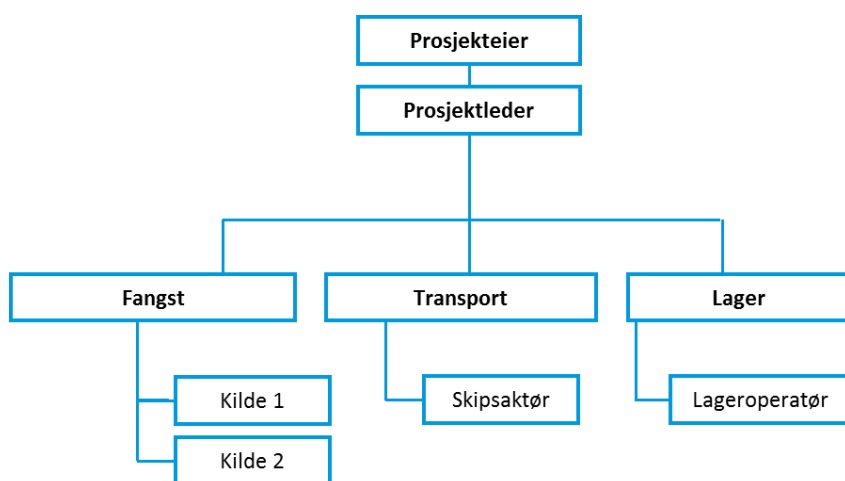
12 Neste fase – konsept- og forprosjekteringsstudie

Ved en videreføring av fullskalaprojektet planlegges en kombinert konsept- og forprosjekteringsfase. I henhold til prosjektgjennomføringsplanen i kapittel 9 planlegges oppstart av konsept- og forprosjekteringsstudiene i første kvartal 2017, med avslutning i tredje kvartal 2018. Det legges videre til grunn at prosjektet før investeringsbeslutning skal kvalitetssikres i henhold til statens ordning for ekstern kvalitetssikring (KS2) og notifiseres til ESA.

12.1 Organisering

Den skisserte tidsplanen for fullskalaprojektet er krevende, og det er derfor avgjørende for fremdrift at organisering av arbeidet, inklusive roller og ansvar er avklart. OED har besluttet at Gassnova skal ha ansvaret for å styre prosjektet, og dermed koordinere hele kjeden gjennom konsept- og forprosjekteringsfasen. Gassco vil ha ansvaret for å lede transportdelen av arbeidet.

Det foreslås å organisere arbeidet som et prosjekt med en prosjektleder som har det overordnede ansvaret for at arbeidet med fullskala CO₂-prosjektet gjennomføres i henhold til mandat og plan, og at prosjektet når sine mål med hensyn til kvalitet, kost, plan og HMS. Prosjektorganiseringen vil også omfatte separate oppfølgingsteam for delprosjektene fangst, transport og lagring. Det vil i tillegg være behov for ressurser innen HMS, myndighetskontakt, kvalitetssikring, koordinering av tekniske grensesnitt i kjeden samt ulike støttefunksjoner i tråd med vanlig industriell prosjektgjennomføringspraksis (prosjektstyring, risikohåndtering, kostnadsestimering, kommersielle forhandlinger, anskaffelser, dokumenthåndtering mm).



Figur 12.1.1.1 Overordnet organisering av konsept- og forprosjekteringsfasen.

Planleggingsarbeidet av CO₂-fangst, -transport og -lagring bør utføres av aktørene som skal ha en rolle i driftsfasen dersom CO₂-håndteringskjeden blir realisert. Det vil imidlertid være ulike behov for oppfølging, involvering og organisering på statens side i de ulike fasene av fullskala prosjektet. For organisering av utbyggings- og driftsfasen av prosjektet bør følgende vektlegges:

- Målet om læring og kunnskapsspredning fra alle deler av CO₂-håndteringskjeden
- «Tilbakekobling» fra fullskala demonstrasjon til F&U-institusjoner og teknologisenteret for CO₂-fangst på Mongstad (TCM). Dette er sentralt for å fremme teknologiutvikling og målet om kostnadsreduksjoner
- Behovet for faglig rådgivning og oppfølging av fangst-, -transport- og lagringsdelen av kjeden

- Optimal utnyttelse av statens kompetanse og samarbeid mellom aktører
- Etablering av en hensiktsmessig og helhetlig avtalestruktur for CO₂-håndteringskjeden

Organiseringen bør også tilrettelegge for at staten kan ta en mindre sentral rolle dersom et fungerende marked utvikler seg på sikt samt etablering av en fremtidig infrastruktur for transport og lagring av nye CO₂-volumer.

Erfaring viser at valg av tekniske løsninger henger nøye sammen med kommersielle forhold og hvilke krav som stilles til industriaktørene i planleggings-, utbyggings- og driftsfasen. OED vil ha det overordnede ansvar for det videre arbeidet med rammevilkår og insentivstrukturer, men arbeidet vil gjennomføres i nært samarbeid med Gassnova og Gassco slik at denne gjensidige avhengigheten hensyntas. Nødvendige avklaringer vedrørende rammevilkår og kommersielle forhold bør gjøres i tilstrekkelig grad før neste fase påbegynnes.

12.2 Arbeidsomfang

Den kombinerte konsept- og forprosjekteringsfasen har som formål å finne frem til den best egnede konseptuelle løsningen for CO₂-håndteringskjeden samt utarbeide et samlet underlag for investeringsbeslutning. Konsept- og forprosjekteringsstudiene skal også fungere som underlag for de ulike industriaktørenes investeringsbeslutninger, og det anses derfor som hensiktsmessig at studiene gjennomføres i henhold til deres prosjektgjennomføringsmodeller- og prosedyrer. Staten vil i denne sammenheng stille krav til leveransene fra konsept- og forprosjekteringsstudiene, mens industriaktørene vil foreslå nødvendig arbeid og arbeidsmengde for å kunne levere disse med tilstrekkelig modenhetsnivå.

Beslutningsgrunnlaget skal etter normal industripraksis omfatte kostnadsestimater innenfor en usikkerhet på +/- 20 prosent. Arbeidsomfanget for industriaktørene i konsept- og forprosjekteringsstudiene vil inkludere tekniske beskrivelser av henholdsvis fangst, transport og lagring, inklusive mellomlagring, kondisjonering og grensesnitt til eventuelle omkringliggende fasiliteter. Behovet for teknologikvalifisering bør avklares og gjennomføres så tidlig som mulig i konsept- og forprosjekteringsfasen. Kostnadsestimatene skal omfatte både investerings- og driftsfasen, samt en usikkerhetsanalyse blant annet for etablering av forventet tillegg (contingency) og bekreftelse av at usikkerhetsspredningen er innenfor kravene til nøyaktighet. En viktig del av industriaktørenes arbeid i konsept- og forprosjekteringsfasen vil også være kartlegging av viktige HMS aspekter og forhold, samt etablering av program for- og senere gjennomføring av konsekvensutredning (KU). Basert på innspillene fra de ulike aktørene i CO₂-håndteringskjeden må det etableres et samordnet arbeidsprogram for neste prosjektfase, detaljprosjektering, realisering og drift, inklusive budsjett- og tidsplan.

Det legges til grunn at samtlige aktører bidrar til å finne gode løsninger (inkl. konseptvalg) på tvers av hele CO₂-håndteringskjeden, og både gjennom arbeidet med konsept- og forprosjekteringsstudier og i driftsfasen bidrar til å understøtte statens mål om kunnskapsdeling og teknologispredning. Før utlysning av konsept- og forprosjekteringsfasen må det vurderes hvorvidt flere interesserte og kvalifiserte industriaktører skal gis anledning til å fullføre studiene og om det skal etableres en prosess for utvelgelse i løpet av studiefasen. Tidspunkt for avklaring av de tekniske rammebetingelser og funksjonskrav for CO₂-håndteringskjeden er en viktig risikofaktor i konsept- og forprosjekteringsfasen. Det vil i denne sammenheng være særlig viktig å fastlegge CO₂-håndteringskjedens overordnede designbasis. Dette gjelder for eksempel CO₂-spesifikasjon, trykk og temperatur betingelser, totalt CO₂-volum i kjeden samt overordnede valg av tekniske løsninger i de ulike delene av CO₂-håndteringskjeden. Disse problemstillingene bør drøftes grundig med industriaktørene, og beslutninger bør tas på grunnlag av en optimalisering og kost-/nyttevurderinger langs CO₂-håndteringskjeden.

12.3 Tidsplan

Det er etablert en overordnet tidsplan for gjennomføring av prosjektet. Høsten 2016 vil omfatte ulike forberedelser, som for eksempel arbeid med optimalisering av designbasis og gjennomføring av utlysning for støtte til en kombinert konsept- og forprosjekteringsfase med kunngjøring umiddelbart etter fremleggelsen av statsbudsjettet for 2017. Denne utlysingen vil også velge ut aktørene som har mulighet til å inngå avtaler om investering og drift. Basert på oppstart av konsept- og forprosjekteringsstudier i februar 2017 planlegges forprosjekteringsstudiene å være ferdigstilt i september 2018.

Beskrivelse	Tidsløp H2014*	V2015	H2015	V2016	H2016	V2017	H2017	V2018	H2018	V2019	H2019	V2020	H2020	V2021	H2021	V2022	H2022	V2023
Fase 0: Idestudie																		
Fase 1: Mulighetsstudie																		
Konseptvalgsbeslutning (KS1 ved DG1)																		
DG1																		
Fase 2 og 3: Konseptstudie/Hovedstudie (FEED)																		
Kunngjøring Hovedløp																		
Mulig koordinerende milepæl																		
Realiseringsbeslutning (KS2 ved DG3)																		
DG3																		
Fase 4: Realisering																		
DG4																		
Fase 5: Drift																		

Figur 12.3.1 Overordnet tidsplan

De ulike industriaktørene har som en del av mulighetsstudiearbeidet utarbeidet forslag til plan for videreføring av arbeidet i konsept- og forprosjekteringsstudier, samt realisering. Planene varierer noe i omfang og varighet, og omfatter de aktiviteter og områder som den enkelte industriaktør har ansvaret for, uavhengig av resten av CO₂-håndteringskjeden. Den overordnede og samordnede tidsplanen for det videre arbeidet med prosjektet er basert på innspillene fra industriaktørene. Gjensidige avhengigheter mellom CO₂-fangst, transport og lagring samt behovet for etablering av et samordnet beslutningsunderlag for investeringsbeslutning er hensyntatt i denne planen. Tidsplanen omfatter også utarbeidelse av underlag og gjennomføring av ekstern kvalitetssikring i henhold til KS-ordningen, ESA-notifisering av prosjektet samt Stortingets behandling av investeringsbeslutningen. Denne planen må bearbeides videre i konsept- og forprosjekteringsfasen.

Det legges til grunn at det kan være behov for en koordinerende milepæl for hele kjeden i løpet av konsept- og forprosjekteringsfasen, trolig høsten 2017. Innholdet i denne milepælen kan inkludere samordning av CO₂-håndteringskjeden og en form for avrapportering av teknisk status og kostnader, en eventuell reduksjon av antall parallelle studier, nærmere detaljering av rammevilkår og insentivstruktur. Leveransekrav for denne koordinerende milepælen må spesifiseres før kunngjøring, og eventuelt justeres etter oppstart konsept- og forprosjekteringsstudiene basert på innspill fra industriaktørene.

13 Referanser

AACE (2005) Cost Estimate Classification System – As Applied in Engineering, Procurement, and Construction for the Process Industries, AACE Recommended Practice No. 18R-97.

Gassco (2016) CO₂ fullskala transport, mulighetsstudierapport (Gassco DG2), juni 2016

Gassnova (2015) Utredning av mulige fullskala CO₂-håndteringsprosjekter i Norge, Idéstudie, mai 2015

Gassnova (2016F) Rapport Mulighetsstudie – fangst, juni 2016

Gassnova (2016L) Rapport Mulighetsstudie – lager, juni 2016

OED (2016a) Prosjektgjennomføring og anskaffelsesstrategi (Project Execution and Overall Procurement Strategy-PEOPS), juli 2016.

Olje- og energidepartementet (2015) Mandat for gjennomføring av mulighetsstudier - fullskala CO₂-håndtering i Norge, oktober 2015

Olje- og energidepartementet (2016b) CCS Myndigheter- og tillatelser

Olje- og energidepartementet (2016c) Fullskala CO₂-håndteringsprosjekt i Norge Designbasis for mulighetsstudiefasen, februar 2016

Olje- og energidepartementet (2016d) konseptvalgutredning demonstrasjon av fullskala fangst, transport og lagring av CO₂, mars 2016

Forskrift om utnyttelse av undersjøiske reservoarer på kontinentalsokkelen til lagring av CO₂ og om transport av CO₂ på kontinentalsokkelen

Forskrift om begrenning av forurensing, del 7A, §§ 35-1 – 35-16