
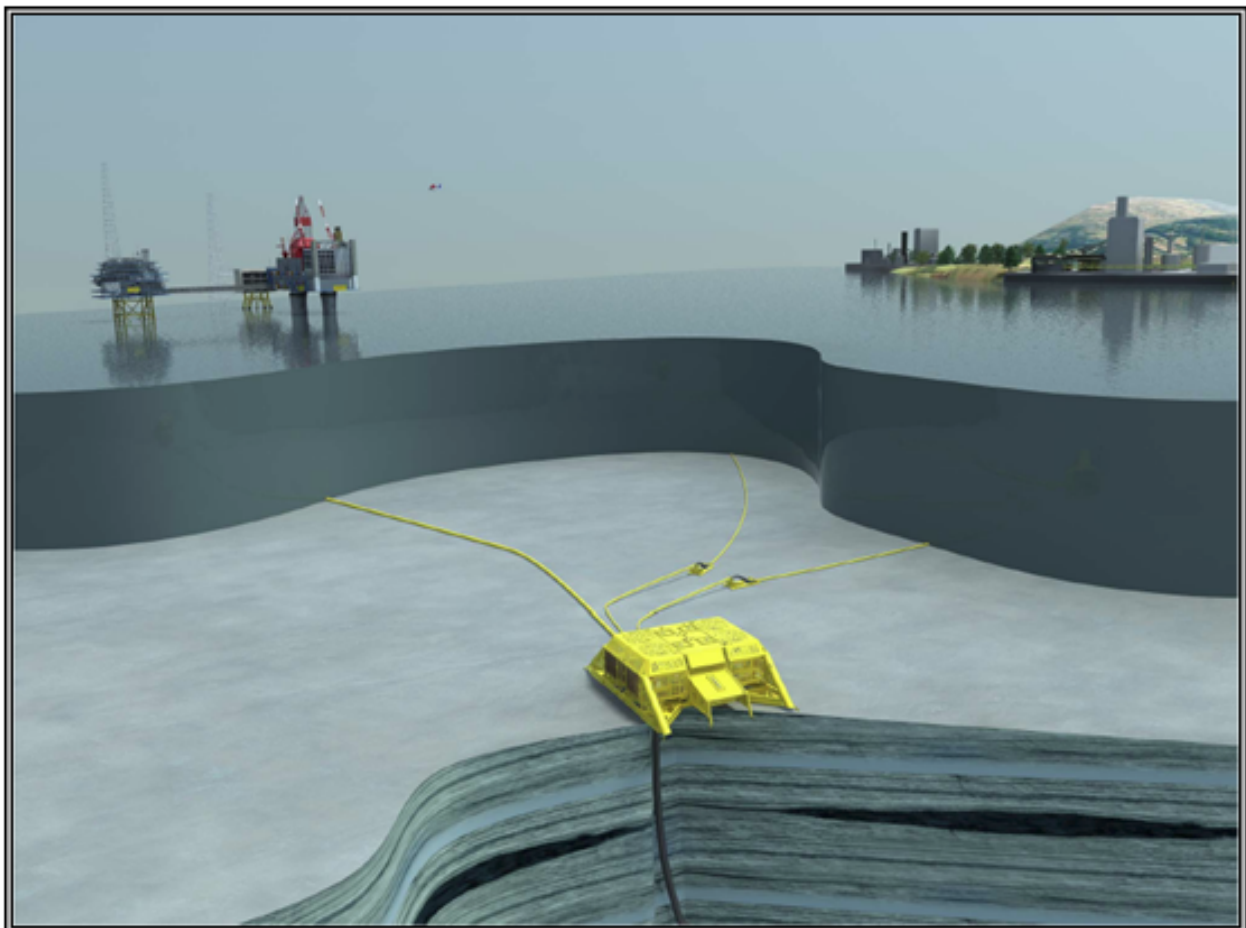


Prosjekttittel:	Dok.nummer:	Dato:	
Transport og lagring av CO ₂ fra Kårstø	TL01-GTL-Z-RA-0002	17.03.2010	

*Transport og lagring av CO₂ fra Kårstø
DG3 Rapport
Forprosjekteringsfasen*



Utarbeidet av Gassnova SF

Innhold:		
Forberedende prosjekt sanksjon ”Transport og lagring av CO2 fra Kårstø ”		
Dokumentnr.: TL01-GTL-Z-RA-0002	Kontraktnr.:	Prosjekt: TL01

Gradering	Status
Fortrolig/Konfidensiell	Utkast

Distribusjonsdato:	Revisjonsnr.:	Kopinr.:
	01	
Forfatter(ere): Karl Erik Karlsen Tove Dahl Mustad Eirik Harding Hansen Bjørn Pernup Ola Vebjørn Halden		
Ansvarlig utgiver:	navn:	dato/sign
Prosjektleder Gassnova	Karl Erik Karlsen	
Godkjent:	navn:	dato/sign
Prosjektdirektør	Gustav Amundsen	

Forord

Arbeidet med denne forprosjekteringsrapporten for transport og lagring av CO₂ har vært gjennomført som et samarbeid mellom Gassnova SF og Gassco. Gassnova har hatt et overordnet koordineringsansvar i tillegg til et særskilt ansvar for lagringsdelen av prosjektet. Ross Offshore har bistått Gassnova i forprosjekteringsarbeidet for undergrunn og havbunnsinstallasjon. Gassco har stått for prosjektering av rørledningen.

Det er også gjennomført en rekke spesialstudier innenfor ulike disipliner for å underbygge resultatene samt at kvalitetssikring er gjennomført av eksterne ressurser. Denne forprosjekteringsrapporten omfatter derfor en sammenfatning av informasjon fra en rekke underliggende studier, og det vil i mange tilfeller henvises til kilderapporter for nærmere beskrivelse av det tekniske utredningsarbeidet.

Gassnova SF ønsker å takke alle som har bidratt til gjennomføringen av denne studien.

Porsgrunn, 17.mars 2010.

Karl Erik Karlsen
Prosjektleder
Transport og Lagring

Innholdsfortegnelse

1. Sammendrag.....	7
2. Innledning.....	9
2.1 Bakgrunn og mandat	9
2.2 Formål	9
2.3 Definisjoner og forkortelser	10
2.4 Prosjektorganisering	11
2.5 Styringsstrategi.....	13
3. Forutsetninger og grensesnitt	15
3.1 CO ₂ volum.....	15
3.2 Grensesnitt.....	15
3.3 Designbasis.....	15
4. Teknisk beskrivelse	17
4.1 Innledning.....	17
4.2 Valg av lagringslokasjoner	17
4.3 Lagring	17
4.3.1 Geologiske forhold	18
4.3.2 Reservoarteknologi.....	21
4.3.3 Produksjonsteknologi	22
4.3.4 Bore- og brønntekniske forhold.....	23
4.3.5 Utbyggingsløsninger feltinstallasjoner	24
4.3.6 Oppsummering og anbefalinger om videre teknisk arbeid for CO ₂	25
4.4 Transport	26
4.4.1 Beskrivelse av installasjoner på land.....	26
4.4.2 Beskrivelse av undersjøisk del av rørledningen	27
4.4.3 Beskrivelse av CO ₂ strømmen.....	29
4.4.4 Forslag til videre arbeid.....	29
5. Helse, miljø og sikkerhet.....	30
5.1 Innledning.....	30
5.2 Målbeskrivelse.....	30
5.3 Styring av helse, miljø og sikkerhet	30
5.4 Akseptkriterier og krav.....	31

5.4.1	HMS strategier	31
5.5	Sikkerhet.....	31
5.5.1	Risikoanalyser	31
5.5.2	Prinsipper.....	32
5.5.3	Beredskap	32
5.5.4	Sikkerhet i det videre arbeidet.....	33
5.6	Arbeidsmiljø.....	33
5.6.1	Arbeidsmiljøvurderinger	33
5.6.2	Oppfølging av arbeidsmiljø i senere faser.....	33
5.7	Miljømessige vurderinger av den valgte løsning.....	33
5.7.1	Utslipp til luft	33
5.7.2	Utslipp til sjø	33
5.7.3	Avfall.....	34
5.7.4	Konsekvensutredning	34
5.7.5	Konklusjon HMS.....	34
6.	Kostnadsestimater	35
6.1	Innledning.....	35
6.2	Investeringskostnader samlet (CAPEX OG OPEX).....	36
6.3	Driftskostnader	37
6.4	Tiltakskost	38
6.5	Kostnader for aktiviteter i perioden fra videreføring av prosjektet frem til investeringsbeslutning 39	
6.6	Usikkerhet i estimatene	39
6.7	Estimeringsmetodikk.....	40
6.8	Endringer i estimatene fra konseptstudien	41
7.	Usikkerhet og risiko	43
7.1	Risikobildet	43
7.2	Kvalitetssikring	44
8.	Myndighetsplan.....	45
9.	Prosjektgjennomføring	47
9.1	Overordnet gjennomføringsstrategi.....	47
9.2	Anskaffelsesstrategi - utbyggingsfasen	48
9.3	Kommersielle forhold - utbyggingsfasen	50
9.4	Gjennomføring i utbyggingsfasen	50
9.4.1	Prosjektaktiviteter.....	50

9.4.2	Organisering	50
9.4.3	Plan for utbyggingsfasen	51
10.	Driftsfasen	53
11.	Utestående aktiviteter	54
11.1	Teknisk	54
11.2	HMS	54
11.3	Kostnadsestimater	55
11.4	Anskaffelse av operatør	55
11.5	Myndighetsprosesser	55
11.6	Styrende dokumenter	55
11.7	Organisering og planlegging	55
12.	Referanser	57
13.	Vedlegg	59
13.1	Vedlegg 1 Prosjektorganisasjon	60
13.2	Vedlegg 2 Prosjekt adm. departement	61
13.3	Vedlegg 3 Organisasjon Ross Offshore	62
13.4	Vedlegg 4 Kårstø Transport og lagring, Generisk plan	63

1. Sammendrag

Denne rapporten oppsummerer arbeidet som er utført i forprosjekteringsfasen av prosjektet ”Transport og Lagring av CO₂ fra Kårstø”.

I forbindelse med presentasjon av revidert nasjonalbudsjett i mai 2009 valgte regjeringen å stanse anskaffelsesprosessen for det planlagte fangstanlegget på Kårstø, inntil man har et klarere bilde av driftsmønsteret til kraftverket. Som en konsekvens av denne beslutningen ble det bestemt at arbeidet med planleggingen av en transport og lagringsløsning for Kårstø skulle delvis stanses. Det vil si at både anskaffelser til utbyggingsfasen og myndighetsprosessene ikke ble videreført, mens det ble besluttet at de tekniske studiene skulle ferdigstilles så langt det var hensiktsmessig. Denne rapporten skal således kunne danne grunnlag for en eventuell investeringsbeslutning når det gjelder det tekniske arbeidet. Leveransen tilfredsstillende imidlertid ikke kravet til en slik underlagsdokumentasjon fullt ut, og noe arbeid må derfor utføres ved beslutning om en eventuell videreføring av prosjektet. Beskrivelse av arbeidet som gjenstår, samt tilhørende budsjett og tidsplan er inkludert i rapporten.

Forprosjekteringsfasen i prosjektet ”Transport og Lagring” omfatter modning av et konsept med transport fra fangstanlegget på Kårstø gjennom en 12 tomers rørledning til Utsira Sør (blokk 16/11, åpent område). CO₂ blir der injisert via to havbunnsbrønner med brønnkontroll fra Draupner E plattformen. Fangstanlegget på Kårstø har kapasitet til å fange 1,1 millioner tonn CO₂ per år, dette CO₂ volumet utgjør således designkapasiteten til Utsira Sør som lager. CO₂ volumer opp til 2,8 millioner tonn per år (tilsvarende full utnyttelse av kapasiteten til rørledningen) er også utredet.

Basert på tolkning av tilgjengelige geologiske data, samt evaluering av lekkasjerisiko, vurderes Utsira Sør som en sikker formasjon for lagring av CO₂ for en injeksjonsperiode på 50 år. Med bakgrunn i krav i EUs Lagringsdirektiv [19] er det også utarbeidet et forslag til hvilke elementer som bør inkluderes i et overvåkingsprogram for lageret, og nødvendig dokumentasjon av mengde og kvalitet på CO₂strømmen som injiseres. Gassco har utført forprosjektering av et rørlednings system for transport av CO₂ fra det planlagte fangstanlegget på Kårstø til lagringslokasjon i Utsira Sør formasjonen i Blokk 16/11, 7 km vest for Draupner-plattformen. Prosjekteringen omfatter i tillegg til rørledning og landfall på Kårstø, en rørledning over land mellom fangstanlegget og stasjonen med rørledningsutstyr ved landfallet.

Som en konsekvens av at anskaffelsesprosessen i prosjektet ble stoppet har kostnadsestimatene som er utarbeidet heller ikke den nødvendige og forventede nøyaktighet som underlag til en investeringsbeslutning. Estimaten i rapporten anslås å ligge mellom +/- 20% og +/- 30%. Investeringskostnadene er beregnet til totalt 8435 millioner NOK (2009 tall, inklusive moms), fordelt på henholdsvis 4830 millioner NOK i Capex og 3605 millioner NOK i årlige driftskostnader. Basert på tidsfordelte estimater for investeringer og drift, og injiserte CO₂ volum i 46 år, blir tiltakskost for basisvolumet fra fangstanlegget på Kårstø 340 NOK per tonn. Hovedtyngden av budsjettpostene er imidlertid svært sensitive for svingninger i markedet, og nye priser må derfor innhentes slik at estimatene kan oppdateres ved en eventuell videreføring av prosjektet.

Det forutsettes at Gassnova vil forvalte eierskapet til transport- og lagringssystemet på vegne av staten. For selve utbyggingen av verdikjeden legges det opp til at Gassnova knytter til seg en kontraktør som vil være utbyggingsansvarlig for både rørledning og lager. Denne kontraktøren bør være identifisert når dokumentasjon for investeringsbeslutning oversendes til myndighetene. Når det gjelder regelverk har prosjektet, i påvente av et utfyllende regelverk, tilnærmet seg myndighetsprosessene som om de var petroleumsvirksomhet. Det er videre lagt inn antatte varigheter på de ulike prosessene – regnet bakover – med utgangspunkt i når dokumentasjonen for investeringsbeslutningen skal være ferdigstilt, slik at alle nødvendige godkjenninger er på plass når investeringsbeslutning skal tas.

Siden anskaffelsesprosessen ble stoppet av myndighetene våren 2009, er det på dette stadiet kun utviklet en generisk tidsplan. En hovedplan vil bli utviklet på det tidspunkt denne prosessen er reetablert og når investeringsbeslutningsdato er kjent. Den generelle planen er beskrevet i tabellen nedenfor.

Tabell 1.1 – Generisk milepælsplan.

Milepæl	Beskrivelse	Fullført
MP01	Beslutning om videreføring	
MP02	Oversendelse av investeringssøknad	MP01 + 11 mnd
MP03	Prosjekt Sanksjon (DG3)	MP01 + 14 mnd
MP04	Fabrikasjon av undervannsutstyr	MP03 + 22 mnd
MP05	Fabrikasjon av rør	MP03 + 27 mnd
MP06	Boring av injeksjonsbrønn	MP03 + 17 mnd
MP07	Installering av undervannsutstyr fullført	MP03 + 32 mnd
MP08	Installering av rørledning fullført (krever værvindu i sommerhalvåret)	MP03 + 32 mnd
MP09	Idriftsettelse	MP03 + 33 mnd

2. Innledning

2.1 Bakgrunn og mandat

I et mandat fra Olje- og Energidepartementet (OED) fra november 2006 [17] ble Gassnova SF gitt i oppdrag å utrede transport- og lagringsløsninger for CO₂ fra Mongstad og Kårstø:

”OED gir med dette Gassco, Gassnova, OD og NVE sammen i oppdrag å utarbeide et beslutningsgrunnlag knyttet til transport- og deponeringsløsning for CO₂ fra Mongstad og Kårstø. Det bes om vurderinger av alternative transportløsninger og deponeringssteder. Det bes om at gruppen gir en anbefaling om hva de anser som den beste transport- og deponeringsløsninger fra henholdsvis Kårstø og Mongstad hvor det tas hensyn til kostnader, reservoarmessige forhold og teknologisk risiko. Anbefalingen skal ved valg av lokalisering og kapasitet i tillegg forsøke å ta hensyn til behov for deponering av CO₂ fra andre utslippskilder, som for eksempel fremtidige gasskraftverk. Løsningene som studeres skal være fleksible med hensyn til mulig fremtidig anvendelse av CO₂ til EOR.. Foruten de rent teknisk-økonomiske faktorer skal gruppen også gi OED råd vedrørende andre faktorer som i vesentlig grad kan påvirke tidsplanen for gjennomføringen og oppstart av deponeringsløsningen”.

Det ble i februar 2009 foretatt et konseptvalg av transport og lagring av CO₂ fra Kårstø, med rørtransport til Utsiraformasjonen og lagring i to alternative lokasjoner. Forprosjekteringsarbeidet er basert på konseptstudierapporten ”Transport og geologisk lagring av CO₂ fra Kårstø og Mongstad” [1].

2.2 Formål

Denne rapporten oppsummerer arbeidet som er utført i forprosjekteringsfasen av prosjektet ”Transport og Lagring av CO₂ fra Kårstø”. Hovedleveransene i rapporten er:

- Dokumentasjon av det tekniske arbeidet som er gjort med hensyn til transport- og lagerløsning
- Foreløpig drifts- og vedlikeholdsfilosofi
- HMS program (inklusive myndighetsplan)
- Gjennomførings- og anskaffelsesstrategi
- Tidsplan for prosjektgjennomføring (detaljprosjektering og byggefasen, inkludert oppstart)
- Risikoevaluering med tiltaksplan
- Kostnadsestimater

Rapport fra en forprosjekteringsfase skal kunne danne grunnlag for en eventuell investeringsbeslutning. Med bakgrunn i status for prosjektet som beskrevet i avsnittet over vil ikke denne rapporten fullt ut tilfredsstille kravet til et investeringsunderlag, og det vil derfor måtte gjøres noe mer arbeid i forkant av en slik milepæl. Dette innebærer også at kostnadsestimatene presentert i rapporten har en nøyaktighet som varierer mellom +/-20% og +/-30%. Beskrivelse av arbeidet som gjenstår, samt budsjett og tidsplan for dette arbeidet, er inkludert i rapporten.

2.3 Definisjoner og forkortelser

Forkortelser:

BAT- Best Available Technology

DNV- Det Norske Veritas

EOR- Enhanced Oil Recovery (EOR er en fellesbetegnelse for metoder for å øke mengden råolje som kan utvinnes fra et oljefelt)

HC- Hydrocarbon

HMS - Helse, miljø og sikkerhet

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change

IPR- Independent Project Review

KLIF- Klima- og forurensningsdirektoratet

KU- KonsekvensUtredning

MD- Miljødepartementet NVE- Norges Vassdrags og Energidirektorat

NORSOK- Norsk Søkels Konkurranseposisjon

OD- Olje Direktoratet

OED – Olje- og energidepartementet

PDO - Plan for Development and Operation (of a field, storage site)

PTIL - Petroleumstilsynet

PQP- Project Quality Plan

SACS Saline Aquifer CO₂ Storage

SSB - Statistisk Sentral Byrå

Definisjoner:

ALARP – As Low As Reasonable Practicable

CAPEX- Capital Expenditure. Byggekostnader

CLIMIT- CLIMIT-programmet er Gassnova og Norges forskningsråd sitt forskningsprogram for å stimulere teknologiutvikling innen CO₂-håndtering

Eclipse 100 - Eclipse 100 er et dataprogram fra Schlumberger som simulerer strømming i porøse medier (bergart). Programmet anvendes mest til simulering av olje og gass reservoarer, men kan også anvendes til simulering av CO₂ og vann.

KS1, KS2- Ref. states regelverk for økonomistyring og krav om ekstern kvalitetssikring av kostnadsoverslag og styringsunderlag. KS1: Kvalitetssikring av et konseptvalg ved fullført forstudie.

KS2: kvalitetssikring av kostnadsoverslag og styringsunderlag ved fullført forprosjekt, eller i detaljprosjekteringsfasen for enkelte prosjekter.

OPEX- Operational Expenditure. Driftskostnader

PETREL- Programvare som benyttes til tolkning av 2D og 3D seismikk

Plume- CO₂ plume. Utbredelse av CO₂

Rock compressibility - bergartskompressibilitet.

UTM ED50 sone 31- Universal Transversal Mercator - projeksjon (UTM) er et koordinatssystem. Norge dekkes av UTM-sonene 31 - 35, og sonebelte V og W. Ved å ta utgangspunkt i bokstavkombinasjonene for 100-kilometer rutene innenfor hvert sonebelte, kan man på en enkel måte angi en koordinat på grunnlag av hvert enkelt rutenett.

2.4 Prosjektorganisering

I de tidligere studiefasene i prosjektet har OD og NVE bidratt i henhold til mandat.

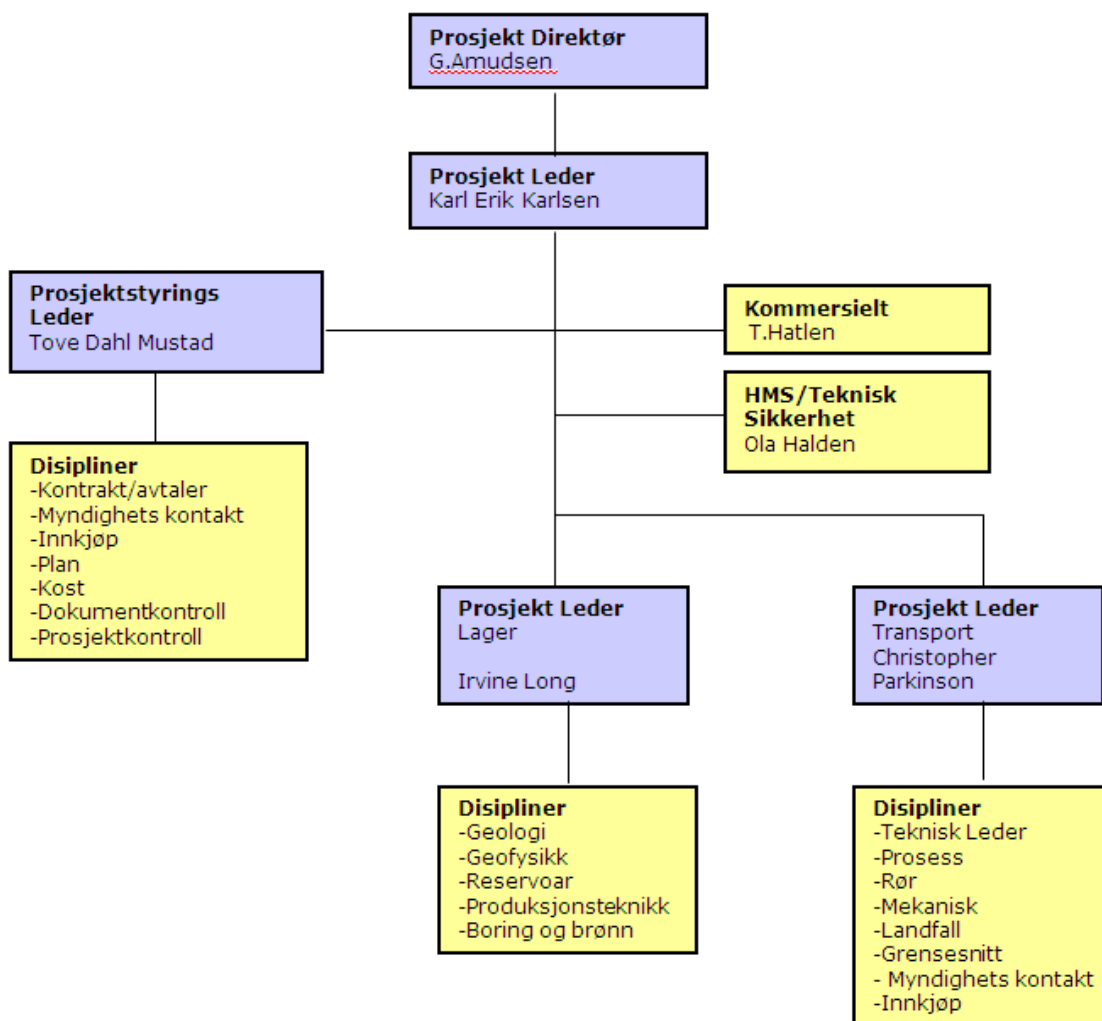
Forprosjekteringsfasen har imidlertid vært gjennomført som et samarbeid mellom Gassnova og Gassco.

Partene har mottatt separate tildelingsbrev direkte fra OED. Gassnova har imidlertid hatt et overordnet koordineringsansvar for oppdraget:

Gassnova SF: Ansvarlig for prosjektledelse og gjennomføring av prosjektet, samt leveranser til OED. Ansvarlig for teknisk arbeid tilknyttet undergrunn og subsea med tilhørende kostnadsestimater. Arbeidet utføres ved hjelp av Ross Offshore, som utfører det tekniske undergrunnsarbeidet med personell integrert i Gassnovas prosjektorganisasjon. Når det gjelder arbeidet med forprosjektering av subsea løsningene, er dette utført av Aker Solutions, med Ross Offshore i rollen som en såkalt "Owners Engineer" med oppfølgingsansvar mot Aker Solutions.

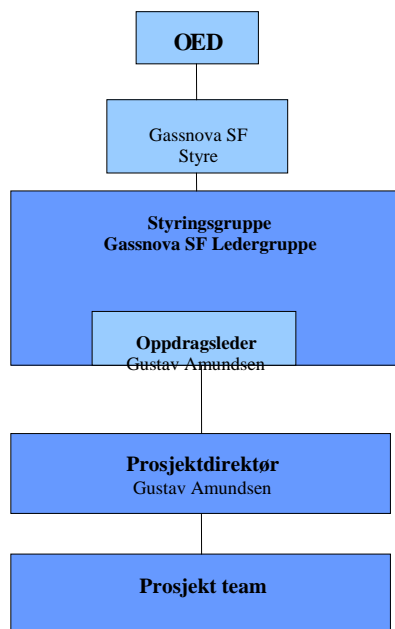
Gassco: Ansvarlig for teknisk arbeid knyttet til transport, inklusive rørtrasé, landfall og kobling mot fangstanlegg, med tilhørende kostnadsestimater.

Overordnet organisasjonskart er vist i figuren under, mens mer detaljerte organisasjonskart er gitt i vedlegg 1- 3.



Figur 2. 1 – Overordnet organisasjonskart

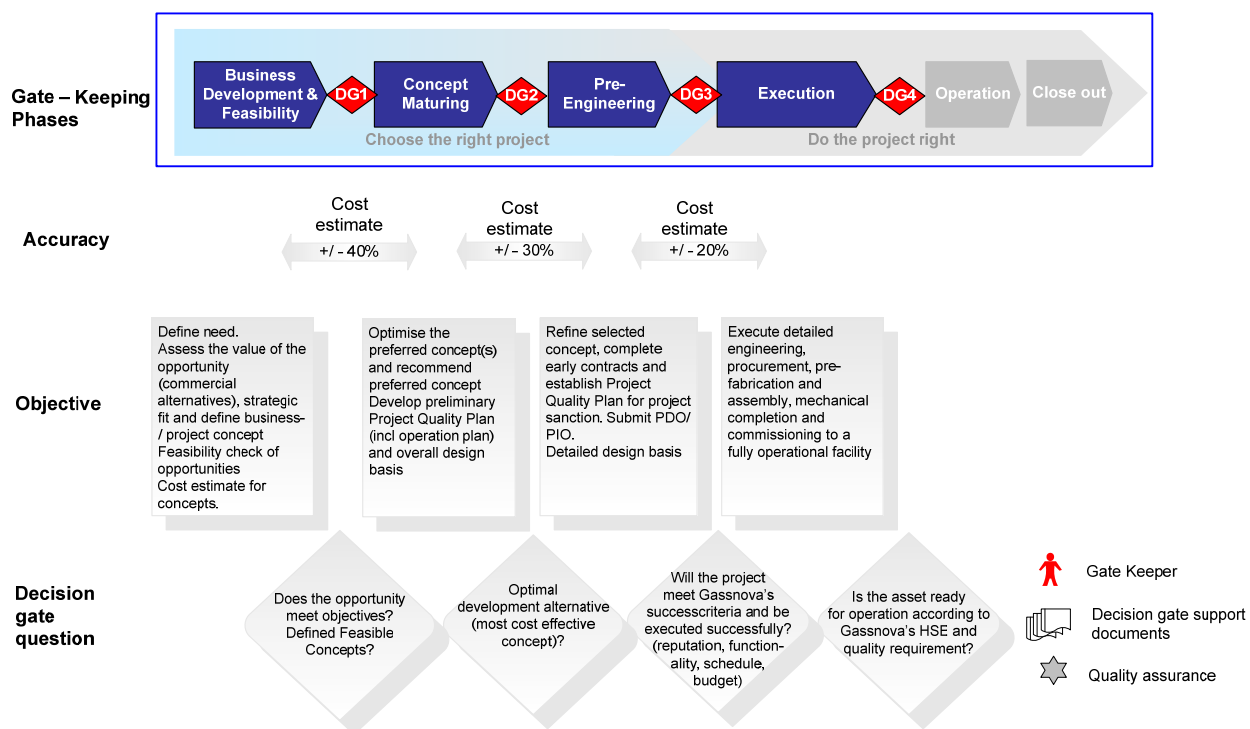
Gassnovas ledergruppe har fungert som styringsgruppen for prosjektet, og prosjektet har rapportert fremdrift og foreløpige resultater til OED via styret i selskapet. Oppdragsleder (prosjektdirektør i Gassnova) har vært kontaktpunktet for Prosjektleder inn mot styringsgruppen.



Figur 2.2 - Organisering av prosjektets styringsgruppe og rapportering til Olje- og energidepartementet

2.5 Styringsstrategi

Forprosjekteringsfasen har vært utført i samsvar med Gassnovas prosedyre for prosjektgjennomføring ”Project Governing Manual”, se figur 2.2 [2]



Figur 2.3 - Flytskjema for Gassnovas modell for prosjektgjennomføring [2]

Når det gjelder styringsstrategi er følgende prioriteringer førende for gjennomføringen av prosjektet:

- | | |
|---------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. HMS: | Gjennomføre prosjektet uten skader på personer, miljø eller utstyr. |
| 2. Risiko: | Utarbeide et konsept for transport og lagring av CO ₂ hvor tilstrekkelig lagringssikkerhet kan demonstreres. |
| 3. Kvalitet: | Utarbeide et konsept for transport og lagring av CO ₂ med kapasitet til å håndtere volumene fra kildene på Kårstø. |
| 4. Tid: | Utarbeide et konsept for transport og lagring av CO ₂ som er samordnet med fremdriftsplanen til fangstanlegget på Kårstø |
| 5: Kost: | Utarbeide et konsept for transport og lagring av CO ₂ med lavest mulig tiltakskostnader. |

3. Forutsetninger og grensesnitt

3.1 CO₂ volum

I studiefasen ble det anbefalt å basere det videre forprosjekteringsarbeidet på en 12 tommers rørledning, (kapasitet 2, 8 millioner tonn per år). Fangstanlegget på Kårstø har kapasitet til å håndtere 1,1 millioner tonn CO₂ per år. En designkapasitet på 2,8 millioner tonn per år er imidlertid valgt for å legge til rette for håndtering av mulige fremtidige volumer fra gassprosesserings-anlegget på Kårstø og andre potensielle kilder i området.

3.2 Grensesnitt

CO₂ fra fangstanlegget på Kårstø skal transporteres via rørledning til Utsira Sør formasjonen, og injiseres via en havbunns manifold. Grensesnitt mot fangstanlegget på Kårstø vil være flensen nedstrøms målestasjon og nødavstengningsventil etter fangstanlegget. Nærmere beskrivelse av grensesnitt er dokumentert i Gasscos designbasis for rørledningen [10].

3.3 Designbasis

Det er utarbeidet separate designbasis dokumenter for transport, subsea og lager [4],[5], [10] og [18]. En koordinering mot fangstanleggets designbasis er gjort [?].

CO₂ gassen fra fangstanlegget vil bli behandlet før den forlater anlegget for å imøtekomme spesifikasjonskravet til transport og lagring av CO₂, heretter kalt transportspesifikasjonen, ref. tabell 3.1. Det er i så måte viktig at fangstanlegget etablerer en produktspesifikasjon med tilstrekkelig margin til transportspesifikasjonen for å sikre tilstrekkelig renhet på CO₂ gassen. Gassen vil bli komprimert, samt analysert med hensyn til de ulike komponentene i leveransespesifikasjonen før den går inn i transportledningen.

Tabell 3.1 - CO₂ Transport og lagring [4]

Design spesifikasjon	Enhet	Spesifikasjon
Nitrogen	mol %	<0.04
Vann	ppm (wt)	<50
H ₂ S	ppm (wt)	<100
Oksygen	ppm (wt)	<10
NH ₃		Trace
Amin		Trace
Andre komponenter		¹
CO ₂	%	> 99.6

¹ Tilstedeværelse av andre komponenter må aksepteres.

Det foregår kontinuerlig teknologikvalifisering for å tette kunnskapsgapet om CO₂. Det er utført studier som tilsier at større mengder O₂ i CO₂strømmen kan aksepteres uten at det blir korrosive innvirkninger på rørledningen. Vanninnholdet kan trolig også tillates noe høyere over kortere tidsperioder. Det er videre iverksatt studier for å avklare innvirkningen av høyere CO₂ og vanninnhold i akvifere lager [24]. Det er så langt ikke funnet uheldige følger på akvifere lagerformasjoner av disse komponentene.

I det videre arbeidet er det anbefalt at det fremkommer en felles design spesifisering for fangst, transport og lager. Dette er ønskelig for å redusere kostnaden med kondisjonering av CO₂strømmen før den forlater fangstanlegget. Vanntørking og O₂ fjerning er kostnadskrevede og energikrevende prosesser som søkes unngått.

Overordnede krav til design:

- Arbeidet skal gjennomføres uten skader på mennesker, miljø og utstyr
- Lagringssikkerhet og risiko for migrasjon til overflaten må kunne dokumenteres
- Levetid på 50 år for alle deler av transport- og lagringssystemet (systemintegritet)
- CO₂ strømmen søkes opprettholdt i superkritisk tilstand i hele systemet.
- Maksimum eksporttrykk fra Kårstø er satt til 200 bar (g).
- Krav til tilgjengelighet og oppetid på systemet må imøtekomme fangstanleggets driftsmønster.

4. Teknisk beskrivelse

4.1 Innledning

Forprosjekteringsfasen i prosjektet Transport og Lagring omfatter modning av et konsept med rørtransport i 12 tommers rør fra fangstanlegget på Kårstø til Utsira Sør (blokk 16/11, åpent område), med injeksjon via to havbunnsbrønner og brønnkontrollutstyr plassert på Draupner E.

4.2 Valg av lagringslokasjoner

Sleipner A plattformen har vært vurdert som alternativ for lagring av CO₂ fra Kårstø. Det er gjort utredninger for å trekke ombord en rørledning fra Kårstø, samt bruk av plattformens eksisterende infrastruktur, til å injisere volumene fra Kårstø 1,1 millioner tonn per år. Alternativet har ikke blitt fullt ut vurdert teknisk. Det ble initiert en studie for å utrede inntrekking av den valgte 12 tommers rørledningen til Sleipner A plattformen. Det ble gjort utredninger som tilsa at inntrekking av røret i de eksisterende J-rør ikke hadde tilstrekkelig dimensjon for sikker inntrekking av en 12 tommers rørledning. Det ble ikke videreført studier for å utrede alternative løsninger, slik som montering av dyre eksterne inntrekkingsrør. Det er heller ikke utredet lagringskapasitet for 2,8 millioner tonn i undergrunnen ved Sleipner plattformen. Sleipner Lisensen har i brev av 7.09.2009 [16] anbefalt at Gassnova utreder løsninger som ikke innebærer noen utbygging på Sleipner plattformen. Brev fra Sleipner Lisensen samt rapport Gassnova Sleipner CO₂ injeksjon[14] er vedlagt denne rapporten.

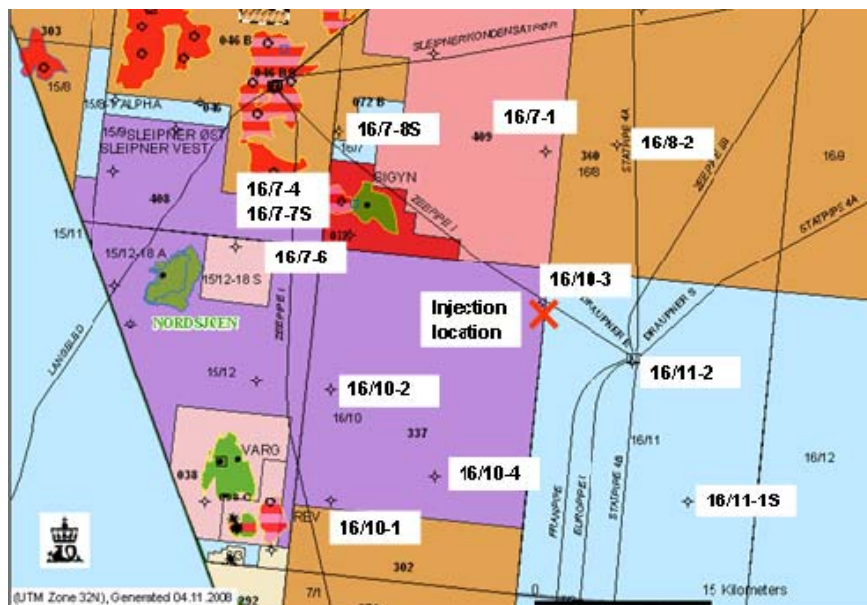
4.3 Lagring

Utredning og forprosjektering av Utsira Sør som lager for CO₂ volumet fra Kårstø er utført av Gassnovas Owners Engineer, Ross Offshore. Dette avsnittet er således basert på deres rapport [12]:

I arbeidet med CO₂ lager for Kårstø ligger følgende hovedkriterier til grunn:

- Formasjonens forseglingssegenskaper (for å sikre permanent lagring av CO₂)
- Formasjonens sandinnhold og kvalitet (for å sikre tilstrekkelig injektivitet og lagringskapasitet)
- Formasjons dybde og trykkforhold (for å sikre at lagret CO₂ opprettholder superkritisk eller "dense phase" tilstand)
- Antall og lokasjon av forkastninger (representerer en risiko for migrasjon til overflaten)
- Konflikt med eksisterende olje- og gassproduksjon

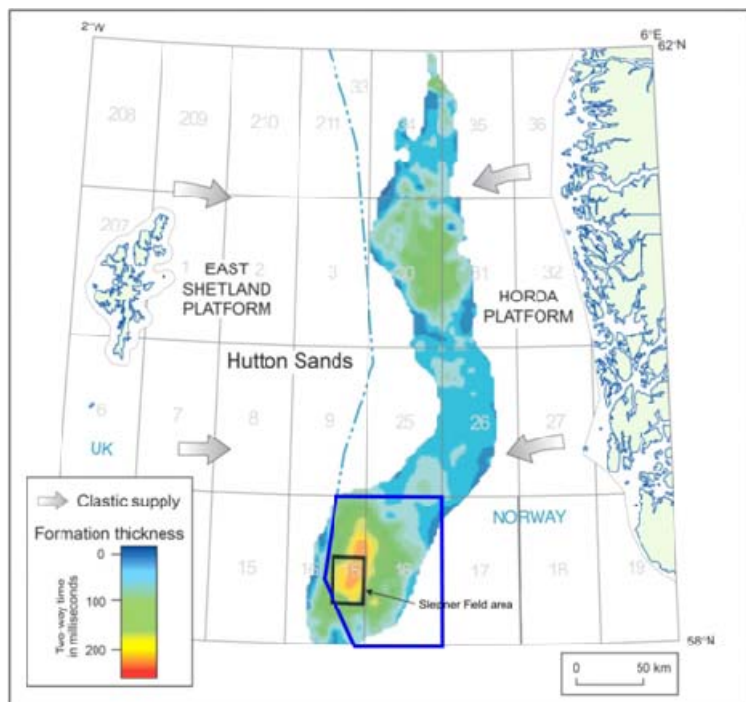
Utsiraformasjonen som lagringssted for CO₂ er velkjent fra CO₂ injeksjon på Sleipner gjennom 12 år. Formasjonen er påvist med en rekke utforskningsbrønner slik at brønninformasjonen i det aktuelle injeksjonsområdet er relativt god. Arbeidet med evaluering av Utsira Sør formasjonen er basert på tilgjengelige og frigitte seismikk- og brønnndata fra Oljedirektoratet.



Figur 4.1- Oversikt eksisterende brønner i Utsira-området og aktuelt injeksjonspunkt[12].

4.3.1 Geologiske forhold

Utsira formasjonen strekker seg over et område på omlag 25.000 kvadratmeter, fra området rundt Statfjordfeltet i den nordlige delen av Nordsjøen ned til Sleipner området, omtrent 400 kilometer lenger sør. Formasjonen varierer i kvalitet fra fin sand til leire, i hovedsak ukonsolidert. Utsira Sør ligger på 800-1100 meter under havbunnen, mens de midtre og nordlige delene av formasjonen ligger på henholdsvis 300-600 og 1000 meters dyp. Tykkelsen av den sandholdige delen av formasjonen varierer fra 0 til 300 meter, og den tynner ut både mot øst og sør. Mot sør forekommer en fase-overgang fra sand til leire uten at det har vært mulig å identifisere en såkalt "pinch out" på grunnlag av seismiske data. Ifølge beregninger basert på diverse petrofysiske logger varierer porøsiteten fra 25-40%. Utbredelsen av Utsira formasjonen er illustrert i figuren under. Området innrammet i blått representerer området som er omfattet av denne forprosjekteringsfasen, referert til som Utsira Sør.



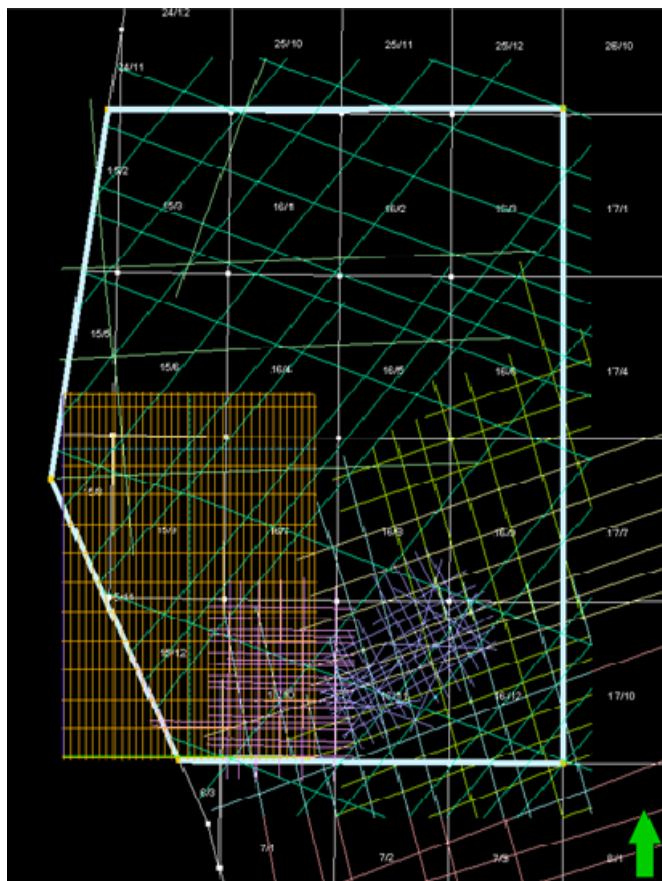
Figur 4.2 - Illustrasjon av tykkelsen av Utsira formasjonen [12].

Forseglingen over Utsira formasjonen varierer mellom 500 og 1500 meter i tykkelse, med en tykkelse på over 800 meter de fleste steder. Den forseglende bergarten består stort sett av leirstein og ukonsolidert leire. Forkastningsanalyser identifiserer flere store og mindre forkastninger, men kun noen få av disse er gjennomgående vertikalt gjennom det aktuelle området, og den overliggende forseglende bergarten vurderes som sikker.

Etablering av geo-modell

Selv om det finnes en rekke brønner som penetrerer Utsira formasjonen, er det forholdsvis få brønner i det området som utredes med hensyn til CO₂ injeksjon. Det er imidlertid foretatt en gjennomgang av tilgjengelige brønndata og det er gjort et utvalg av gode brønndata for å kunne etablere en representativ profil fra Sleipner området i vest til injeksjonspunktet i blokk 16/11. Data fra 17 utvalgte, av i alt 96 evaluerte brønner, er benyttet som datagrunnlag i geologi- og reservoarmodellene. Brønnene som er benyttet gir informasjon om svært varierende sandkvalitet i området.

Både 2D og 3D seismikk har vært tilgjengelig for arbeidet med tolkning av Utsira formasjonen. Kvaliteten på 2D seismikk (6 surveys) er generelt god, mens 3D dataene (2 surveys), som dekker den sørvestlige delen av området som utredes, er av varierende kvalitet og har enkelte "hull". Reflektoren som identifiserer toppen av Utsira er godt definert. Reflektoren som definerer bunnen av Utsira er av varierende kvalitet, mens havbunnen er veldefinert i området dekket av 2D seismikk seriene og 3D serien. Seismikk- og brønndata er benyttet til etablering av et dybdekonvertert kart som viser topp og bunn av Utsira som igjen danner grunnlaget for å bygge geo-modellen over Utsira Sør området.



Figur 4.3 - 2D og 3D seismikk dekning i området av Utsira Sør som utredes [12].

Geo-modellen er basis for reservoarmodellene som benyttes for vurdering av volum og trykkoppbygning i formasjonen. De to dybdekonverterte overflatene (Top Utsira og Base Utsira) er benyttet som input til modellen i Petrel. Modellen dekker kvadrant 15 og 16, tilsvarende et område på 9020 kvadratmeter.

Risiko for migrasjon fra formasjonen

Når det gjelder vurdering av injeksjonspunkt har kravet om ”sikker lagring” i henhold til EU-direktivet [19] vært førende. Et injeksjonspunkt i nærheten av området, tidligere studert av SINTEF, er valgt i blokk 16/11 (nær grensen til blokk 16/10). I dette området er faren for migrasjon via forkastninger lav, og Utsira formasjonen ligger tilstrekkelig dypt til å opprettholde injisert CO₂ i superkritisk tilstand. Følgende ”lagringsmekanismer” er dominerende:

1. Injisert CO₂ fortrenger saltvannet i formasjonen og fyller mellomrommene mellom porene og sandkornene i sandsteinen. Dette er en stabil og langsiktig lagringsform.
2. Noe CO₂ vil også løse seg i saltvannet. Oppløst CO₂ vil få en tetthet som er høyere enn saltvann og vil migrere mot bunnen av formasjonen.

Top Utsira reflektoren er intakt og har ingen indikasjoner på forkastninger i området rundt det foreslåtte injeksjonspunktet. Andre områder har imidlertid den overliggende bergarten, såkalt "overburden" indikasjoner på deformasjoner med begrenset styrke og potensial for migrasjon. Trykkoppbygningen i formasjonen bør derfor overvåkes nøye.

De geofaglige evalueringene av Utsira Sør som lager for CO₂ er basert på kriteriene i EU- direktivet [19]. Lagringskomplekset er, som direktivet krever, definert som reservoar med omkringliggende geologiske områder (forsegling og deformasjoner), hvor de grunnere forseglingsformasjonene er svært viktige, og vil ha betydning for sikkerheten og vurdering av egnethet.

Basert på tolkning av tilgjengelige seismiske data og brønndata, samt evaluering av risiko for migrasjon vurderes Utsira Sør som en sikker formasjon for lagring av CO₂.

4.3.2 Reservoar teknologi

Basert på geo-modellen har det blitt bygget tre ulike reservoarmodeller for simulering av trykkoppbygning og utbredelse av CO₂-plumen. Simuleringene er utført ved hjelp av dataprogrammet Eclipse 100. Det er valgt å benytte en såkalt "Black oil" modell i stedet for en modell basert på komposisjonell sammensetning med PR (Peng Robinson) eller SRK (Soave Redlich Kwong) tilstandsligning. Modellen er basert på data fra SINTEF som har utviklet en svært sofistikert multi-parameter tilstandsligning og som er fintunet med hensyn til fase egenskapene til CO₂ ved aktuell reservoar temperatur. Simuleringer basert på denne "Black oil" modellen gir et noe mer konservativt resultat enn en komposisjonell modell, siden det ikke tas hensyn til mekanismer som -ionisk binding av CO₂ og lignende.

De tre ulike modellene har ulik utstrekning med hensyn til areal og oppløsning (grid resolution). Den største modellen dekker hele Utsira Sør området, og er forholdsvis grov. Modellen er imidlertid detaljert nok til å kunne studere trykkoppbygning i reservoaret. Den andre modellen dekker omtrent 1500 kvadratmeter i området rundt injeksjonspunktet. Denne modellen har blitt benyttet for å studere utbredelsen av CO₂ plumen. Den minste modellen dekker et lite område rundt injeksjonspunktet (mindre enn forventet utbredelse av CO₂ plumen). Modellene består av fire lag med Utsira sand, med skiferlag mellom. Hvert sandlag er deretter delt inn i ytterligere lag i modellen. Permeabiliteten til skiferlaget er justert og tilpasset utbredelsen av CO₂ plumen fra CO₂ injeksjon fra Sleipner A plattformen.

Den største og mellomstore modellen er benyttet til å simulere ulike sensitiviteter med hensyn til CO₂ injeksjonsvolum; fra 1,1 til 2,8 millioner tonn CO₂ per år. En rekke andre sensitiviteter har også blitt simulert, med henblikk på hvilket lag i formasjonen det injiseres i, avgrensning av formasjonen, heterogenitet med hensyn til egenskapene i de ulike lagene, løselighet i vann og "rock compressibility". Samtlige simuleringer er basert på en injeksjonsperiode på 50 år.

Risiko for migrasjon av CO₂ utover det "geologiske komplekset, det vil si området som er studert som en del av dette forprosjekteringsarbeidet, stiger med økende injeksjonsrater. Dette som et resultat av høyere trykkoppbygning og faren for å overstige oppsprekkingstrykket til takbergarten, samt utbredelse av plumen til områder med forkastninger som potensielle mpunkter.

Med et gjennomsnittlig injeksjonsvolum på 2,8 millioner tonn per år viser simuleringene en trykkoppbygning på 15 bar (med en sikkerhetsmargin på 50%). Dette anses som akseptabelt og i henhold til krav i EU-direktivet [19]. Høyere injeksjonsvolumer kan muligens aksepteres over tid, spesielt dersom trykkoppbygningen i reservoaret skulle vise seg å bli lavere enn estimert. Over en tidsperiode på 5000 år antas CO₂ plumen å være begrenset til området som er vurdert med hensyn til forkastninger og

brønnintegritet som en del av dette forprosjekteringsarbeidet. EU direktivet [19] setter krav til overvåking av reservoaret, både for å følge med på trykkoppbygning over tid og utbredelse av CO₂ plumen. Alternative injeksjonsmuligheter og mulige trykkavlastningstiltak bør også vurderes.

4.3.3 Produksjonsteknologi

Geokjemi

Mulige kjemiske reaksjoner mellom injisert CO₂, formasjonsvann og Utsira sand er studert via et samarbeidsprosjekt mellom flere forskningsmiljøer, kalt SACS. Hovedkonklusjonen fra dette arbeidet er at det ser ut til å være begrenset reaksjon mellom injisert CO₂ og Utsira sand, uten signifikant endring av porøsitet. Det ble heller ikke funnet direkte tilstedeværelse av sekundære avleiringer. Når det gjelder takbergarten er det også her foretatt enkelte studier av kjerneprøver, som konkluderer med at injisert CO₂ vil ha svært begrenset effekt på takbergarten (i hovedsak på grunn av lite kalsium i takbergarten). Langtidseffekten av CO₂ på takbergarten er imidlertid et område som studeres videre [15].

Trykk og temperatur på brønnhodet

For å unngå problemer med tofasestrømning og slugging (støtvis strømning) i rørledningen er det viktig å holde CO₂ i superkritisk tilstand. På grunn av rørledningen vil CO₂ strømmen nå omgivelsestemperatur på 5 – 7 ° C ved brønnhodet. Utløpstrykket fra rørledningen bør således ikke være lavere enn 53-55 bar. En strupeventil vil bli installert ved brønnhodet. I tillegg kan det installeres en strupeventil nede i brønnen for å opprettholde enfase både i rørledningen og nede i brønnen. Installasjon bare ved brønnhodet vil medføre tofase strømning i brønnen. Erfaring fra Sleipner tilsier at dette ikke vil ha betydning for brønnens levetid, slik at dette vil være å foretrekke fremfor en fjernstyrt nedihulls ventil som vil være vanskelig tilgjengelig for vedlikehold.

Program for CO₂ måling og overvåking av reservoaret

Lagringsdirektivet fra EU [19] setter krav både til overvåkingsprogram og dokumentasjon av mengde og kvalitet på CO₂ strømmen som injiseres. Overvåkingsprogrammet skal baseres på en risikoanalyse slik at dette kan tilpasses oppfølging av de mest kritiske elementene (potensielle lekkasjepunkter, trykkoppbygging, utbredelse av CO₂ plum og så videre). Planen for overvåkingsprogrammet skal inneholde en baselinje (det vil si status før start av CO₂ injeksjon), oppfølging i driftsfasen og overvåking etter at lageret stenges ned som følge av at CO₂ injeksjonen avsluttes. Før CO₂ injeksjonen startes må det derfor foreligge 3D seismisk dekning over området (inkludert området for antatt utbredelse av CO₂ plumen), trykk-, temperatur og pH-målinger med mer.

I driftsfasen vil overvåkingsprogrammet omfatte både kontinuerlige og periodiske målinger. Nedihulls trykk- og temperatur og CO₂ strømningsrate, samt havbunnsstrukturene vil overvåkes kontinuerlig, mens innhenting av 3D seismikk og geofysiske logger og andre undersøkelser vil gjennomføres i henhold til en fastsatt frekvens. Intervall for innhenting av 3D seismikk bør tilpasses etter hvert som man får oversikt over utviklingen av CO₂ plumen. Etter at CO₂ injeksjonen er avsluttet, vil overvåkingsprogrammet stort sett bestå av innhenting av 3D seismikk som basis for etablering av 4D dekning over området.

I tillegg til overvåking av reservoaret, av sikkerhetsmessige årsaker, vil det være nødvendig å utføre en rekke målinger for å dokumentere at transport- og lagring av CO₂ gjøres i henhold til EUs kvotehandelsordning. Lagringsdirektivet setter krav både til nøyaktighet for målinger av CO₂ injeksjonsrater, lekkasjerater og hvordan sammensetningen av gassen skal måles. Hovedprinsippet for fastsettelse av injisert mengde CO₂ er å multiplisere målt CO₂ konsentrasjon med strømningsrate. Det er

foreslått at måling av CO₂ konsentrasjon gjøres på land, mens mengde CO₂ injisert måles i forbindelse med havbunnsutstyret. Dersom andre kilder utover CO₂ volumet fra fangstanlegget skal transporteres og lagres, må dette revurderes for å tilfredsstille kravene i lagringsdirektivet [19]. Det vil bli vurdert strømningsraten også skal bli målt ved hjelp av fiberoptisk måleutstyr nede i brønnen, som back-up til målingen på havbunnsutstyret. Alle data skal lagres permanent.

4.3.4 Bore- og brønntekniske forhold

Brønnekonseptet som er utviklet for injeksjon er basert på kriteriet om en levetid på 50 år, med fokus på design som gir en robust brønn (med minimale risiko for lekkasje til overflaten gjennom selve brønnen) som også er ukomplisert å bore og vedlikeholde. Det er planlagt to injeksjonsbrønner, hvorav en til enhver tid vil bli benyttet for injeksjon og den andre vil være en back-up. Lengden på brønnene er optimalisert og designet å være så korte som mulig, samtidig som de fortsatt tilfredsstiller krav til eksponering av reservoaret. Dette har en positiv effekt på varighet og kostnader forbundet med boreoperasjonen.

Siden det allerede foreligger informasjon fra en rekke brønner boret gjennom Utsira formasjonen, er det besluttet å ikke bore en verifikasjon/utforskningsbrønn i forkant av injeksjonsbrønnen. Den første av injeksjonsbrønnene vil imidlertid inkludere et såkalt ”pilot hull” som en sikkerhet i tilfelle man under boreoperasjonen skulle treffe på grunn gass. Denne piloten er planlagt å forlenges ned til formasjonen som ligger under Utsira, for å kunne innhente nye og lokale brønndata. Under boreoperasjonen er det planlagt blant annet å hente opp vannprøver og kjerneprøver, både fra takbergarten og i Utsira reservoaret.

Boring av injeksjonsbrønner

Riggen som skal gjennomføre boreoperasjonen må være godkjent på norsk sokkel. Boreoperasjonen skal foregå på kun 75 meters vanddyb og det er derfor hensiktsmessig å benytte en såkalt ”jack-up” borerigg. Slike borerigger er mer sårbare med hensyn til været når det gjelder mobilisering og demobilisering. Alternativt kan også en halvt nedsenkbar rigg benyttes, og havbunnsutstyr og området havbunnsutstyret skal plasseres vil forberedes for begge riggtyper.

Begge brønnene skal bores gjennom en havbunnsplassert brønnramme. Første del av boreoperasjonen er foreløpig planlagt i sommerhalvåret året før rørledningen legges, noe som er hensiktsmessig med hensyn til værforhold og for å unngå konflikt med operasjoner i forbindelse med legging og inntrekking av rørledning til havbunnsutstyret. Optimalisering av rekkefølgen på de ulike operasjonene må imidlertid gjøres etter at det er inngått kontrakt om en borerigg og tidsrammen er klarere. Boring av de siste 400 meter av brønnen og komplettering gjøres etter installasjon av rørledningen.

En rekke risikofaktorer er evaluert i forbindelse med planlegging av boreoperasjonen. Det er liten risiko for grunn gass i området hvor injeksjonsbrønnene skal bores. Alle ordinære forholdsregler i forhold til faren for grunn gass tas imidlertid likevel, og det er planlagt en seismikk undersøkelse for å identifisere grunn gass i forkant av operasjonene. Det forventes heller ikke problemer med hensyn til hardheten til havbunnen under boreoperasjonen, derimot er det en viss fare for å treffe leirseksjoner i selve Utsira formasjonen med påfølgende risiko for kollaps av borehullet og at rør kan sette seg fast. Borehastighet og retning er således spesielt viktig ved boring i selve Utsira formasjonen. Det kan også oppstå problemer med å oppnå den planlagte retningsboringen i starten av boreoperasjonen. En annen viktig faktor er valg av sementeringsløsning, siden sementen vil bli eksponert for CO₂ og således må ha tilstrekkelig kvalitet til å hindre fremtidige lekkasjer av CO₂.

Detaljer rundt design av injeksjonsbrønner/brønnbaner og utførelse av selve boreoperasjonen og kompletteringen mm. finnes i rapporten "Utsira South Subsea Development Report" [12]. Rapporten inneholder også en plan for midlertidig og permanent nedstengning av brønnen etter endt injeksjonsperiode.

Vurdering av eksisterende brønner i området

Eksisterende, forlatte brønner i området hvor det forventes en utbredelse av CO₂ plumen kan potensielt representere en risiko for lekkasje av CO₂. Det er derfor foretatt en gjennomgang av brønner i området med hensyn til hvilke som sannsynligvis vil bli eksponert for CO₂ plumen i løpet av injeksjonsperioden og en vurdering av brønnintegritet.

Den gamle utforskningsbrønnen 16/10-3 er det eneste borehullet som forventes eksponert for CO₂ plumen i løpet av injeksjonsperioden. Denne brønnen har kun en enkelt barriere mellom Utsira og havbunnen og oppfyller således ikke kravene i standarden NORSOK D-10 (rev.3). Videre er det benyttet en sementkvalitet som vil kunne degradere og utsettes for korrosjon. Sannsynligheten for at større mengder CO₂ skal lekke langs borehullet til brønnen anses likevel som svært liten, og overvåking av brønnen blir inkludert i overvåkingsprogrammet for CO₂ lageret. Dersom det skulle vise seg å oppstå lekkasje av CO₂ fra denne brønnen, er det mulig å utføre en reparasjonsjobb i brønnen for å bringe brønnintegriteten opp til det nødvendige nivå.

Brønn 16/8-2 kan bli eksponert for CO₂ plumen etter en periode på 400-1000 år etter oppstart av CO₂ injeksjon. Denne brønnen vurderes å være i forholdsvis dårlig forfatning med hensyn til brønnintegritet, og bør evalueres nærmere før en eventuell oppstart av injeksjon av CO₂ i Utsira Sør.

4.3.5 Utbyggingsløsninger feltinstallasjoner

Forprosjektering av havbunnsutstyret er utført av Aker Solutions [18]. Havbunnsutstyret er planlagt plassert på 75 meters vanddyp i ulisensiert område (blokk 16/11) med de eksakte koordinatene 461335 E, 6452050 N (iht UTM, ED 50 zone 31). Avstanden til Kårstø og fangstanlegget er om lag 236 kilometer. Det er også tilrettelagt for tilknytning subsea av en eventuell fremtidig rørledning fra Mongstad.

Havbunnsutstyret planlegges videre plassert i god avstand fra Zeepipe 1, for å tilrettelegge for oppankring av en halvt nedsenkbar rigg over brønnramme og havbunnsutstyr. Foreløpige undersøkelser viser at havbunnen i området er forholdsvis jevn, hovedsakelig sand og silt. Det er også forberedt en alternativ plassering som en back-up løsning i samme området.



Figur 4.4 - Illustrasjon av havbunnsutstyr (subsea template og manifold) [12]

Det er utført en teknisk konseptstudie for tilknytning til Draupner E plattformen for styring av havbunnsinstallasjon og brønner [8]. Gjennom denne studien er det identifisert et behov for installasjon av et nytt plattformdekk, mens navlestrengen kan trekkes inn via en eksisterende J-tube. Konseptstudien konkluderer med at en tilknytning til Draupner E er teknisk gjennomførbar, dette konseptet må imidlertid utredes videre til tilstrekkelig nivå for et investeringsunderlag.

Flere ulike metoder for installasjon av havbunnsutstyret er utredet. Aktuelle alternativer er enten å slepe ut brønnrammen hengende under et fartøy og deretter låre rammen forsiktig ned på havbunnen på ønsket lokasjon, eller å plassere brønnrammen på dekk av et tungt konstruksjonsfartøy som heiser rammen på plass. Endelig valg av metode vil avhenge av pris og tilgjengelighet av ulike fartøyer på det aktuelle tidspunktet for installasjon.

4.3.6 Oppsummering og anbefalinger om videre teknisk arbeid for CO₂

De geofaglige og reservoarmessige vurderingene som er gjort i forprosjekteringsfasen konkluderer med at Utsira Sør er kvalifisert som lager for injeksjon av 2,8 millioner tonn CO₂ per år, med en maksimal tillatt trykkoppbygning på 15 bar. CO₂ lageret vurderes da å tilfredsstille kravene i EU-direktivet med hensyn til “no significant risk of leakage” og “no significant environmental or health impacts are likely to occur” [19]. Overvåking av reservoaret er imidlertid svært viktig, spesielt med tanke på risiko for lekkasje gjennom takbergarten over formasjonen. Injeksjon av volumer utover 2,8 millioner tonn per år, eller høyere trykkoppbygning enn det som er lagt til grunn i dette arbeidet, kan muligens tillates over tid. Beslutning om dette kan imidlertid ikke tas før det foreligger erfaringsdata etter overvåking av formasjonen etter oppstart av injeksjon.

Som nevnt innledningsvis, gjenstår det imidlertid noe arbeid for å bringe det teknisk arbeidet med hensyn til en lagerløsning opp på et tilstrekkelig nivå for å kunne danne grunnlaget for en eventuell investeringsbeslutning. De tekniske aktivitetene er beskrevet i kapittel 11, mens varighet og budsjett er angitt i kapittel 6.5.

4.4 Transport

Gassco har utført forprosjektering [9] av et rørlednings system for transport av CO₂ fra det planlagte fangstanlegget på Kårstø til lagringslokasjon i Utsira Sør formasjonen i Blokk 16/11, 7 km vest for Draupner-plattformen. Prosjekteringen omfatter i tillegg til rørledning og landfall på Kårstø, en rørledning over land mellom fangstanlegget og stasjonen med rørledningsutstyr ved landfallet.

4.4.1 Beskrivelse av installasjoner på land

I forbindelse med transportsystemet er det behov for utstyr på Kårstø for klargjøring og oppstart av rørledningen. Det vil under drift være mulig å sende pluggen fra Kårstø til bunnrammen på Utsira Sør for å rense røret og for å kartlegge tilstanden til røret spesielt med hensyn til eventuell korrosjon. En sikkerhetsventil ved landfallet vil gjøre det mulig å isolere Kårstø-anlegget fra rørledningen til havs ved en nødssituasjon, eksempelvis CO₂ lekkasje fra landrøret. Arrangement og landfallsstasjon er vist i Figur 4.5.

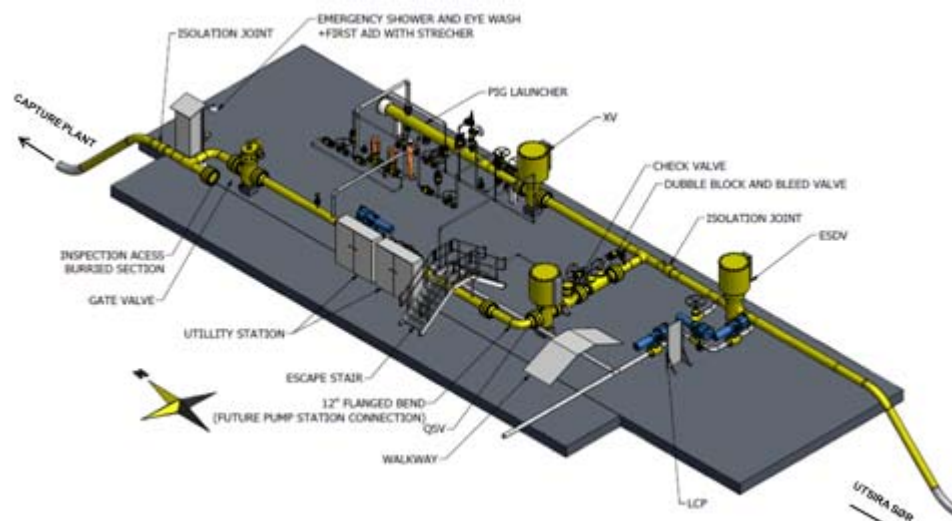
Det vil være avgjørende for sikker drift av undervannsdelen av rørledningssystemet at innvendig korrosjon unngås. Landrøret mellom fangstanlegget og landfallsstasjonen vil bli bygget med korrosjonsbestandig stål. Den resterende rørledningen vil bli bygget i ikke-korrosjonsbestandig materiale (svart stål). Vanninnhold og andre urenheter i CO₂ strømmen vil, når den forlater fangstanlegget, bli kontinuerlig overvåket. Dersom det oppstår avvik som kan føre til korrosjon i rørledningen, eksempelvis for høyt vanninnhold, vil CO₂ strømmen automatisk bli avstengt før den kommer inn i den undersjøiske delen av rørledningen, og vil om nødvendig føres til trykkavlastningssystemet og sluppet ut i atmosfæren.

Det er prosjektert et eget område for kontrollert trykkavlastning av rørledningen som under drift inneholder cirka 13 000 tonn CO₂. Det vil være nødvendig å ha mulighet for kontrollert trykkavlastning av rørledningen, for eksempel dersom det skal utføres en reparasjon. I så fall må innholdet i rørledningen slippes ut til atmosfæren. Området ligger i god avstand fra annet utstyr og aktiviteter på Kårstø på grunn av støy problematikk og behov for å blande ut CO₂ til en akseptabel konsentrasjon når den slippes ut. Trykkavlastning av rørledningen vil være en planlagt aktivitet og må gjennomføres på en kontrollert måte slik at en unngår lave temperaturer i rørledningen. Basert på Gassco sin erfaring fra drift av gassrørledninger, vil en slik trykkavlastning forekomme svært sjelden.

Det er avsatt et område for fremtidig installasjon av pumper for å kunne øke trykket på CO₂ strømmen fra fangstanlegget og fra fremtidig brukere.

Strøm, instrumentering, gass deteksjon og andre hjelpesystemer vil bli koblet opp mot fangstanlegget på Kårstø.

Forprosjekteringen av transportrelatert utstyr på Kårstø har omfattet systemarrangement, anlegg for sending og mottak av pluggen, landfall, rørtrasé på land, samvirke med fangstanlegg, grøfter, kryssinger av kabler og rør, utstyr for trykkavlastning, materialvalg, korrosjonsbeskyttelse, rørdesign og analyse av rørekspanjon, samt prosedyrer for driftsstart og håndtering av lekkasjer.



Figur 4.5 - Stasjon ved landfallet for utsendelse av plugger og ventilarrangement på Kårstø[9].

Grensesnittet mot fangstanlegget er umiddelbart nedstrøms ventil etter målestasjon tilknyttet fangstanlegget.

4.4.2 Beskrivelse av undersjøisk del av rørledningen

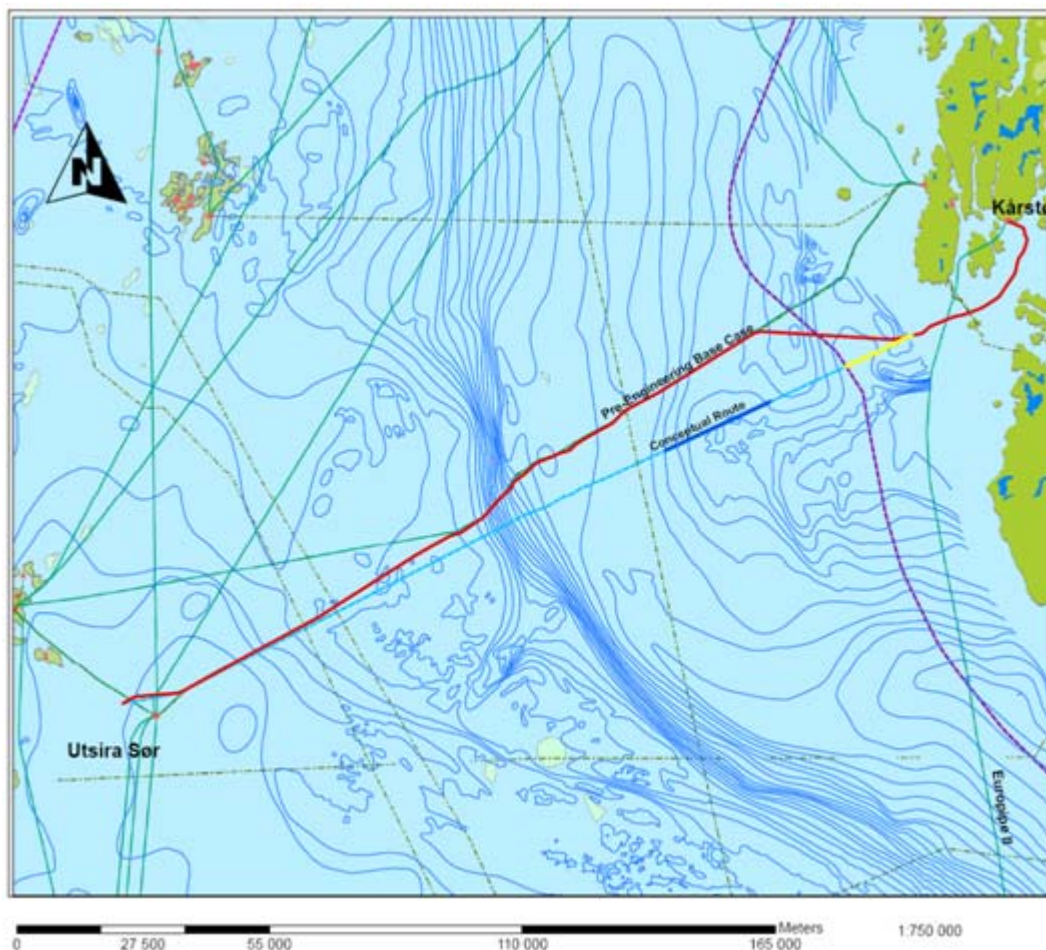
Siden konseptvalget i februar 2009 er det foretatt videre kartlegging av sjøbunnen, som har gjort det mulig å optimalisere rørledningstraseen ytterligere. I prosjekteringsarbeidet er det lagt vekt på:

- Minimalisere rør lengde
- Følge eksisterende rørledninger hvor dette er mulig
- Unngå områder hvor rettighetshavere planlegger aktiviteter
- Basert på topografi og hindringer på sjøbunnen: minimalisere arbeidet som er nødvendig før og etter rørlegging
- Optimalisere landfall og ilandføring på Kårstø

Rørledningen fra Kårstø til Utsira Sør bunnrammen vil ha en lengde på ca 236 kilometer, rørtraseen er vist i Figur 4.6.

Forprosjekteringen av den undersjøiske delen av rørledningssystemet har omfattet design av rørtraseen sett i forhold til topografi og spesielle bunnforhold, som ujevn bunn (fjell) nær Kårstø, store dyp i Boknafjorden, opp til 581 meter, isskuringsspor og groper etter lekkasje av grunn gass ("pockmarks") i Norskerenna.

Forprosjekteringen har også omfattet materialvalg, hydrauliske analyser, analyse av vegtykkelse, stabilitetsanalyser, design av strukturell integritet og korrosjonsbeskyttelse, kryssing av kabler og andre rørledninger, analyse av nødvendig arbeid på havbunnen (sprengning, grøfting, grusfylling med mer), analyse av installasjon, design av landfall, tilknytningsløsninger og beskyttelse av rørledningen, vurdering av metoder for å klargjøre rørledningen for drift.



Figur 4.6 - Trase for undersjøisk rør fra Kårstø til Utsira Sør [9].

Området fra Kårstø og ut Boknafjorden er krevende med hensyn til rørlegging blant annet på grunn av en røff sjøbunn, hvor også nærhet til eksisterende rør er vurdert. Store deler av traseen til havs passerer trålområder, som nødvendiggjør at rørledningen beskyttes mot skader fra trålbord ved nedgraving eller ved overdekking med grus.

Ved Kårstø forutsettes det at rørleggingen starter ved at røret blir dratt på land fra installasjonsfartøyet gjennom en grøft på sjøbunnen som er sprengt og gravd ut på forhånd. Også andre steder langs traseen vil forberedelser bli gjort, som grusfylling ved kryssinger. Rørleggingen vil deretter fortsette til Utsira Sør. Etter at røret er lagt blir nødvendige tilleggsarbeider langs traseen, som grøfting for trålbekyttelse og

grusdumping ved kryssinger og for korreksjon av enkelte lange frie spenn gjennomført.

Rørledningen vil deretter bli vannfylt, rengjort, koblet opp mot bunnrammen, trykktestet og tømt for vann før den fylles med CO₂ og driften kan starte.

4.4.3 Beskrivelse av CO₂ strømmen

CO₂ vil når den leveres fra fangstanlegget ha høy temperatur (50 grader °C og et relativt høyt trykk, cirka 80 barg), og vil derfor strømme inn i transportsystemet i gassfase. Den kjøles raskt ned langs røret i sjøen og har etter cirka 40 kilometer fått omgivelsestemperatur (cirka 7 grader) og en væskelignende tilstand (tettfase), som beholdes frem til lagringsbrønnen i Utsira-formasjonen. Det er forutsatt at trykket i rørledningen holdes så høyt at CO₂ strømmen ikke går over i to-fase, som kan skje dersom trykket synker under 43 barg ved omgivelsestemperatur. Prosedyrer i driftsfasen vil sikre at det alltid vil være minst 10 bar margin i forhold til dette. Det er videre satt krav til innholdet av andre komponenter (urenheter) i CO₂ strømmen. For høyt nivå av enkelte urenheter vil kunne medføre uønskede effekter, for eksempel i form av korrosjon eller dannelse av hydrater. For CO₂ strømmen fra gasskraftverket på Kårstø vil det spesielt være viktig å ha kontroll på nivået av vann og oksygen.

4.4.4 Forslag til videre arbeid

Det er innefor enkelte områder manglende kunnskap rundt transport av CO₂ i rørledninger. Blant annet er følgende sentrale områder identifisert:

- CO₂ og korrosjon, spesielt i forbindelse med andre komponenter
- Forbedring av kunnskap rundt CO₂ for bedre å kunne beregne oppførsel i forbindelse med transport og ved lekkasje og trykkavlastning.
- Innvendig belegg i rør for redusert strømningsmotstand trenger kvalifisering for CO₂
- Etablere god løsninger for støyskjerming i forbindelse med trykkavlastning

Gassco har startet arbeid for å øke kunnskapen rundt transport av CO₂ og har foreslått et teknologikvalifiseringsprogram innen de aktuelle områder. Målsettingen er å gjennomføre kvalifiseringsaktiviteter i forbindelse med videre arbeid med Mongstad-prosjektet, slik at nødvendige resultater foreligger både forut for investeringsbeslutning for Mongstad- og Kårstø prosjektene I de fleste andre sammenhenger vil teknologi som benyttes for vanlige rørledninger for naturgass benyttes.

5. Helse, miljø og sikkerhet

5.1 Innledning

Gassnova SF har opprettet et HMS styringssystem for å verifisere at alle myndighets og selskapskrav er implementert samt styre prosessen for risikoreduksjon. Det er etablert et HMS program for å beskrive dette:

HMS programmet omfatter blant annet:

- Målsetninger
- HMS kriterier og krav.
- Ansvars forhold relatert til HMS.
- HMS strategien.

5.2 Målbeskrivelse

Målsetningen er å gjennomføre prosjektet og å legge til rette for operasjon uten:

- Tap av liv og helse.
- Utslipp til vann eller luft.
- Skade på eksisterende eller nye anlegg.
- Uforutsett nedetid.

Ovennevnte benevnes ofte som null visjonen for HMS.

5.3 Styring av helse, miljø og sikkerhet

Følgende prinsipper for styring er implementert:

- Krav til styring av HMS i henhold til PTIL regelverk.
- Et synlig og klart lederskap relatert til HMS som klart gir uttrykk for forventninger og krav.
- Alt personell skal ha relevant HMS kompetanse.
- Alle prosjektdeltakerne skal planlegge og gjennomføre sitt arbeide i henhold til null visjonen. Risikofaktorer og aktiviteter skal vurderes kontinuerlig.
- HMS skal være en integrert del ved planlegging og gjennomføring av prosjektet.
- Identifisering av farer og risikoer skal være en integrert del av utredningsarbeider/prosjektering.
- Beste praksis og erfaring fra tidligere prosjekter skal benyttes for å forhindre gjentakelse av ulykker.
- Alle kontraktorer engasjert av prosjektet skal være prekvalifisert. Dette inkluderer en verifikasjon av at de har tilstrekkelig styring og kompetanse relatert til HMS.

5.4 Akseptkriterier og krav

Anlegget designes i henhold til PTIL's forskrifter relevante for landanlegg rørledninger og undervannsanlegg samt forurensningsloven med relevante forskrifter fra MD - KLIF.

Akseptkriterier:

Personell:

1. FAR verdien for anlegget skal være mindre enn 5. (FAR er et uttrykk for en statistisk beregning av antall mulige døde pr 10^8 arbeidstimer) som et gjennomsnitt for de fem første årene i operasjon.
2. Område FAR skal være mindre enn FAR 15.

Lagring:

Maksimal akseptabel årlig utslippsrate av CO₂ er satt til 0,01 % av den injiserte mengden. Med en slik rate kan all CO₂ teoretisk kunne lekket ut i løpet av 10.000 år. Risikoanalysen tar utgangspunkt i dette kriterium for maks. akseptabel tillatt gjennomsnittlig årlig utslippsrate.

Rørledning:

GASSCO har tilsvarende akseptkriterier definert i dokumentet SH20-GA.PR02.042, Rev. 2 HES Risk Analyses and acceptance criteria in Gassco [11].

5.4.1 HMS strategier

Petroleumsloven gjelder ikke for CO₂ anlegg og det har derfor vært en diskusjon vedrørende PTIL forskriftene. Disse er besluttet lagt til grunn. Imidlertid er det oppfordret til å søke avvik om det er krav i forskriftene som ikke er relevante for CO₂ anlegg.

Dersom det er relevant skal BAT vurderinger gjennomføres som underlag for beslutning om valg av miljøløsninger.

I utredningen/prosjekteringen er det videre lagt vekt på å identifisere mulig problemstillinger, farer og risikoer. Disse har vært vurdert og er med enkelte unntak lukket med en optimal løsning.

Spesifikasjonene som legges til grunn for prosjektet må gjennomgås for å kontrollere om de dekker alle forhold relatert til CO₂.

Når kontraktorer engasjeres så legges normalt NORSOK S-006 til grunn for prekvalifisering. Videre vil det i kontrakten bli stilt krav til HMS.

5.5 Sikkerhet

5.5.1 Risikoanalyser

Følgende tre risikoanalyser er gjennomført for CO₂ fangst og lagring på Kårstø.

1. Risikoanalyse av CO₂ lagring i utsira syd. Scandpower utkast til rapport 18.01.2010. Scandpower Rapport no: 99.290.008.R1[20].

2. Kårstø CO₂ fangstanlegg Gassnova SF Risikoanalyse knyttet til CO₂ fangstanlegget på Kårstø. Februar 2010 Safetec Rapport nr: ST-02826-2 [21].
3. Risk analyses CO₂ Transport Pipeline – Kårstø to Sleipner A/Utsira South DNV report no: 2009-0794 [22].

Resultatet fra risikoanalysene er sammenlignet med akseptkriteriene ovenfor og det er konkludert med at risikoen for tap av menneske liv og lekkasje av CO₂ er akseptabel.

Følgende utfordringer ble identifisert:

1. Konsekvensen ved en lekkasje fra CO₂ rørledningen nedstrøms kompressoren representerer en betydelig andel av risikoen for området på land.
2. Brønn 16/8 – 2 er plugget på et tidlig tidspunkt og gir en dårligere sikring enn de andre brønnene i området. Lekkasje risikoen er begrenset.

5.5.2 Prinsipper

Det er begrenset erfaring med CO₂ transport i rørledning og injeksjon gjennom undervannsbrønner. Derfor har prosjektet benyttet tilgjengelige erfaringer fra Statoil og forskning fra CLIMIT og DNV.

Følgende prinsipper for en sikker design er – vil bli lagt til grunn i det videre arbeidet.

- Land fall ventilstasjonen vil bli plassert i nærheten av strandlinja.
- Slusa for rørskraper plasseres slik at man minimaliserer eksponeringen av personell ved en eventuell lekkasje.
- Fremtidig installasjon av pumpe med tank plasseres lengst mulig unna selve anlegget der personellet befinner seg.
- Ved design av rørledningstraseen vil man minimalisere antall kryssninger av andre rør samt velge områder med lav risiko for ras.
- Prosjektering av undervanns installasjonen vil bli gjennomført i henhold til vanlig praksis for HC anlegg.
- Brønnbarrierene vil være lik som for HC brønner.

Det skal vurderes om man kan gjennomføre forenklinger i forhold til et HC anlegg.

5.5.3 Beredskap

Det har frem til nå ikke vært behov for å etablere en beredskapsorganisasjon hos Gassnova SF fordi man kun har gjennomført utrednings og planleggingsaktiviteter. For havbunns undersøkelser gjennomført i regi av Gassco ble deres beredskapsopplegg benyttet.

Dersom Gassnova iverksetter lignende arbeider vil Gassnova etablere et system for beredskap.

5.5.4 Sikkerhet i det videre arbeidet

Følgende risikofaktorer er identifisert relatert til HMS:

- Utredning av hvordan pluggingen av brønnen 16/8 – 2 kan forbedres. Det må gjennomføres en ALARP vurdering av hvilke risikoreduserende tiltak som bør gjennomføres.
- Prosedyre for venting av rørledningen.
- Pålitelighet av nedstengningsfunksjon mellom undervannsinstallasjon og kontrollrommet på land, når forbindelsen må gå trådløst fra kontrollrommet og via en plattform.
- En eventuell lekkasje vil kunne medføre en forsuring på havbunnen. Konsekvensene av dette må vurderes.

5.6 Arbeidsmiljø

5.6.1 Arbeidsmiljøvurderinger

Det er et krav at alle arbeider skal gjennomføres uten bruk av dykkere. Dette er fullt mulig og akseptabelt basert på senere års erfaringer.

Det er planlagt gjennomført kontroll og oppfølging relatert til arbeidsforhold og arbeidsmiljø ombord på alle fartøy og rigger engasjert av prosjektet.

5.6.2 Oppfølging av arbeidsmiljø i senere faser

Krav og oppfølging relatert til arbeidsmiljø er identifisert. Dette vil bli utviklet videre i nært samarbeid med arbeidstakerne og drifts organisasjon når den er etablert.

5.7 Miljømessige vurderinger av den valgte løsning

5.7.1 Utslipp til luft

Fra rørledningen er det kun identifisert mulige utslipp i forbindelse med RFO og ved vedlikehold som krever trykkavlastning av rørledningen. Dette er beregnet gjennomført cirka hvert 20. år. I tillegg til dette kommer mindre utslipp ved operasjon av skrapeslusa. (Ubetydelige mengder).

5.7.2 Utslipp til sjø

Det er for driftsfasen ikke identifisert utslipp til sjø med unntak av lekkasjer forårsaket av uhell - ulykker. (Beskrevet i risikoanalysene nevnt ovenfor).

Hydraulikkvæsken benyttet til kontroll av undervannsanlegget er planlagt å bestå av ”grønne” kjemikalier med avblødning til sjø. Avhengig av den metodikken som velges i forbindelse med oppstart av rørledningen, vil man slippe ut vannet fra rørledningen eventuelt med korrosjonshindrende tilsetninger. Dette må vurderes når prosedyren for RFO er klar.

5.7.3 *Avfall*

Etter gjennomkjøring av skrape- og inspeksjonsplugg vil man kunne få samlet opp forurensninger i mottaker slusa for rørskrapa, som er plassert i forbindelse med undervanns installasjonen. Mottaker slusa for rørskrapa vil bli lukket, fjernet, rengjort og avfallet destruert. Dette er relevant i forbindelse med

oppstart og drift. I byggefasen vil avfallet bli behandlet i henhold til krav og prosedyrer som gjelder på Mongstad.

5.7.4 *Konsekvensutredning*

Det er gjennomført en konsekvens utredning av DNV. Konsekvens utredning for transport og lagring av CO₂ fra Kårstø. DNV rapport 2009-0265 30.04.2009 [123].

Konsekvensvurderingen har ikke avdekket vesentlige negative konsekvenser for miljøet i luft, på land eller i marint miljø. Dette er vurdert ut fra de naturressursene som finnes i området. Det er heller ikke avdekket eller registrert spesielt sårbare miljøressurser i utbyggingsområdet.

Konsekvensutredningen ble sendt til KLIF for informasjon og saksgangen stoppet der. Det vil si den er ikke sendt på høring og heller ikke kommentert av KLIF.

Imidlertid påpekte rapporten usikkerheter i forbindelse med mulig migrasjon fra lageret samt risiko for lekkasje fra forlatte brønner. Dette ble vurdert videre i ”Risikoanalyse av CO₂ lagring i utsira syd”.

5.7.5 *Konklusjon HMS*

Styring og dokumentasjon av HMS er gjennomført i henhold til PTIL`s regelverk uten avvik.

Det er gjennomført risikoanalyser som er sammenlignet med akseptkriteriene fra Gassnova. Det er konkludert med at risikoen er akseptabel.

Følgende anbefales gjennomført før en endelig DG-3:

- Det er identifisert utfordringer vedrørende barrierene i brønn 16/8 – 2. Her bør man på bakgrunn av en dokumentert ALARP vurdering konkludere med om tiltak er hensiktsmessige.
- Det er krav til at man skal kunne foreta en nød avstengning av brønnene fra kontrollrommet på land. Prosjektet har ikke planlagt kabel fra Kårstø og ut til Draupner og det må derfor gjennomføres en vurdering av påliteligheten av denne forbindelsen.
- Det er planlagt en mulighet for trykkavlastning av røret. Prosedyren for dette bør utvikles slik at man sikrer en god løsning med lav eksponering av personell og miljø.
- En eventuell lekkasje fra anlegget vil kunne medføre en forsurening på havbunnen. Konsekvensene av dette bør vurderes.

Det er videre gjennomført en konsekvensutredning, som ble sendt over til KLIF for informasjon. Denne konkluderte med at det ikke er miljømessige forhold til hinder for en eventuell utbygning.

6. Kostnadsestimater

6.1 Innledning

Grunnlaget for kostnadsestimatet for lageralternativet er utarbeidet av Aker Solutions ASA og Ross Offshore AS (Owners Engineer) [12], mens estimatet for transportløsningen er utarbeidet av Gassco [9]. Modifikasjonskostnadene for kontroll og styring fra en nærliggende plattform er utført av /Gassco, - se også Gassnovas ”Konseptstudierapport: Transport og lagring av CO2 fra Kårstø og Mongstad” [1]. Nevnte estimater er videre nedbrutt til et revidert basisestimat, risikoanalysert og simulert av Gassnova SF i dokumentet Gassnova DG3 – kostrapport, Transport og Lagring av CO2 fra Kårstø [7] for å finne felles konsistens innen fellesposter, tillegg, usikkerhet og reserve.

Forprosjekteringsarbeidet ble i 2009 utviklet og modnet for en investeringsbeslutning inntil prosjektet ble stoppet og estimatene oppnådde derfor ikke den forventede nøyaktighet ved DG3 passering. Under normale omstendigheter ville mesteparten av prisstrukturen blitt utviklet gjennom anskaffelsesprosessen for å kunne oppnå et nøyaktighetsnivå på $\pm 20\%$.

Estimatene er basert på markedsundersøkelser og pristilbud siste halvår av slutten 2009, med unntak av havbunnsløsningene som er fra sommeren, og nøyaktigheten antas å ligge mellom $\pm 20\%$ og $\pm 30\%$, selv om det normerte resultat ligger på $\pm 10\%$. Dette henger sammen med de systematiske usikkerhetene knyttet til markedsforhold framover, se også kapittel 6.6 ”Usikkerhet i estimatene”. Estimaten antas å ha en ”gyldighet” på inntil 2 år.

Det er verdt å merke seg:

- Dersom intet annet er spesifisert, er alle tall i millioner NOK, 2009 kostnader, og inkludert moms.
- Gassnovas prosjektledelse er inkludert i estimatene.
- Det skiller 187,50 millioner NOK på de to typene av installasjonsmetodikk (”S-lay” & ”Reeling”) for rørledningen – her er brukt S-lay (den mest kostbare) som basis for et konservativt estimat.
- Estimaten er basert på basisvolum 1,1 millioner tonn per år fra Kårstø fangstanlegg
- Staten, ved Gassnova SF, er selvassurandør – ingen forsikringskostnader vedrørende tap og skade er inkludert.
- Estimaten er basert på 4 år med innkjøp og bygging og 46 års drift.
- Ytterligere detaljforutsetninger er beskrevet i kostdelen av vedleggene til denne rapporten.

6.2 Investeringskostnader samlet (CAPEX OG OPEX)

Estimatene er inndelt i følgende 4 hovedområder:

Rørledning
 Havbunnsutstyr
 Plattform relaterte kostnader
 Boreoperasjoner

samt usikkerhet og reserve basert på simuleringer og sensitivitetsanalyser, se også kapittel 6.7 ”Estimeringsmetodikk”. Rørledningen er fortsatt den desidert største budsjettposten, med over 46% av de totale gjennomføringskostnadene.

Som nevnt innledningsvis henvises det til referanser og vedlegg for ytterligere detaljering.

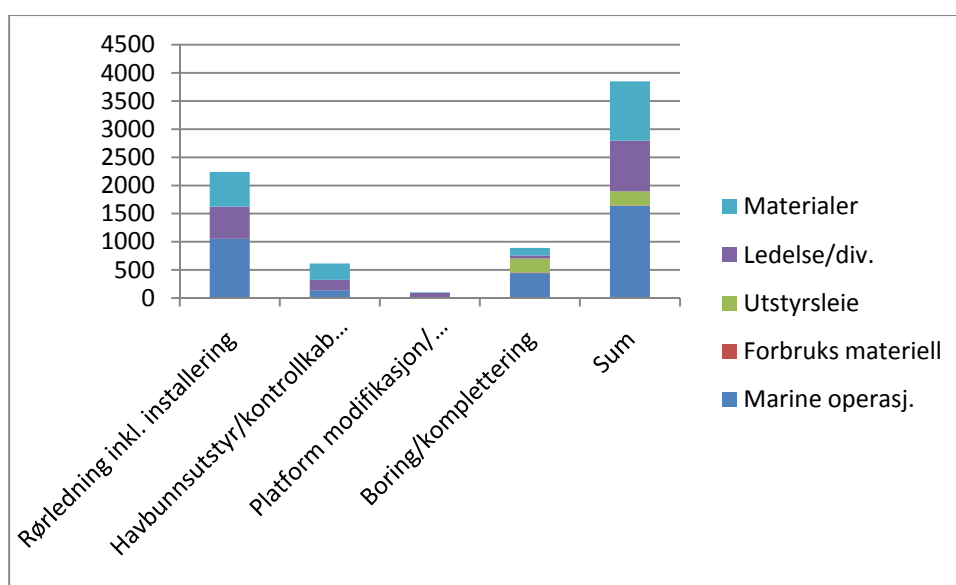
Tab.6.1 Samlede investeringskostnader – alle tall i 2009 kostnader og inkludert moms. Kostnader for periode fram til prosjektsanksjon er ikke inkludert, - se kapittel 6.5

Budsjettpost	Mill. NOK	Fordeling
Rørledning inkl. installering	2240	46,4 %
Havbunnsutstyr/kontrollkabel/ marine operasjoner	615	12,7 %
Plattform modifikasjon/ tilknytning	104	2,2 %
Boring/komplettering	890	18,4 %
Usikkerhet (Contingency)	743	15,4 %
Reserve	239	4,9 %
SUM - Gjennomføringskostnader (CAPEX)	4830	100 %
<i>Driftskostnader (OPEX)</i>	<i>3605</i>	
TOTALE Investeringskostnader	8435	

Estimatene er videre nedbrutt grafisk innen følgende disipliner:

Materialer
 Ledelse
 Utstyr
 Forbruksmateriell
 Marine operasjoner

Som vist i Figur 6.1 hvor det fremgår at de marine operasjoner utgjør hovedtyngden med omtrent 43%. Det henvises til de forskjellige referanser for ytterligere detaljering og nedbrytning



Figur 6.1 Nedbrytning av investeringskostnader (ekskl. Usikkerhet/Reserve og OPEX) – alle tall i millioner NOK, 2009 kostnader og inkludert moms

6.3 Driftskostnader

Gassco har estimert driftskostnader for en 30-års periode til å beløpe seg til 6,0 millioner NOK eksklusiv moms per år. Hvert tiende år vil det ble gjennomført et ekstra vedlikeholdsprogram, kostnadene er estimert til å øke til 23,0 millioner NOK eksklusiv moms for disse fire programmene.

For lageret har Owners Engineer estimert driftskostnader for en 46-års periode til å beløpe seg til 40,0 millioner NOK eksklusiv moms per år, her er kostnadene for 4D seismisk overvåking program inkludert et gjennomsnitt på 22 millioner NOK eksklusiv moms per år.

I tillegg kommer kostnader for fire brønnintervensjon-operasjoner (for vedlikehold av blant annet ventiltrær) estimert til 175 millioner NOK eksklusiv moms for hver operasjon i løpet av perioden.

Forutsatt ikke stigende behov for vedlikehold av rørledningen fra år 30 til år 46, forutsetter prosjektet at dette summert beløper seg til samlede driftskostnader (OPEX) på 3,605 millioner NOK inkludert moms (2009-tall)

Estimatene er basert på en driftstid på 46 år for alle deler av transport- og lagringssystemet.

Tabell 6.2 – Driftskostnader for 46 år. Alle tall i millioner NOK og inkludert moms.

Beskrivelse	Antall år/ganger	Kost eks. mva pr.år/gang MNOK	Sum inkl. mva MNOK
Driftskostnader – rørledning	42	6	315
Vedlikehold – rørledning	4	23	115
Driftskostnader – lager	46	40	2300
Brønnintervensjon	4	175	875
TOTALT			3605

6.4 Tiltakskost

Tiltakskost vist nedenfor representerer den kvotepris i NOK(2009) per tonn CO₂ som gir 8% avkastning på investeringen. Beregnet tiltakskost er basert på tidsfordelte estimater for investeringer og drift og injiserte CO₂ volum i hhv 15, 25 og 46 år basert på 99% regularitet per år, tilsvarende 8672 driftstimer.

Beregnet tiltakskost er basert på Kårstø basisvolum – evt. ytterligere kostnader for å oppnå full kapasitetsutnyttelse er ikke kalkulert inn.

Tabell 6.3 – Tiltakskost for henholdsvis 15, 25 og 46 år for 2 ulike sensitiviter

Driftsår – fangstanlegget	Basis volum (1,1 mill tonn/år)	Full kapasitetsutnyttelse (2,8 mill tonn/år)
15 år	462 NOK/tonn inkl. mva	181 NOK/tonn inkl. mva
25 år	379 NOK/tonn inkl. mva	149 NOK/tonn inkl. mva
46 år	340 NOK/tonn inkl. mva	134 NOK/tonn inkl. mva

Litt avhengig av tidspunkt for prosjekt sanksjon så antas det at byggekostnadene vil fordele seg noenlunde slik for de fire første årene::

- År 1 (gjenstående aktiviteter før DG3) 96,5 MNOK inkl. mva, 2010 tall
- År 2 (anskaffelserprosesser) 502 MNOK inkl. mva, 2009 tall
- År 3 (anskaffelser/bygging) 1869 MNOK inkl. mva, 2009 tall
- År 4 (installasjon/driftsettelse) 2459 MNOK inkl. mva, 2009 tall

6.5 Kostnader for aktiviteter i perioden fra videreføring av prosjektet frem til investeringsbeslutning

Forprosjekteringsarbeidet ble i 2009 utviklet og modnet for en investeringsbeslutning inntil prosjektet ble stoppet, det vil derfor gjenstå noe videreutvikling av prosjektet inntil man er på det nivå som kreves ved DG3 passering.

Som det vises av planen, vedlegg 4, antas det nødvendig med omtrent 14 måneder fra beslutning om videreføring til investeringsbeslutning.

Det antas at det gjenstående arbeidet vil kunne bli utført innen følgende kostnadsramme:

Tabell 6.4 Kostnadsestimert - gjenstående arbeid før DG3

	Antall personer	Mnd kost eks mva (2010-tall)	Antall mnd	Sum i mill. NOK og inkl. mva (2010 tall)
Gassnova prosjekt team	7	200 000	14	24,5
Owners Engineer	6	250 000	14	26,3
Gassco (inkl. reserve)	NA	NA	14	24,6
Kontrakt- operatør		5 000 000	2	12,5
Div. kostnader/reserve GN		500 000	14	8,6
TOTAL				96,5

Eventuelt kostnader vedrørende KS2-arbeid er inkludert frem til planlagt Prosjekt Sanksjon, ytterligere kostnader dersom dette skulle bli forsinket er ikke inkludert..

Kostnader vedrørende mulig anskaffelser av materialer med lang leveringstid er ikke inkludert.

Prosjektet har ikke lenger noen midler til å finansiere en videreføring. Dersom en slik beslutning blir tatt, må en ekstrabevilgning tildeles inntil prosjektet på nytt vil komme inn under prosesser vedrørende statsbudsjettet.

6.6 Usikkerhet i estimatene

Estimatene er fra 2009 og hovedtyngden av budsjettpostene er særdeles ømfintlige for svingninger i markedet slik at nye priser må innhentes. Dersom prosjektet besluttes videreført innen utgangen av 2011 må eksisterende estimater revideres, fra 2012 må de gjennomføres på nytt i sin helhet.

Viktige faktorer som kan gi kostnadsavvik er:

- Kostnader leggefartøy
- Materialkostnader, spesielt rør stål
- Kostnader andre marine installasjonsfartøy
- Kostnader borerigg
- Plan og gjennomføringsprosess som sikrer konsistens i hele verdikjeden fra fangstanlegg til transport og lagring.
- Prosess som sikrer beslutninger i tide til å inngå gode kontrakter om leveranser av materiell og tjenester
- Markedsforhold framover
- Systematiske effekter, for eksempel at ovennevnte fire kostnadsposter opptrer synkront
- Uforutsette problemer med injeksjonsbrønner
- ”Leie-kostnader” for Draupner E
- Valutasvingninger, - samt harmonisering av felles utgangspunkt for estimering
- Videre må eventuelt moms avklares for Gassnova SF som sluttbruker, i forhold til arbeid på land kontra offshore (utenfor 12 nautiske mil) ved oppgradering til fullverdig DG3-rapport.

Hvor de fire første er hovedsensitivitetene i simuleringen, mens ”markedsforhold fremover” vil kunne gi utslag på flere sensitiviteter samtidig.

6.7 Estimeringsmetodikk

Basisestimaten (kalkulert mengde/varighet x innhentet pris justert for markedsvurderinger/erfaringsdato) utarbeidet for lagerkonseptet og transportløsningene skal danne grunnlag for felles simulering så langt som mulig. Inngangsdata til den felles risikomodellen skal bli justert tilsvarende.

For å få til konsistensen har de enkelte estimatene blitt justert slik at de sammenfaller med et felles sett av premisser, hvor bl.a. tillegg for ”ytelses”-variasjoner blir definert som uforutsette kostnader og justerte budsjettposter til basisestimatet blir regnet som mest sannsynlige verdier.

De avvik som brukes i fellesmodellen kan harmoneres hovedsakelig med de variansene som er brukt til simuleringen av de nedbrutte budsjettpostene.

Variasjonene i felles modellen kan justeres inntil EV (forventet verdi) verdiene for de enkelte estimatene stort sett matcher simulert EV verdier for hvert enkelt tilfelle (for ikke å fravike konklusjonene av de opprinnelige estimatene). Dette gjelder uansett hvorvidt EV verdier er basert på risiko simuleringer eller definert på grunnlag av anslag av estimatsklassen. Nedbryting, avvik og korrelasjoner (eventuelt) harmoneres for de enkelte under-elementer.

Sensitivitetsanalyser benyttes for å undersøke utfallsrom for enkelte effekter og for å gi grunnlag for vurdering av systematiske usikkerheter (synkron opptreden). Sensitivitets analyser er gjennomført for blant annet følgende scenarier:

- Materialkostnader for rørledning
- Dagrater for installasjon fartøyer
- Degrade for leggefartøy (dvs reel eller S-lay)
- Tidsavvik for legging av rørledning
- Dagrater for borerigg
- Tidsavvik for boring av brønner

Spesielt dagrater og materialkostnadene kan opptre synkront på grunn av markedsforhold.

Verdt å merke seg i forhold til Statens krav til et P50 estimat for DG3-passering:

Referanseverdiene er Forventningsverdier (Expected Value EV)

EV verdiene ligger som regel noe høyere enn P50 men langt mindre enn P70.

EV og P50 er sammenfallende i normalfordelte tilfeller, desto skjevere profilen er, desto større avvik mellom P50 og EV verdiene.

Når det gjelder rørledning, drilling, subsea og samlet resultat er profilene svært symmetriske, det er dermed lite avvik mellom P50 og EV verdiene, ca 1%. For plattform modifikasjonsprofilen er den noe skjevere, avviket er ca 6%, men dette er lite sett i forhold til samlede budsjettposter. EV verdien i Totalen tilsvarer P52,3.

6.8 Endringer i estimatene fra konseptstudien

Det har vist seg noe vanskelig å konkludere årsakssammenhengen når det gjelder endringene i estimatene fra konseptstudien [1], hvor forskjellige kost databaser ble lagt til grunn, frem til nå i forprosjekteringsfasen hvor hovedtyngden av tallmaterialet er innhentet fra tilbudspriser.

I konseptstudien var usikkerhet og reserve inkludert direkte i budsjettpostene og tabellen viser derfor det samme for denne fasen til sammenligning.

I forprosjekteringsfasen er det ikke noen signifikant endring av forutsetningene i forhold til det som ble lagt til grunn i konseptstudien fra feb 2009 [1]. Markedsrater for borerigger, materialkostnader og andre enhetskostnader har endret seg marginalt, samt at en del av endringen nødvendigvis kommer av prisendring fra 2008 til 2009.

Tabellen nedenfor viser endringene som har fremkommet i denne studien. Totalt er reduksjonen på 220 millioner NOK = ca. 4,4 %.

Tabell 6.5 - Endring i kostnad og prosent fra forrige fase. Alle tall i millioner NOK, 2009 kostnader og inkludert moms.

Budsjettpost	DG2 Mill. NOK	DG3 Mill. NOK	Endring i NOK	Endring i %
Rørledning inkl. installering	3008	2669	-340	-11,3
Havbunnsutstyr/kontrollkabel/ marine operasjoner (inkl. platform mod/tilknytning)	1053	995	-58	-5,5
Boring/komplettering	988	1166	178	+18,0
Sum (CAPEX)	5049	4830	-220	-4,4

2008-tallene [1] er eskalert med 5,1% i henhold til SSB index fra 3. kvartal 2008 – 3. kvartal 2009 + moms for sammenligning)

Når det gjelder driftskostnader, se kapittel 6.3, viser dette en økning på 240 millioner over 46 år, enn tidligere estimert [1]. Også her er 2008-tallene eskalert på lik linje fra 2008 til 2009 som for investeringskostnadene nevnt over.

7. Usikkerhet og risiko

7.1 Risikobildet

Det er i forprosjekteringsfasen gjennomført risikoevalueringer og risikobildet for prosjektet er oppdatert kontinuerlig i forhold til status på de ulike aktiviteter og tiltak. Risikoevalueringer baseres imidlertid ofte på en rekke rammebetingelser med hensyn til plan, milepæler og budsjett. Det er derfor vanskelig å etablere et helhetlig og relevant risikobilde for prosjektet når det nå er besluttet å ikke videreføre det og disse rammebetingelsene dermed ikke lenger er til stede.

Prosjektet har likevel valgt å gjennomføre en risikoevaluering for fasen frem til DG3, (det vil si etablering av et underlag for investeringsbeslutning) dersom prosjektet besluttes videreført, basert på følgende forutsetninger:

- Ansvarsfordeling mellom Gassco og Gassnova er uendret
- Gjennomføring av et Transport- og lagrings prosjekt (det vil si ingen parallell gjennomføring av transport og lagring fra Mongstad og Kårstø)
- Varighet på fasen frem til DG3 og ferdigstillelse av investeringsunderlag er 14 måneder
- Forprosjekteringsfasen omfatter transport og lagring av volumene fra fangstanlegget på Kårstø til Utsira Sør
- Rapporten og underlaget til rapporten har en gyldighet på 2 år.

Risikoevalueringen avdekker en rekke forhold som er uavklart og som vil kunne få konsekvenser for ferdigstillelse av investeringsunderlaget for prosjektet i henhold til forutsetningene over dersom ikke de nødvendige tiltak iverksettes. En ”Topp 5 liste” med de viktigste elementene er gitt i tabellen under.

Tabell 7.1 - Risikobildet for fasen frem til DG3.

Risikoelement	Beskrivelse	Risikoreduserende tiltak
1. Gjennomføringsstrategi	Kort tid for forankring i GN-ledelse, styre og OED. Avklart løsning for eierskap/drift – ”oppgradering” av Gassnova for å fylle tiltenkt rolle i utbyggings- og driftsfasen.	Synergi med T&L Mongstad. Rollefordeling og ansvar/mandat tom utbyggingsfasen bør være på plass ved en beslutning om videreføring. Starte etablering av driftsorganisasjon umiddelbart ved beslutning og videreføring av prosjektet.
2. Beslutningsprosess i Gassnova	Tidkrevende, uklar kommunikasjon og beslutningsprosess, mandat osv. Tilgjengelighet for beslutninger.	Gi innspill til styringskomiteen om behov for etablering av forutsigbar og transparent prosess.
3. Gjennomføring KS2?	Etablering av underlag for KS2 (og gjennomføring) er ikke inkludert i plan og budsjett? Resultat fra KS2 skal foreligge ved DG3? Kan forsinke DG3 med 6 mnd med ekstern kvalitetssikrer. Ressurskrevende...	Starte prosessen med KS2 umiddelbart etter beslutning om en videreføring av prosjektet. Sette av tilstrekkelige ressurser. Få bistand fra ”profesjonell” partner til å lage underlagsdokumentene.
4. Regelverk	Manglende regelverk, tar tid å få på plass (samordning mellom myndigheter).	Tett dialog med myndigheter må på plass.
5. Lagringstillatelse i Utsira Sør	Utsira Sør tilgjengelig som lager for Kårstø? Samordning mellom myndigheter.	Tett dialog med myndigheter må på plass.

Det er i tillegg viktig ved en eventuell videreføring av prosjektet at det også er fokus på kommunikasjon med OED med hensyn til etablering av de nødvendige ekstra bevilgninger for ferdigstillelse av investeringsunderlaget. Dette for å unngå forsinkelser ved oppstarten av prosjektet. Det må også gjøres en ny vurdering i forkant med hensyn til ”gyldigheten” på underlaget som nå foreligger, samt nødvendig tidsramme for etablering av prosjekt team og familiarisering.

7.2 Kvalitetssikring

Ifølge Gassnovas prosedyre for prosjektgjennomføring ”Project Governing Manual” [2], skal det ved hvert beslutningspunkt være gjennomført en kvalitetssikring av underlaget som foreligger. Når det gjelder transportdelen av prosjektet er kvalitetssikring gjennomført i henhold til krav i Gasscos interne prosjektgjennomføringsprosedyre. Denne kvalitetssikringsprosessen er dokumentert i Gasscos rapport ” CO₂ Transport Network Decision Gate 4 (3+) report” [9].

Det er videre gjennomført en 3.parts verifikasjon av undergrunnsarbeidet som er gjort i forprosjekteringsfasen. Denne verifikasjonen er gjennomført av Aker Geo og er oppsummert i en egen rapport [3]. Samtlige funn og avvik er gjennomgått og behandlet av de ulike fagdisiplinene og er lukket i forprosjekteringsfasen (enten via utført arbeid, plan om videre arbeid ved en eventuell gjenopptagelse av prosjektet eller dokumentasjon med hensyn til hvorfor ikke avviket lukkes). En oversikt over hvordan de ulike funn og avvik er behandlet er gitt. [13].

Ettersom Gassnova SF er et statsforetak er også prosjektene som kjøres i regi av selskapet underlagt regelverket for økonomistyring i staten. I dette regelverket stilles det særskilte krav om ekstern kvalitetssikring av kostnadsoverslag og styringsunderlag, for alle statlige investeringer med anslått samlet investeringskostnad på over 500 millioner kroner, før forslag fremmes for Stortinget. Kvalitetssikringen utføres vanligvis i to trinn:

- Kvalitetssikring av konseptvalget ved fullført forstudie (KS 1)
- Kvalitetssikring av kostnadsoverslag og styringsunderlag ved fullført forprosjekt, eller i detaljprosjekteringsfasen for enkelte prosjekter (KS 2)

Det er i løpet av denne forprosjekteringsfasen også gjennomført en såkalt KS1 prosess i tråd med ovennevnte når det gjelder fangst, transport og lagring av CO₂ fra gasskraftverket på Kårstø. Denne kvalitetssikringsprosessen er nå i avslutningsfasen. Siden prosjektet ”Transport og lagring av CO₂ fra Kårstø” nå avslutter forprosjekteringsfasen avviker tidspunktet for gjennomføring av KS1 i forhold til beskrivelsen over. Underlaget til KS1 prosessen er utarbeidet med bistand fra konsulentfirmaet Price Waterhouse Coopers, mens selve kvalitetssikringen er utført av Terramar som har rammeavtale med Finansdepartementet. Prosessen med KS1 ble startet i juni 2009, resultatet for denne kvalitetssikringen foreligger imidlertid ikke ved ferdigstillestidspunkt for denne forprosjekteringsstudien. Når det gjelder gjennomføring av KS2 er behov og tidspunkt for denne prosessen ikke avklart med myndighetene.

8. Myndighetsplan

Prosjektet forutsetter at transport og lagring av CO₂ vil bli regulert av lov om vitenskapelig utforskning og undersøkelse etter og utnyttelse av andre undersjøiske naturforekomster enn petroleumforekomster av 21. juni 1963 nr. 12 (kontinentalsokkeloven).

I medhold av kongelig resolusjon av 13. mars 2009, med hjemmel i kontinentalsokkeloven, er det delegert myndighet til OED ”for så vidt gjelder leting, utbygging og drift av undersjøiske geologiske formasjoner med henblikk på transport og lagring av CO₂ og utnyttelse av slike formasjoner for lagring av CO₂”. I samme resolusjon er det delegert myndighet til Arbeids- og inkluderingsdepartementet: ”for så vidt gjelder sikkerhet med henblikk på transport og lagring av CO₂ i undersjøiske geologiske formasjoner på kontinentalsokkelen”.

Utbyggingen av en transport og lagringsløsning vil ha store likhetsstrekk med en ordinær feltutbygging innen petroleumindustrien. Potensielle aktører vil også være aktører i petroleumindustrien. I påvente av et utfyllende regelverk for CO₂ håndtering har prosjektet derfor tilnærmet seg myndighetsprosessene som om det var petroleumsvirksomhet.

Følgende plan oppstiller de myndighetsprosesser som er identifisert. Det er lagt inn antatte varigheter på gjennomføring av prosessene. De lysegrå feltene representerer sammenstilling av dokumentasjon internt i prosjektet. De mørkegrå feltene representerer saksbehandling hos det aktuelle myndighetsorgan. Varighetene er regnet ”bakover”, med utgangspunkt når dokumentasjonen for investeringsbeslutningen skal være ferdigstilt. Hensikten er å illustrere seneste tidspunkt for oppstart av de ulike prosessene er for at nødvendige tillatelser og samtykker skal være innhentet når prosjektet overleverer dokumentasjon til investeringsbeslutning. Begrunnelsen for fremstillingen er at den dokumentasjon som kreves i prosessen forutsetter at det tekniske arbeidet er tilnærmet ferdigstilt.

Tabell 8.1. – Myndighetsplan.

Myndighetsprosess	Måneder – før innsending av dokumentasjon											
	-12	-11	-10	-9	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1
Lagringstillatelse – geologi/lokalisering: OD												
Lagringstillatelse - utslipp: KLIF												
Tillatelser havneloven: Kystverket												
Tillatelse kml: Fylkeskommunen												
Tillatelser Plb: Tysvær kommune												
Konsekvensutredning: KLIF												
Tillatelse anleggsvirksomhet/ deponering av masser på land: Fylkesmannen												
Dokumentasjon investeringsbeslutning/ PUD: OED												
Samtykke til enkelte aktiviteter: Ptil												
KS 2 prosess: OED												

Som en følge av at regelverket ikke er kjent, er det knyttet usikkerhet både til hvilket myndighetsorgan som skal behandle de ulike prosessene og til varighetene.

9. Prosjektgjennomføring

9.1 Overordnet gjennomføringsstrategi

Det forutsettes at Gassnova vil forvalte eierskapet til transport- og lagringssystemet på vegne av staten. For selve utbyggingen av verdikjeden legges det opp til at Gassnova knytter til seg en kontraktør som vil være utbyggingsansvarlig for både rørledning og lager. Det anbefales at kontrakt er inngått når dokumentasjon for investeringsbeslutning oversendes til myndighetene. Ettersom utbyggingen av en transport og lagringssystem for CO₂ har klare likhetstrekk med feltutbygging innen petroleumsindustrien, legger prosjektet til grunn at aktuelle kontraktører vil være kvalifiserte operatører i petroleumsindustrien. ”Operatør” er i Lov om petroleumsvirksomhet av 29. november 1996 nr. 72 (petroleumsloven) § 1-6 k definert som ”den som på rettighetshavers vegne forestår den daglige ledelse av petroleumsvirksomheten”. I denne rapporten benyttes begrepet ”utbyggingsoperatør” om den kontraktør som skal være utbyggingsansvarlig for transport og lagringssystemet på vegne av Gassnova og staten.

Også for driftsfasen er det nødvendig å inngå kontrakt med en operatør som skal sørge for den daglige drift og vedlikehold av transport og lagringssystemet på vegne av Gassnova og staten. Arbeidet med gjennomføringsstrategien har basert seg på føringer fra Gassnovas ledelse om at anskaffelser ikke skal omfatte mer enn neste prosjektfase. Det vil si at anskaffelsen av utbyggingsoperatør kun skal omfatte utbyggingsfasen. Det bør allikevel gjøres en vurdering av om driftsfasen også skal inkluderes i denne anskaffelsen. Argumenter for å inkludere begge faser:

- Reduserer grensesnitt ved driftsstart
- Insentiv for utbygger å gjennomføre på en forsvarlig måte
- I den grad det ligger kommersielle oppsider for drift av verdikjeden (for eksempel rettigheter til lagringskapasitet) vil det kunne være insitament for aktuelle operatører å ta på seg utbyggingsansvaret

Gassnova er underlagt lov og forskrift om offentlige anskaffelser slik at alle nødvendige anskaffelser må gjennomføres i henhold til dette regelverket. Det er per i dag ikke annet regelverk som kan legges til grunn når det gjelder tildeling av et oppdrag som operatør i denne sammenheng. Dette betyr at det må gjennomføres en anskaffelsesprosess for å knytte til seg en operatør for utbygging av verdikjeden, og at kontrakt bør være inngått før dokumentasjon for investeringsbeslutning oversendes myndighetene. Denne kontrakten må eventuelt inneholde et forbehold om endelig sanksjonering av Regjering/Storting.

Gassco har i sin rapport [9] forutsatt at de vil være utbyggingsoperatør av transportdelen av prosjektet. Konkret legger de opp til å dele kontrakten i to deler – EPCIC offshore og EPCIC onshore. Dette har vært en hensiktsmessig tilnærming for å kunne beskrive hvordan prosjektet skal kunne realiseres. Gassnovas overordnede gjennomføringsstrategi er allikevel at det skal inngås én kontrakt med én utbyggingsoperatør for hele verdikjeden.

9.2 Anskaffelsesstrategi - utbyggingsfasen

Som det fremkommer i beskrivelsen av den overordnede gjennomføringsstrategien skal det gis et oppdrag til en operatør om å gjennomføre den totale utbyggingen av en transport og lagringsløsning for Kårstø. Kontrakt om gjennomføringen med denne operatøren bør være inngått i forbindelse med ferdigstillelse av underlaget til investeringsbeslutningen.

Anskaffelsen vil derfor ta sikte på at det inngås en kontrakt med en operatør som har nødvendig gjennomføringskapasitet, og gjennom sitt tilbud kan vise til en konkret plan for gjennomføring som ivaretar Gassnovas overordnede målsetninger. Tilbudet fra operatøren vil baseres på de detaljerte beskrivelser prosjektet har ferdigstilt som en del av konkurransedokumentasjonen. Detaljeringsnivået i disse dokumentene må være slik at utbyggingsoperatøren kan ta disse videre inn i sin organisasjon og eventuelt gjennomføre anskaffelser mot sine aktuelle underleverandører. For øvrig vil det være opp til operatøren å planlegge og gjennomføre utbyggingsfasen slik det vurderes mest hensiktsmessig, enten ved å la egen organisasjon utføre hele eller deler av oppdraget, gjennomføre anskaffelser eller benytte egne rammeavtaler. Det uansett et ufravikelig krav at relevant HMS-regelverk ivaretas.

Det antas at det ikke vil være hensiktsmessig å legge opp til at en operatør tilbyr en fastpris kontrakt på den totale utbyggingen. Grunnen til det er blant annet at det vil være for stor usikkerhet i forhold til prising av de ulike elementene som inngår i kontrakten, i tillegg til at operatøren ikke vil ha hatt anledning til å sette seg inn i og kvalitetssikre det tekniske underlaget prosjektet har utarbeidet. Kompensasjonen for gjennomføringen vil hovedsakelig fordele seg slik at alt operatøren utfører i egen organisasjon baseres på timebetaling eventuelt noe på fast pris. Øvrige tjenester og materialkostnader kompenseres etter regning, det vil si at kostnadene operatørene har hatt viderefaktureres til Gassnova med et eventuelt kostnadspåslag. Sistnevnte stiller krav til at Gassnova er involvert i anskaffelsesprosessene og sikrer de mest kostnadseffektive betingelsene i hver enkelt kontrakt.

En slik strategi medfører at Gassnova så tidlig som mulig må identifisere eventuelle elementer med lang leveringstid (LLI) slik at disse ved behov anskaffes av Gassnova før det er inngått kontrakt med operatøren.

Konkret legges det opp til at anskaffelsen gjennomføres som en "konkurranse med forhandling" i medhold av forskrift om offentlige anskaffelser.

Kvalifikasjonskriteriene vil blant annet innholde krav om:

- Godkjent operatør på norsk sokkel (i medhold av petroleumsloven)
 - Allerede godkjent operatør på norsk sokkel
 - Eventuelt oppnå godkjenning før utbyggingen
- Erfaring fra tilsvarende feltutbygging
- Nødvendig gjennomføringsevne
 - Relevante prosessbeskrivelser for alle faser
 - Ressurser – personell og nødvendige fasiliteter
 - Kompetanse
- Økonomisk kapasitet

Tildelingskriteriene vil legge vekt på følgende:

- **Prosessbeskrivelse** – konkret beskrivelse av gjennomføringen
 - I hvilken grad involveres staten/Gassnova i prosessene – sikre innsikt, kunnskap, påvirkning og kontroll
 - Ivareta Gassnovas overordnede målsetninger: markedsmodning, kompetanseheving
- **Kompetanse** – konkret i tilbudet
- **Gjennomføringsevne** – konkret i tilbudet

Anskaffelsen av en operatør vil kunne gjennomføres etter følgende generiske tidsplan:

Tabell 9.1 – Generisk plan for anskaffelse av operatør.

Aktivitet	Måneder												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Utarbeide anskaffelsesstrategi, markedsdialog	■	■											
Ferdigstille kvalifikasjonsgrunnlag		■	■										
Kunngjøre DOFFIN og TED			☆										
Frist for kvalifisering				■									
Kvalifisering av potensielle operatører					■								
Ferdigstille konkurransegrunnlag				■	■								
Utsending av konkurransegrunnlag til kvalifiserte tilbydere						☆							
Tilbudsfrist						■	■						
Evalueringer og forhandlinger								■	■	■			
Kontraktstildeling											■		
Klagefrist											■		
Kontraktssignering											■		

Det understrekes at det er knyttet stor usikkerhet til hvordan en slik anskaffelsesprosess vil bli mottatt i markedet. Det vil være behov for en dialog med aktuelle leverandører til et slikt oppdrag som beskrevet over.

9.3 Kommersielle forhold - utbyggingsfasen

Det er nødvendig å etablere kommersielle avtaler med ulike parter som en del av utbyggingsfasen og som en forberedelse til driftsfasen. Disse avtalene bør i hovedsak være inngått før dokumentasjon om investeringsbeslutning ferdigstilles.

Følgende avtaler må etableres – listen er ikke utfyllende:

- ”Tie-in” og service avtaler på Kårstø anlegget (utilities, serviceavtaler, landområder m.m.)
- ”Tie-in” med fangstanlegget på Kårstø
- Krysningssavtaler offshore
- Leie av landområder på Kårstø
- ”Tie-in” og service avtaler med Draupner plattformen

Det antas at avtalene i all hovedsak vil basere seg på tilsvarende avtaler som i petroleumsindustrien, enten med hjemmel i regelverk eller med utgangspunkt i etablert praksis.

9.4 Gjennomføring i utbyggingsfasen

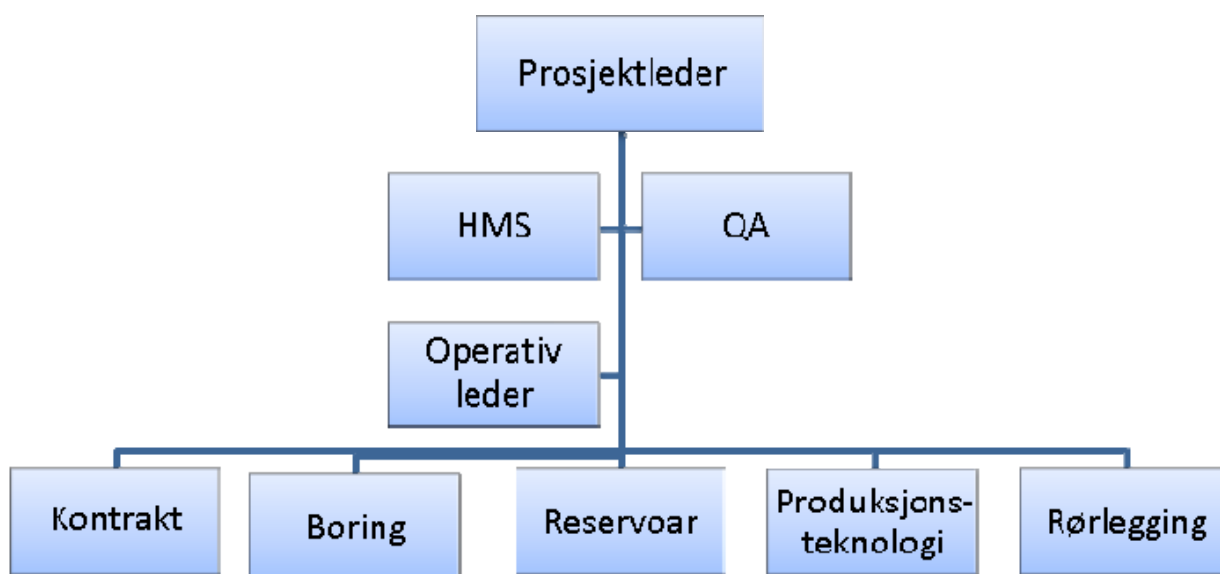
Strategi for gjennomføring av utbyggingsfasen bygger på at det er inngått kontrakt med en operatør som er ansvarlig for utbyggingen av transport og lagringssystemet. Gassnova vil være overordnet ansvarlig for utbyggingen, men vil innta en posisjon hvor hovedfokus vil være å påse at operatøren gjennomfører utbyggingen på en forsvarlig måte ut fra et HMS perspektiv samt å følge opp kontrakten.

9.4.1 Prosjektaktiviteter

Ettersom kontrakten med operatøren vil bære preg av å være en tjenestekontrakt, hvor operatøren gjennomfører prosjektet basert på egne prosesser for feltutvikling, vil det være avgjørende at Gassnova er i stand til å ivareta sitt ”påse-ansvar” i henhold til regelverk samt kunne følge opp kontrakten på en forsvarlig måte. Dette omfatter blant annet forholdet til HMS-regelverket, beredskap, gjennomføring av anskaffelser, tildeling av kontrakter, myndighetsprosesser med mer.

9.4.2 Organisering

Gassnova må ha en organisasjon som er i stand til å påse at de nødvendige prosesser gjennomføres på en forsvarlig måte i tillegg til at kontrakten skal følges opp. Et eksempel på en organisasjon for utbyggingsfasen er gitt i figuren under:



Figur 9.1 – Organisasjon for utbyggingsfasen.

9.4.3 Plan for utbyggingsfasen

Ettersom anskaffelsesprosessen ble stoppet av myndighetene våren 2009 og tidspunkt for en eventuell videreføring ikke er fastsatt er det på dette stadiet kun utviklet en generisk tidsplan. En hovedplan for prosjektet vil bli utviklet på det tidspunkt denne prosessen er gjenopptatt og når investeringsbeslutningsdato er kjent. En generell milepælsplan er beskrevet i tabell 9.2 nedenfor.

Under er listet en del forutsetninger gitt for planen:

Godkjenning for å starte anskaffelses prosessen er basert på start i januar, for å sikre at offshore installasjonsaktiviteter faller innenfor værvinduet for legge-sesongen. Annet tidspunkt for oppstart vil kreve justeringer i planen og påvirke prosjektets sluttdato.

Når det gjelder myndighetsprosesser er det knyttet usikkerhet både til hvilket myndighetsorgan som skal behandle de ulike prosessene og til varighetene. Antatt varighet av myndighetenes behandling av en investeringssøknad er satt til 3 måneder.

Det knytter seg noe usikkerhet til tidsestimatene benyttet for leveransene i utførelsesfasen, da prosjektet og anskaffelsesprosessen ble stanset. Tidsestimatene er basert på foreløpig input fra de ulike aktørene.

Det er satt som en forutsetning at kontrakt med operatør er inngått i forbindelse med ferdigstillelse av underlag til investeringsbeslutning. En viktig aktivitet i første del av utbyggingsfasen er å sikre at operatøren har gjennomgått en familiariseringsfase når det gjelder de tekniske utredningene prosjektet har utført. Dette er nødvendig for at operatøren skal være tilstrekkelig kjent med de geologiske vurderinger som er gjort og i stand til å påta seg ansvaret når det skal gjennomføres boreoperasjoner.

Tabell 9.2 – Generisk milepælsplan.

Milepæl	Beskrivelse	Fullført
MP01	Beslutning om videreføring	
MP02	Oversendelse av investeringssøknad	MP01 + 11 mnd
MP03	Prosjekt Sanksjon (DG3)	MP01 + 14 mnd
MP04	Fabrikasjon av undervannsutstyr	MP03 + 22 mnd
MP05	Fabrikasjon av rør	MP03 + 27 mnd
MP06	Boring av injeksjonsbrønn	MP03 + 17 mnd
MP07	Installering av undervannsutstyr fullført	MP03 + 32 mnd
MP08	Installering av rørledning fullført (krever værvindu i sommerhalvåret)	MP03 + 32 mnd
MP09	Idriftsettelse	MP03 + 33 mnd

Gantt diagram for generisk plan, se vedlegg 4

10. Driftsfasen

Som beskrevet i kap 8.1 antar prosjektet at Gassnova vil ivareta eierskapet av transport og lagringssystemet fra Kårstø til Utsira S. på vegne av staten. Uavhengig av om driftsfasen inkluderes i anskaffelsen av utbyggingsoperatør er det behov for en operatør for å ivareta driften av transport og lagringssystemet. Denne operatøren skal være godkjent som operatør iht. petroleumsregelverket.

Det anbefales at oppdraget omfatter både transport og lagring for å sikre en hensiktsmessig driftsfilosofi uten for mange grensesnitt. Det antas allikevel at selve driften av systemet ikke vil kreve store ressurser. I tillegg til oppfølgingen av de tekniske innretningene er det påkrevet å overvåke den injiserte CO₂ for å forsikre seg om at den ikke oppfører på en annen måte enn forutsett.

For å sikre en bred industriell deltagelse i realiseringen av prosjektet vurderes det ulike modeller for å gi potensielle deltagere insentiver for å bidra. Dette kan for eksempel gjøres ved at Gassnova åpner for å invitere andre selskaper inn på eiersiden ved å etablere et konsortium. Drivkreftene for selskapene til å ønske å være med vil kunne være eierskap til CO₂-lagrings kapasitet eller innsikt og kompetanse om hvordan man etablerer et transport og lagringssystem.

Når det gjelder operatørskapet i driftsfasen vil det være hensiktsmessig om det var samme operatør som sto for utbyggingen. Det vil redusere kostnader og tidsbruk ved overgangen fra utbyggings- til driftsfasen, samtidig som det vil redusere antall grensesnitt. Driftsfasen vil i så fall måtte inkluderes i anskaffelsen av operatør til utbyggingsfasen. For at det skal være interessant for de større aktørene på norsk sokkel må det også vurderes om de skal få særlige rettigheter til transport og lagringskapasiteten.

Som en del av forprosjekteringen er det utviklet et utkast til drifts- og vedlikeholdsfilosofi av Gassco. I tillegg er det beskrevet av Aker Solutions hvilke krav som stilles til drift og vedlikehold av undervannsinstallasjonene. Den endelig drifts- og vedlikeholdsfilosofien vil avhenge av hvordan eierskap og drift organiseres. Følgelig vil det være nødvendig å inkludere utviklingen av en slik filosofi i anskaffelsen av en operatør for utbygging og drift.

11. Utestående aktiviteter

Forprosjekteringsarbeidet er utviklet og modnet i den hensikt å danne grunnlag for en investeringsbeslutning. Som en følge av at prosjektet ble stoppet våren 2009 gjenstår det imidlertid en rekke aktiviteter før en slik investeringsøknad kan godkjennes. Under følger en samlet oppsummering av dette arbeidet:

11.1 Teknisk

En IPR er gjennomført for det tekniske arbeidet. For lagringsløsningen ble det påpekt aktiviteter som må/bør gjennomføres før en investeringsbeslutning:

Det bør gjennomføres en usikkerhetsanalyse vedrørende geologiske parametre benyttet i geo-modellen og strømningsanalyser. Usikkerhetsspennet vil inngå i sensitivitetsmodellering av trykkutvikling og CO₂-utbredelse, hvor også utfall av varierende strømningsparametre vil bli evaluert.

Det bør utarbeides et isochore kart (et kart som viser variasjoner i vertikal tykkelse) for Utsira-formasjonen. Dette vil inngå som del av grunnlaget for framtidig overvåking av CO₂-utbredelsen.

Det bør gå en formell søknad til PTIL om fravik fra sokkelregelverket med hensyn til barrieresituasjonen i brønn 16/10-3 (ref. kapittel 4.3.4) En slik søknad må vedlegges en kvantitativ risikoevaluering og en redegjørelse for hvorfor fraviket anses som akseptabelt. Risikoevalueringen bør også inneholde en vurdering av barrieresituasjonen i brønn 16/8-2.

Da deler av 3D dataene benyttet ikke hadde den ønskede kvalitet [3] bør det gjøres en vurdering hvorvidt man skal reprocessere/retolke deler av 3D dataene på nytt. Formålet vil være å komplettere kartleggingen av Utsiraformasjonen, spesielt med tanke på bunn av formasjonen. Resultatet kan eventuelt også brukes for å definere og optimalisere prosesseringsparametre for framtidig 3D-målinger i forbindelse med reservoarovervåking.

Det er utført en teknisk konseptstudie for tilknytning til Draupner E plattformen for brønnkontroll [8]. Konseptstudien konkluderer med at en tilknytning til Draupner E er teknisk gjennomførbar, dette konseptet må imidlertid utredes videre til tilstrekkelig nivå for et investeringsunderlag (ref. kapittel 4.3.5).

Flere ulike installasjonsmetoder for havbunnsutstyret er utredet. Endelig beslutning med hensyn til installasjon bør gjøres senere når en oversikt over priser for ulike fartøyer kan tas med i vurderingen.

11.2 HMS

Utestående HMS aktiviteter, ref kapittel 5.7.5

11.3 Kostnadsestimater

Hovedtyngden av budsjettpostene er ømfintlige for svingninger i markedet. Kost estimatene må derfor oppdateres til +/-20% nivå, i henhold til krav for investeringsbeslutning.

11.4 Anskaffelse av operatør

Som beskrevet under kapittel 8, vil en vesentlig aktivitet være å få på plass en operatør som kan ta ansvaret for utbygging av hele verdikjeden. Dette vil være en krevende anskaffelsesprosess som forventes å ta noe tid. Det er her antatt en varighet på 11 måneder, fra dialog med markedet starter til en evt. kontraktisering. Varigheten vil avhenge av tilbakemeldingen fra markedet.

11.5 Myndighetsprosesser

I påvente av et utfyllende regelverk har prosjektet tilnærmet seg myndighetsprosessene som om det var petroleumsvirksomhet. De ulike myndighetsprosessene som berører prosjektet er listet i kap.11. Det legges til grunn her at disse prosessene skal være fullført før dokumentasjon for endelig beslutning om investering oversendes til myndighetene. En KS2-prosess kan imidlertid ikke påbegynnes før underlaget har nådd et visst nivå, og denne prosessen vil ikke kunne være gjennomført før beslutning om investering foreligger.

11.6 Styrende dokumenter

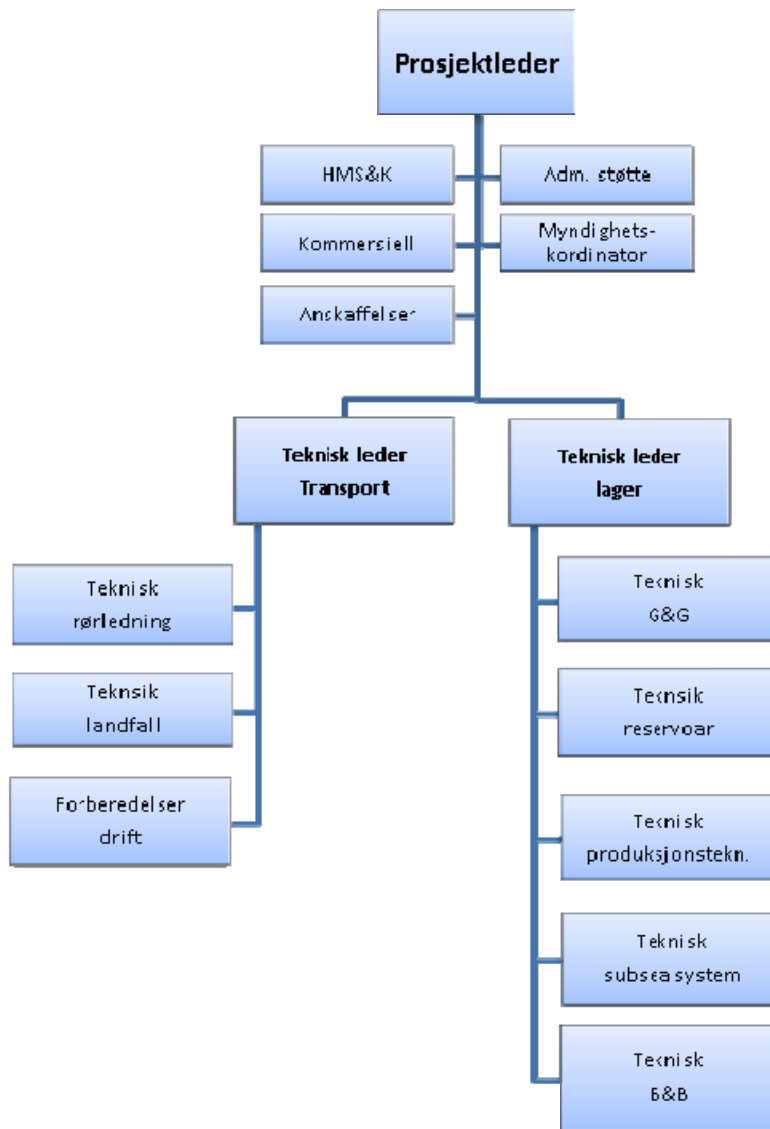
Ved en videreføring av prosjektet må det gjennomføres en oppdatering av prosjektets PQP/styrende dokumentasjon.

11.7 Organisering og planlegging

I vedlegg 4 er presentert en generisk plan for arbeidet som gjenstår med utgangspunkt i en evt. Myndighetsbeslutning om videreføring av prosjektet. Planen viser en total gjennomføringstid for denne fasen på 14 måneder (av dette er 3 mnd myndighetsbehandling av investeringssøknad), fra beslutning om videreføring til investeringsbeslutning.

Som en forutsetning er det satt at tiden det tar før prosjektet eventuelt videreføres ikke overskrideres med mer enn 2 år. Etter denne perioden vil man måtte kunne forvente at nøkkelpersoner og viktig kompetanse ikke lenger er tilgjengelig for prosjektet. Det er viktig å merke seg at nytt personell vil trenge en viss tid i forkant for å familiarisere seg med prosjektet, og at dette dermed vil forlenge denne fasen. I tillegg vil det tekniske underlaget måtte gjennomgås på nytt, for å sikre gyldighet. Kostestimater og varigheter lagt til grunn vil også kunne endres.

Det er nødvendig å ha en prosjekt organisasjon som dekker all nødvendig kompetanse for å gjenoppta arbeidet. Eksempel på en organisasjon som må etableres er gitt i figuren under:



Figur: 11.1 – Eksempel på en prosjektorganisasjon.

Det forutsettes for planleggingen av videreføringen at prosjektteamet er etablert, og at det derfor i liten grad vil være behov for en etablering av nytt team eller familiarisering til arbeidet som er utført tidligere.

12. Referanser

Gassnova:

- [1] ”Konseptstudierapport- Transport og lagring av CO2 fra Kårstø og Mongstad” (TL01-GTL-Z-RA-0001)
- [2] Gassnova Governing manual (AkivsakID 09-26 JPID (JPid) 09-2884 Dokumentno -6)
- [3] Aker Geo QA IPR of geological storage of CO2 and subsea well (TL01-2009-RE-00012, version 8 09.12.2009)
- [4] Gassnova FEED Design Basis for the Kårstø CO2 Capture, Transport and Storage Project. (TL01-GTL-Z-FD-0001) Rev 02 11.12.2009
- [5] Gassnova FEED Design Basis for the Kårstø CO2 Capture, Transport and Storage Project. (TL01-GTL-Z-FD-0001] Rev 01 09.09.2009)
- [6] Interface Management Procedure for the CO2 Capture, Transport and Storage network Project (TL01-GTL-Z-KA-0001)
- [7] Gassnova DG3 - kostrapport, Transport og Lagring av CO2 fra Kårstø (TL01-GTL-F-RA-0001)

Gassco:

- [8] Gassnova CO2 Umbilical Tie-In to Draupner DG 2 document. (PG22-DR.RF-09.26181) Rev 0 July 2009
- [9] “CO2 Transport Network Decision Gate 4 (3+) report”. (PG24-KA.RF-09.24123) Rev A 12.02.2010. (TL01-GCB-Y-RA-0001)
- [10] CO2 Transportation Network DG 4 Design Basis and functional requirements. (PG24-NR-RG-08.17614). (TL00-GCB-L-FD-0004) Rev 0 30.01.2009
- [11] HES Risk Analyses and acceptance criteria in Gassco . (SH20-GA.PR02.042), (TL01-GCB-S-CA-0001) Rev03 22.04.2008

Ross Offshore:

- [12] Utsira South Subsea Development Report Rev 01 19.02.2010. (TL01-ROS-Z-RA-0001)
- [13] Response To Aker Geo QA Audit ROS/GSF/Mem-06/IL .(TL01-2010-ME-00003) 22.02.2010

Statoil

- [14] Gassnova Sleipner CO2 injection (TL01-SLA-A-RA-0001)
- [15] “Evaluation of the long term sealing capabilities in the Norwegian sector of the Southern North Sea for CO2 storage purposes – CO2SEAL”- **Ikke utgitt!**

Sleipner lisensen

- [16] Brev fra Sleipner lisensen . (TL01-2009-LE-00001) 07.09.2009 Jens Hagen

OED

- [17] Mandatet fra OED Tildelingsbrev Deres referanse 09/01969 Dato 22.01.2010. (AkivsakID 09-297 JPID 10-248 Dokumentno -4)

Aker Subsea

- [18] Basis of Design Rev 02 22.05.2009 (10000679444) (TL01-ASU-S-U-FD-0001)

EU direktivet

[19] DIRECTIVE 2009/31/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directive 85/337/EEC, European Parliament and Council Directives 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/EC, 2008/1/EC and Regulation (EC) No 1013/2006

Scandpower

[20] Risikoanalyse av CO₂ lagring i utsira syd. Scandpower 18.01.2010 Scandpower . (Rapport no 99.290.008/R1)18.01.2010

Safetec

[21] Kårstø CO₂ fangstanlegg Gassnova SF Risikoanalyse knyttet til CO₂ fangstanlegget på Kårstø. Februar 2010 Safetec . (Rapport nr: ST-02826-2). (TL01-SAF-Q-RA-00001)

DNV

[22] Risk analyses CO₂ Transport Pipeline – Kårstø to Sleipner A/Utsira South . (DNV report no: 2009-0794) Rev A Unverified Draft 20.05.2009 (TL01-DNV-L-CA-0001)

[23] Konsekvens utredning for transport og lagring av CO₂ fra Kårstø. (DNV rapport: 2009-0265)30.04.2009. (TL01-DNV-L-RA-0001)

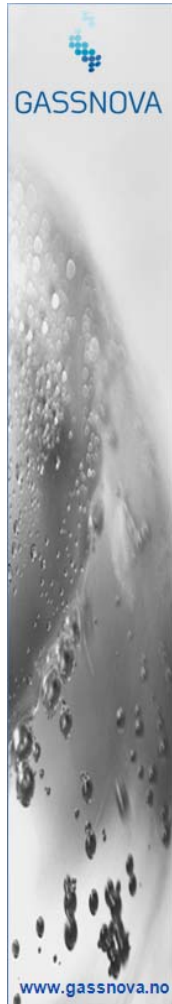
IRIS

[24] Rapport IRIS - 2010 006 Versjon 2 - Effekt av O₂ i CO₂ injeksjonsgass på undergrunns lagring av CO₂ TL02-2010-RE-00010

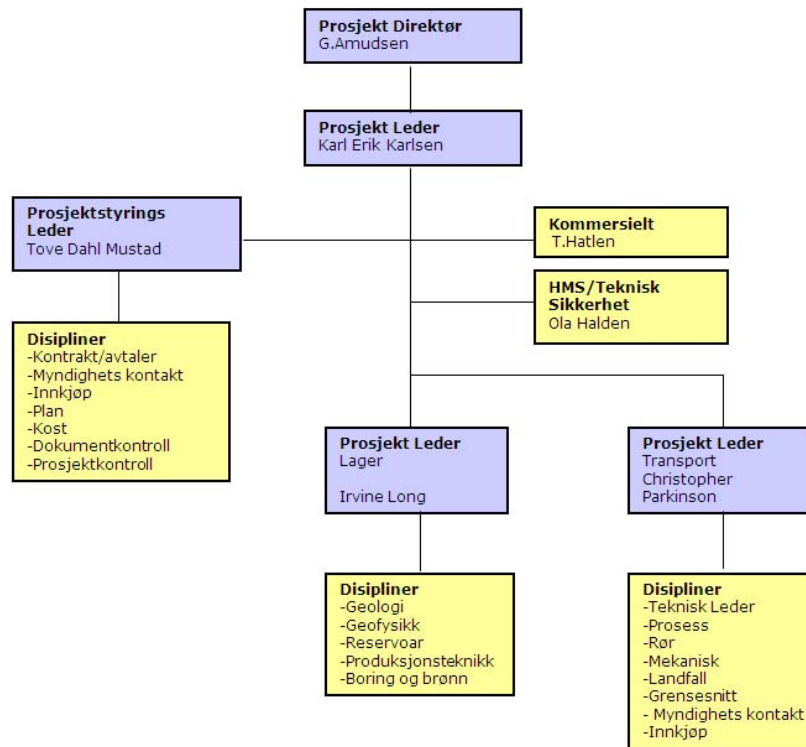
13. Vedlegg

- Vedlegg 1 Prosjektorganisasjon
- Vedlegg 2 Prosjekt adm. Departement
- Vedlegg 3 Organisasjon Ross Offshore
- Vedlegg 4 Kårstø Transport og lagring, Generisk plan

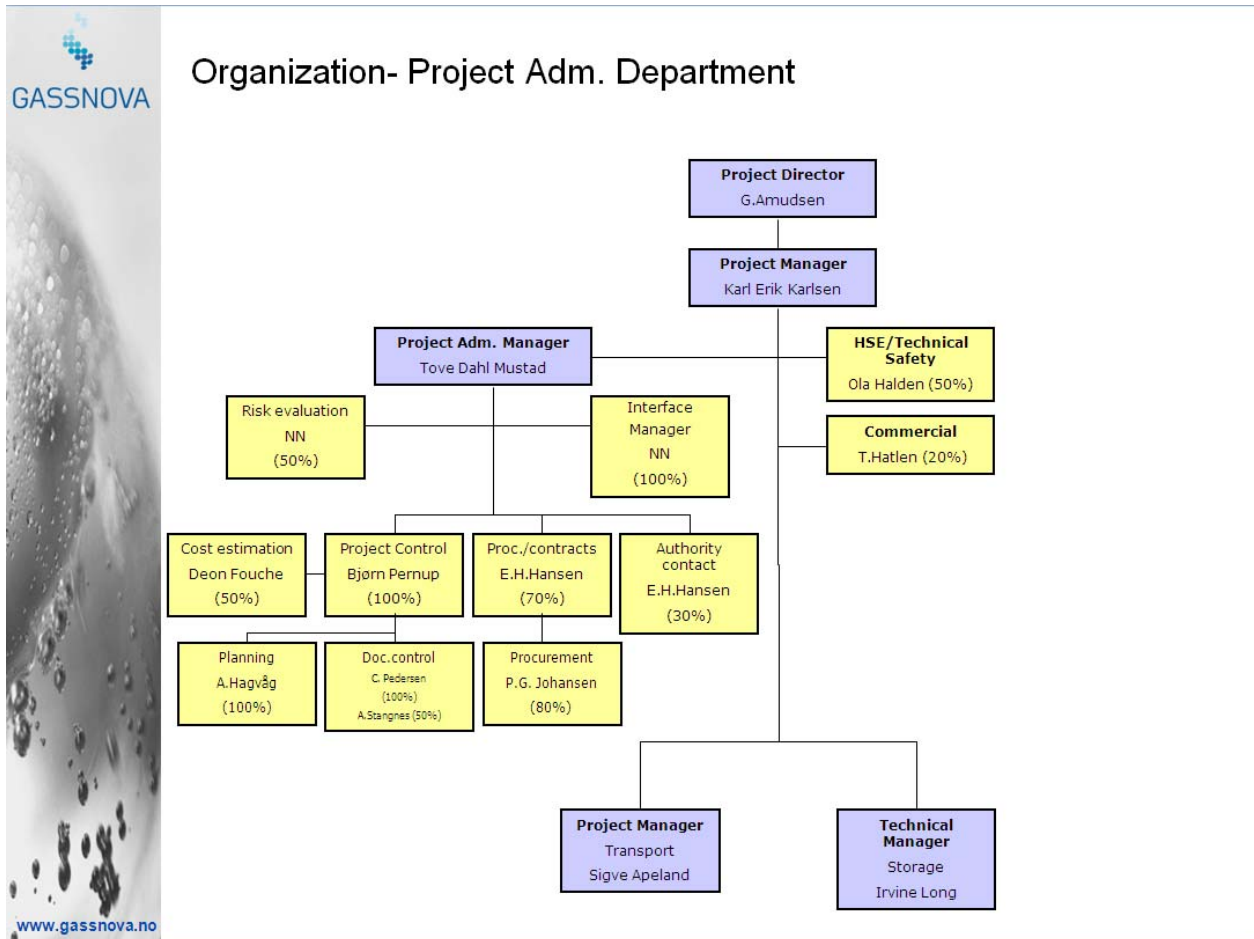
13.1 Vedlegg 1 Prosjektorganisasjon



Prosjektorganisasjon



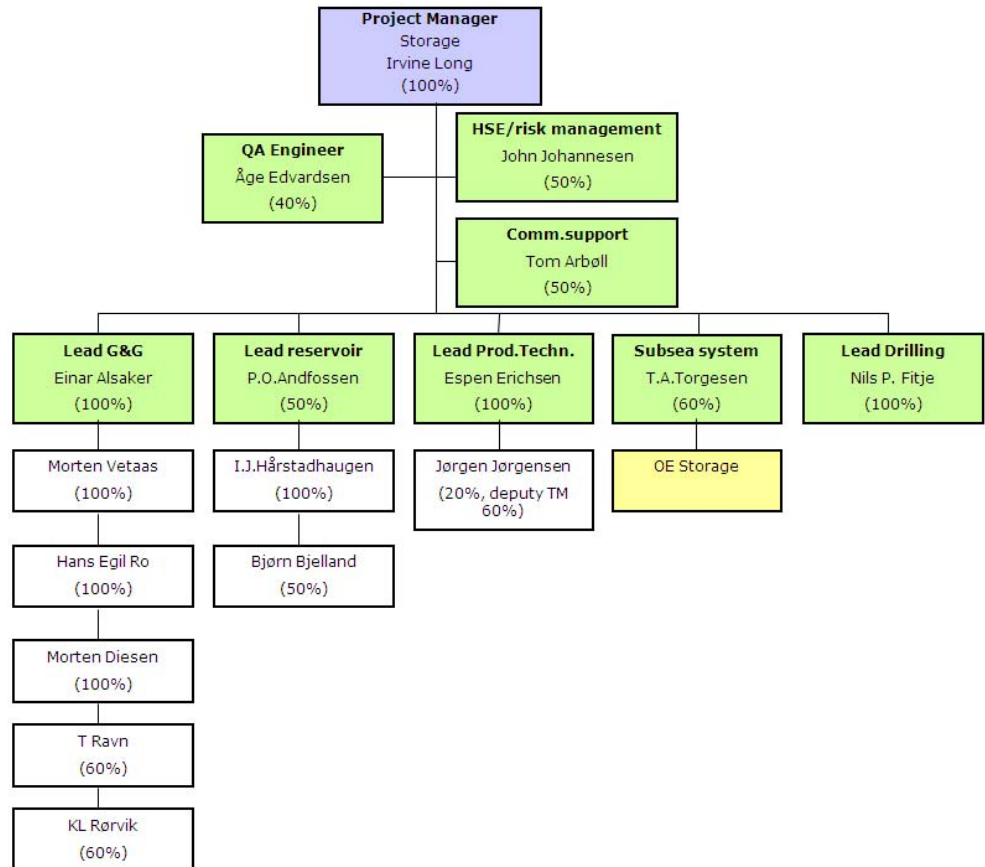
3.2 Vedlegg 2 Prosjekt adm. Departement



13.3 Vedlegg 3 Organisasjon Ross Offshore



Organization- Ross Offshore



13.4 Vedlegg 4 Kårstø Transport og lagring, Generisk plan

