



Vurdering av gasstransportalternativer fra Barentshavet sør

17.04.23

Introduksjon

Det vises til brev fra Olje- og energidepartementet av 6. mars 2023 med forespørsel om oppdatert vurdering av alternativer for økt gasstransportkapasitet fra Barentshavet. I dette dokumentet gis en oppdatert vurdering av fremtidige gasstransportløsninger fra Barentshavet sør som forespurt. Vurderingene er basert på analyser, dialog og informasjon fra relevante selskaper og oppdaterte ressursvurderinger fra Oljedirektoratet. Det er knyttet observasjoner og anbefalinger om veien videre. Barentshavet sør er i kontinuerlig utvikling og det som presenteres er nåværende status.

Bakgrunn og rammer

Gassco har som systemoperatør ansvar for videreutvikling av oppstrøms gassrørledningsnett og tilknyttede anlegg med sikte på å oppnå helhetlige transport- og behandlingstløsninger for petroleumsvirksomheten, jf. petroleumsforskriften §66A. Igangsetting av prosjekter baseres i hovedsak på behov for nye løsninger fra brukerne.

Ulike arbeidsprosesser utføres i Gassco for å ivareta systemansvaret, også kalt arkitektmandatet, og et eksempel er gjennomføring av områdestudier ved transportbehov for gass fra flere felt og funn i et område. Formålet med områdestudier er blant annet identifisering og kartlegging av langsiktig kapasitetsbehov, sammen med potensialet for utvikling av integrerte gasstransport- og prosessløsninger innenfor definerte områder på norsk sokkel.

I perioden 2020-2021 utførte Gassco sammen med petroleumsindustrien en mulighetsstudie (BSGE - Barents Sea Gas Export) der de identifiserte utviklings-scenariene og observasjonene fra Gasscos områdestudie fra 2019 ble oppdatert og videreutviklet.

BSGE-mulighetsstudien inkluderte ulike alternativer for å øke gasstransportkapasiteten fra Barentshavet sør; 1) økt kapasitet på flytende gass (LNG - Liquefied Natural Gas) på Melkøya, 2) nytt DPCU-anlegg (Dew Point Control Unit) på Melkøya med transport via en ny gassrørledning til eksisterende infrastruktur i Norskehavet, 3) nytt DPCU-anlegg på ny lokasjon med transport via en ny gassrørledning til eksisterende infrastruktur i Norskehavet. Det ble også gjennomført en mulighetsstudie for flerfaserørtransport uten DPCU-anlegg. Gjennom Gasscos arkitektrolle ble det utført uavhengige vurderinger knyttet til gasstransportløsninger i Barentshavet sør for eksisterende felt og planlagte feltutbygginger (Snøhvit, Goliat, Wisting, Johan Castberg og Alke).

Resultatene fra BSGE-studien viste at det ikke var tilstrekkelig lønnsomhet for å øke gasstransportkapasiteten fra Barentshavet sør. Anbefalingen i 2021 var å avvente videre arbeid i påvente av at pågående studier av et ammoniakkproduksjonsanlegg med tilhørende karbonfangst og lagring («blå» ammoniakk) ble videreutviklet til samme nivå som de konvensjonelle alternativene fra mulighetsstudien.

For å sikre effektiv ressursforvaltning og videreutvikling av Barentshavet vil det være viktig med oppdatert informasjonsgrunnlag om gasstransportbehovet i de videre

vurderinger og beslutninger for å sikre helhetlige og robuste områdeløsninger. Det geografiske området for studien er Barentshavet sør og inkluderer ikke ressurspotensialet fra uåpnede områder.

Økt fokus på forsyningssikkerhet og leveranse av norsk gass til Europa i lys av energisituasjonen, styrker behovet for norsk gass som en del av energimiksen fremover i tid. Volumgrunnlaget i Barentshavet sør, sett i sammenheng med markedets behovet, danner basis for en eventuell utbygging av ny gassinfrastruktur.

Oppsummering

Resultatene fra arbeidet er oppsummert under i et sett med observasjoner knyttet til utviklingen av gassressursene i Barentshavet og behovet for gasstransport- og behandlingsskapasitet i Barentshavet sør.

1. Anslagene for Snøhvit-ressursene alene indikerer at Hammerfest LNG-anlegget på Melkøya er fullt utnyttet til rundt 2040. Uten ny gasstransportkapasitet vil anlegget være fullt utnyttet fram mot 2050 basert på påviste ressurser i felt og funn. Felt i drift og funn under utvikling har behov for kapasitet før det er ledig kapasitet på Melkøya.
2. I henhold til Oljedirektoratet sine anslag er ressurspotensialet i Barentshavet sør stort. Anslaget for uoppdagede ressurser i nærhet av eksisterende og planlagte felt er i størrelsesorden 80 mrd. Sm³.
3. Det vil være sokkeløkonomisk lønnsomt å bygge ut ny kapasitet fra Barentshavet basert på påviste volum fra felt i drift og funn basert på forutsetninger som ligger til grunn for de studerte løsningene.
4. Økt fokus på leteaktivitet for å påvise økte gassressurser er viktig for å styrke grunnlaget for ny gassinfrastruktur i Barentshavet.
5. Økt gasstransportkapasitet utover Hammerfest LNG vil kunne akselerere utvikling av påviste ressurser og optimalisere produksjon av olje og assosiert gass, samtidig som insentivene for leting styrkes.
6. Av de vurderte alternativene for økt gasstransportkapasitet er det et DPCU-anlegg med rørtransport som gir best sokkeløkonomi. Dette alternativet er mest robust som en områdeløsning med høyest fleksibilitet til å håndtere mulige tilleggsressurser.
7. Samordnet utvikling av felt- og tilhørende infrastruktur er viktig for å maksimere verdiskapingen.

Områdevurderinger av gassinfrastruktur i Barentshavet er basert på et samarbeid mellom et stort antall aktører. Analysene viser at det vil være sokkeløkonomisk lønnsomt å bygge ny gassinfrastruktur basert på påviste ressurser, samtidig vises et potensial for betydelige tilleggsressurser i nærheten av eksisterende og planlagt feltinfrastruktur. Gassco anbefaler basert på dette å studere videre en større områdeløsning.

Gassco vil i samråd med industrien jobbe for å ramme inn en neste fase for videreutvikling av konseptene med et DPCU-anlegg og videre optimalisering av dagens LNG-kapasitet på Melkøya og anbefaler at industrien parallelt med dette styrker fokuset på leting.

Nåsituasjon og ressurspotensialet i Barentshavet

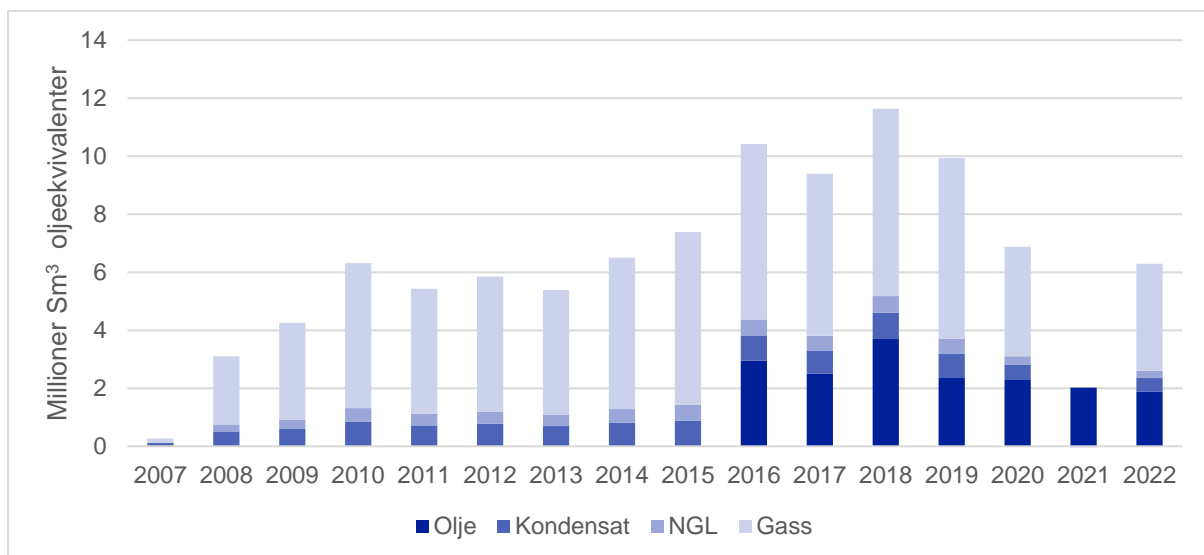
Introduksjon

Historisk har store gassfelt og utbygging av oljefelt med behov for avsetning av assosiert gass vært driver for etablering av gassinfrastruktur på norsk sokkel. Samordnet utbygging av funn med mindre ressursgrunnlag har etter hvert blitt en viktig faktor i utbygging av den integrerte gassinfrastruktur på norsk sokkel.

Det har over flere år vært kjent at ressurspotensialet i Barentshavet er betydelig, men det vises likevel ofte til manglende gassinfrastruktur og store avstander som en medvirkende årsak til at leting etter olje fremfor gass har vært et fokus.

Barentshavet ble åpnet for petroleumsvirksomhet i 1980. Det ble i TFO-2022 (Tildeling i Forhåndsdefinerte Områder) tildelt totalt 47 utvinningstillatelser på sokkelen, hvorav to i Barentshavet sør. Da TFO-2023 ble sendt på offentlig høring i januar 2023 ble det foreslått å øke antallet blokker som det kan søkes på i TFO med 78 blokker i Barentshavet. Gassfunnet Lupa nær Goliatfeltet, som var det største på norsk sokkel i 2022, er et interessant tilskudd til ressursgrunnlaget i Barentshavet sør.

Produksjonen i Barentshavet sør har vært gradvis økende siden oppstarten av Snøhvitfeltet. Snøhvitfeltet startet opp i 2007 og er bygget ut med undervannsinnetninger og et landanlegg for prosessering til flytende gass på Melkøya utenfor Hammerfest (HLNG). Goliatfeltet startet produksjonen i 2016 og er et oljefelt med assosiert gass og gasskappe. Gassen reinjiseres i dag i reservoaret og konseptvalg for en framtidig transportløsning er planlagt i 2023. En gasstransportløsning vil gi en bedre ressursutnyttelse av Goliatfeltet. Historisk årlig produksjon for felt som er i drift er vist i figur 1.



Figur 1: Historisk produksjon i Barentshavet (kilde: Oljedirektoratet)

Oljedirektoratets ressursregnskap viser potensial for store uoppdagede gassressurser i Barentshavet. Oljedirektoratet anslår at om lag halvparten av de uoppdagede gassressursene i områder som er tilgjengelig for petroleumsvirksomhet på norsk sokkel, ligger i Barentshavet. Det er også betydelige gjenværende ressurser i produserende felt, med et vesentlig potensial for økt utvinning.

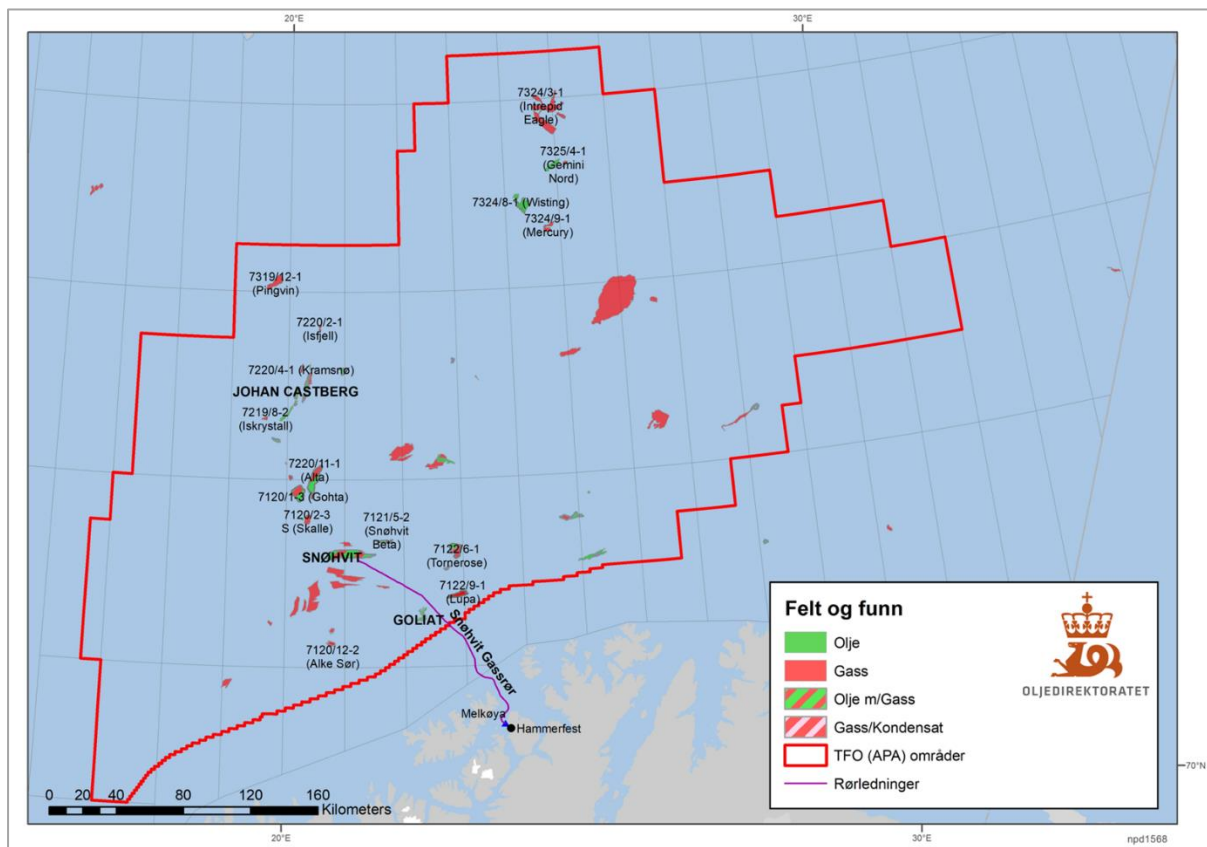
Oljedirektoratets ressursanslag, sammen med Gasscos datainnsamling, har vært med på å danne grunnlaget for utviklingsscenariene beskrevet i avsnittet *Barentshavet sør - volumgrunnlag og oppsidescenario*. Industrien har bidratt med ressursestimater, tekniske vurderinger og kostnadsestimater. Disse bidragene, sammen med dialogen med aktørene, har vært nødvendig for å gjøre oppdaterte vurderinger som danner grunnlaget for observasjonene i dette dokumentet.

Nåsituasjonen og feltutviklingsplaner

Eksisterende gassinfrastruktur i Barentshavet er gassrøret fra Snøhvitfeltet til land med tilhørende prosesserings- og gasstransportkapasitet på HLNG-anlegget. Kapasiteten på HLNG vil være fullt utnyttet til rundt 2040 basert på forventet egenproduksjon fra Snøhvitfeltet.

Snøhvit er per i dag det eneste feltet med gasseksport i Barentshavet, med rundt 20 MSm³ gassproduksjon per dag og om lag 142 mrd. Sm³ i gjenværende gassreserver. I tillegg kommer mulige oppsideressurser i feltet. Gassen som produseres på Goliat reinjiseres per i dag i reservoaret.

Daglig petroleumsproduksjon i Barentshavet har vært på rundt 26.500 Sm³ o.e. (standard kubikkmeter oljeekvivalenter). I perioden 2020–2022 var dette lavere grunnet nedstenging av HLNG-anlegget forårsaket av brann.



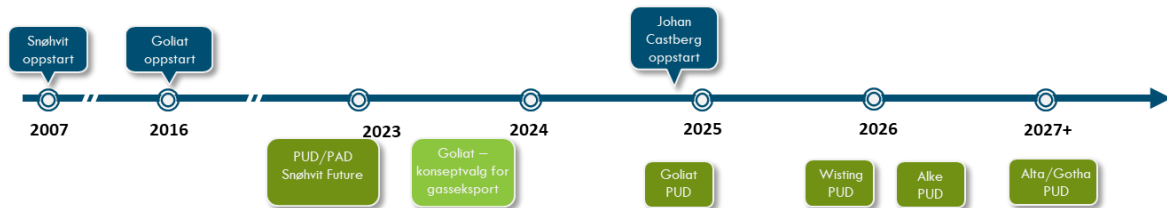
Figur 2: Kartutsnitt Barentshavet (kilde: Oljedirektoratet)

Funn- og feltutviklingsprosjektene vil bidra til å utvikle Barentshavet videre som petroleumsprovins. Observasjoner og erfaringer fra norsk sokkel viser at samordning kan være nødvendig for utvikling av marginale funn og det er derfor viktig å tilrettelegge for områdefleksibilitet i et relativt umodent område. Under gis en overordnet beskrivelse av funn- og feltutviklingsprosjekter.

- Snøhvit er et gassfelt påvist i 1984. Feltet er operert av Equinor og er lokalisert omtrent 140 km nordvest for Hammerfest. Snøhvitfeltet ble satt i produksjon i 2007 og er det første feltet som ble bygget ut i Barentshavet. Feltet er en undervannsutbygging og brønnstrømmen fra feltet går inn til HLNG-anlegget på Melkøya for prosessering. LNG transporteres fra HLNG med skip til markedet. Kapasiteten på HLNG vil være fullt utnyttet til rundt 2040 basert på forventet egenproduksjon fra Snøhvitfeltet. Det antas at funnene Snøhvit Beta og Tornerose bygges ut via Snøhvitfeltet. Som en del av Snøhvit Future prosjektet leverte Snøhvit Unit i desember 2022 inn søknad om endret Plan for Utbygging og Drift og endret Plan for Anlegg og Drift (PUD og PAD). Prosjektet består av to deler; landkompresjon for å forlenge platåproduksjonen og elektrifisering for å redusere karbondioksid (CO₂) utslipp fra anlegget.
- Goliatfeltet, operert av Vår Energi, er et oljefelt med gasskappe, som er bygd ut og satt i produksjon i 2016. Goliat er lokalisert omtrent 50 km sørøst for Snøhvitfeltet. Oljen transporteres i dag til markedet med skytteltankere. En gasstransportløsning er nødvendig for fleksibilitet til akselerert og økt oljeutvinning og dermed bedre ressursutnyttelse av feltet. Det planlegges for konseptvalg for transportløsningen for Goliat-gassen i 2023, med investeringsbeslutning i 2024. I analysene antas det at gass fra Goliat får kapasitet enten via HLNG eller via ny, økt transportkapasitet. En transportløsning via HLNG vil kreve tilknytningsavtale med Snøhvit Unit, og vil medføre utsettelse av Snøhvitvolum.
- Johan Castberg-feltet er et Equinor-operert oljefelt med gasskappe, lokalisert omtrent 100 km nordvest for Snøhvitfeltet. Johan Castberg består av de tre strukturene Skrugard, Havis og Drivis, som ble påvist mellom 2011 og 2013. Det er i de senere år gjort flere funn i området rundt Johan Castberg. Feltet bygges ut med et produksjonsskip og undervannsinnretning med planlagt oppstart i fjerde kvartal 2024. Eksport av gassen er planlagt fra 2047. I analysene antas det at funn i nærheten vil bli knyttet opp til Johan Castberg, og at gassen transporteres via rør til HLNG og eksporteres videre derfra ved hjelp av dagens kapasitet eller med ny, økt transportkapasitet.
- Wisting er et oljefunn som ble påvist i 2013. Equinor er utbyggings- og driftsoperatør. Wistingfeltet er lokalisert omtrent 230 km nordøst for Snøhvitfeltet. Wisting har behov for transportkapasitet for assosiert gass. I desember 2022 besluttet Wisting-partnerne å utsette investeringsbeslutningen til 2026. Gassen vil bli transportert i rør via Johan Castberg videre i rør til HLNG og eksporteres videre derfra med dagens kapasitet eller med ny økt transportkapasitet.
- Alke, hvor Vår Energi er operatør, er et gassfunn som ble påvist i 1981. Funnet er lokalisert omtrent 60 km sørvest fra Goliat. Vurdering av ulike utbyggingsløsninger pågår, med en plan om PUD i 2026. I analysene antas det at Alke-gass transporteres via Snøhvit eller Goliat til HLNG, og eksporteres videre derfra med dagens kapasitet eller med ny, økt transportkapasitet.

I oppsidevolumene er det også inkludert volum fra flere andre funn med lavere modningsgrad. Alta og Gotha er Aker BP-opererte oljefunn med gasskappe påvist henholdsvis i 2014 og 2013. Funnene er lokalisert omtrent 35 km nordvest for Snøhvitfeltet. Arbeid med utbyggingsløsninger pågår. I analysene antas det at gass fra Alta og Gotha transporteres via et annet felt med rør til HLNG, eller til ny transportløsning. Lupa (brønn 7122/9-1) er et Vår Energi-operert gassfunn som ble påvist i desember 2022. Funnet er lokalisert 27 km nordøst for Goliatfeltet. I analysene antas det at Lupa transporteres via Goliat til HLNG, eller med ny, økt transportkapasitet.

I figur 3 under vises en tidslinje for når PUD-er planlagt for de ulike prosjektene.



Figur 3: Timeplan for PUD/PAD

Oljefelt med assosiert gass har normalt behov for en gasstransportløsning for å sikre optimal utvinning av petroleumsressursene, både for å maksimere verdien av oljeressursene og for å realisere tilleggsverdien av gassen.

Aktørmangfoldet i Barentshavet er stort, med 13 selskaper som rettighetshavere (per mars 2023). For å sikre gode beslutninger for utviklingen av petroleumsressursene i området, er det nødvendig med samordning og tilstrekkelig koordinering slik at beslutningene blir konsistente og helhetlige for de ulike verdikjedene fra felt til marked. God samordning av ressurser fra ulike felt og funn vil være en viktig bidragsyter i robustgjøring av økt gasstransportkapasitet fra Barentshavet.

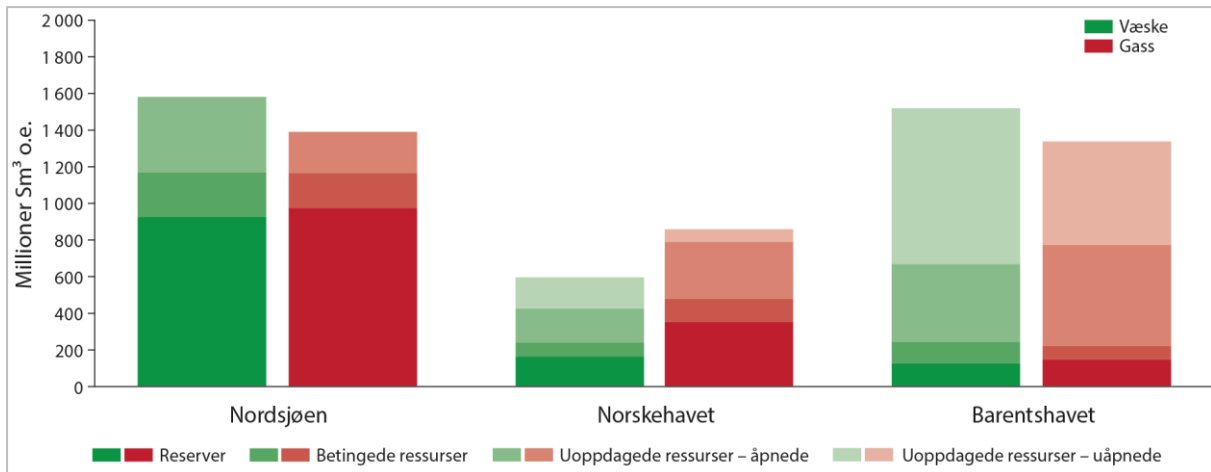
Uten økt gasstransportkapasitet reduseres insentivene for leting og utbygging av både påviste og uoppdagede gassressurser i Barentshavet. Videre kan det bli mer krevende å bygge ut oljefelt med behov for avsetning av assosiert gass.

Barentshavet sør - volumgrunnlag og oppsidescenario

Oljedirektoratets forventningsverdi for gjenværende gassressurser i åpne områder i Barentshavet sør er 776 mrd. Sm³. De gjenværende gassressursene i Barentshavet sør utgjør om lag 25% av de forventede gjenværende gassressursene i åpne områder på norsk sokkel.

Mesteparten av den påviste gassen på norsk sokkel ligger i Nordsjøen og i Norskehavet, mens om lag halvparten av de uoppdagede gassressursene i åpne områder antas å ligge i Barentshavet.

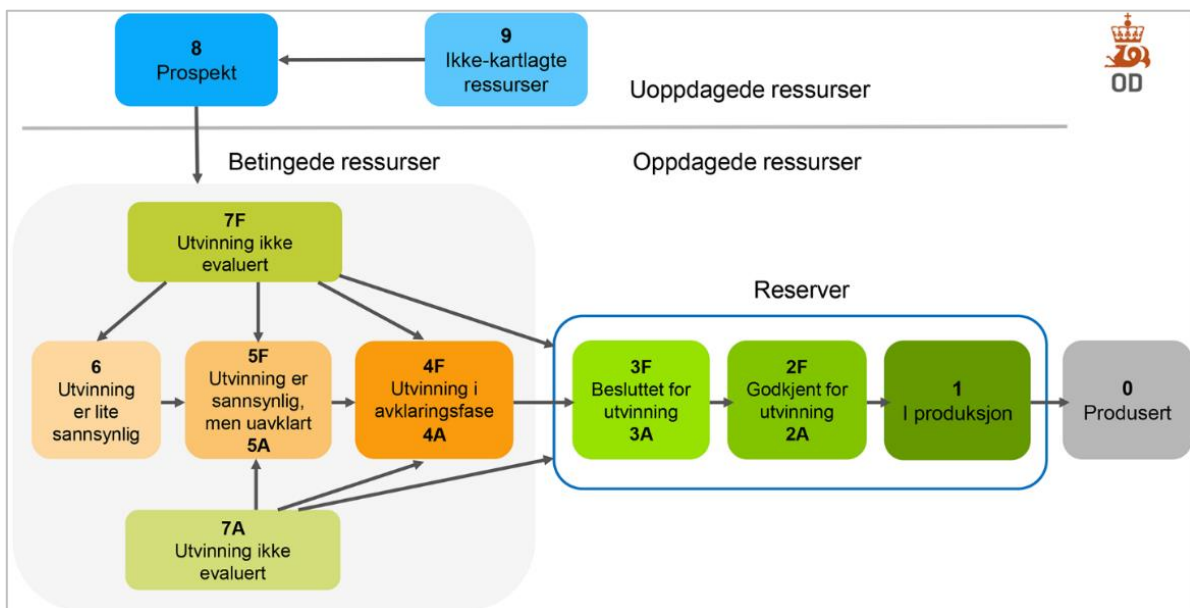
I figur 4 vises petroleumsressurser i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet delt inn i reserver, betingede ressurser, uoppdaget - åpne områder, uoppdaget - uåpne områder.



Figur 4: Petroleumsressurser i Nordstjøen, Norskehavet og Barentshavet (Kilde: Oljedirektoratet)

En betydelig andel av de antatte oppdagede ressursene i Barentshavet ligger i områder som i dag ikke er tilgjengelig for petroleumsvirksomhet. Barentshavet er det minst utforskede havområdet på norsk sokkel og det er betydelig usikkerhet knyttet til ressursestimatene. Særlig stor er usikkerheten for oppdagede ressurser.

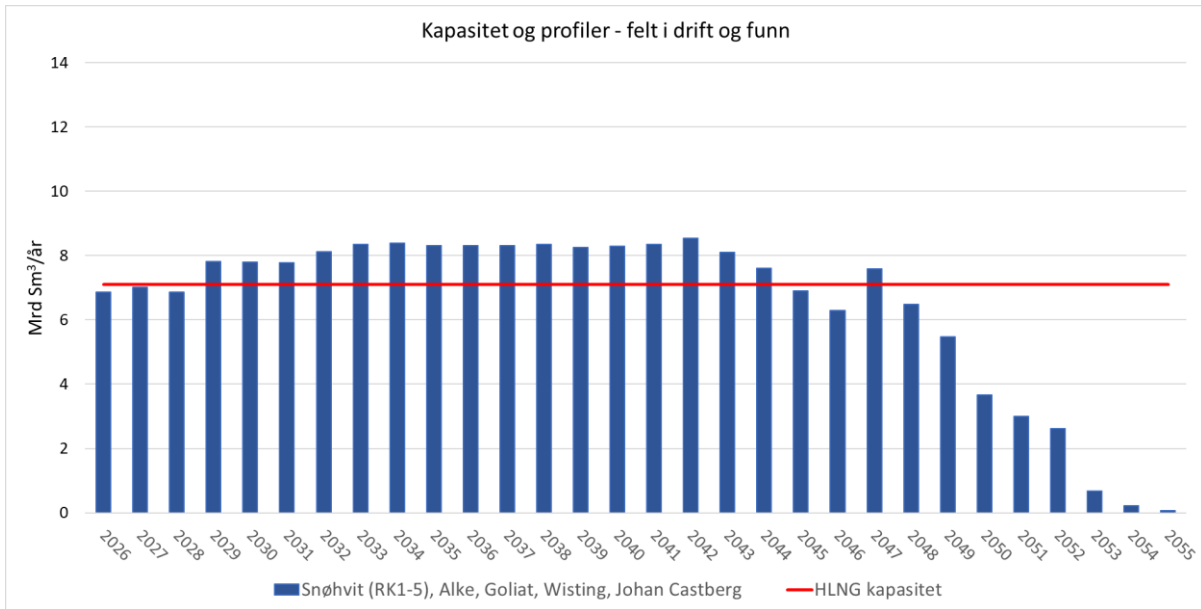
Lisensoperatørene i Barentshavet rapporterer årlig inn ressursanslag for felt og funn til Oljedirektoratet. Dette i tillegg til Oljedirektoratets vurderinger og anslag på oppdagede ressurser er brukt som basis for vurderingene i denne rapporten. Definisjonene av de forskjellige ressursklassene vises i figur 5.



Figur 5: Ressursklassifisering (Kilde: Oljedirektoratet)

Eksisterende gasstransportkapasitet og behov for ny kapasitet

I figur 6 vises oppdaterte gassvolum fra felt i drift og fra funn under utvikling. Kapasitetslinjen i figuren viser rikgasskapasiteten på HLNG-anlegget, som er 7,4 mrd. Sm³/år (4,3 MTPA) før prosessering med full årlig utnyttelse. Basert på historiske data forventes det at faktisk årlig kapasitet er noe lavere grunnet planlagte og uplanlagte nedstenginger av HLNG-anlegget.

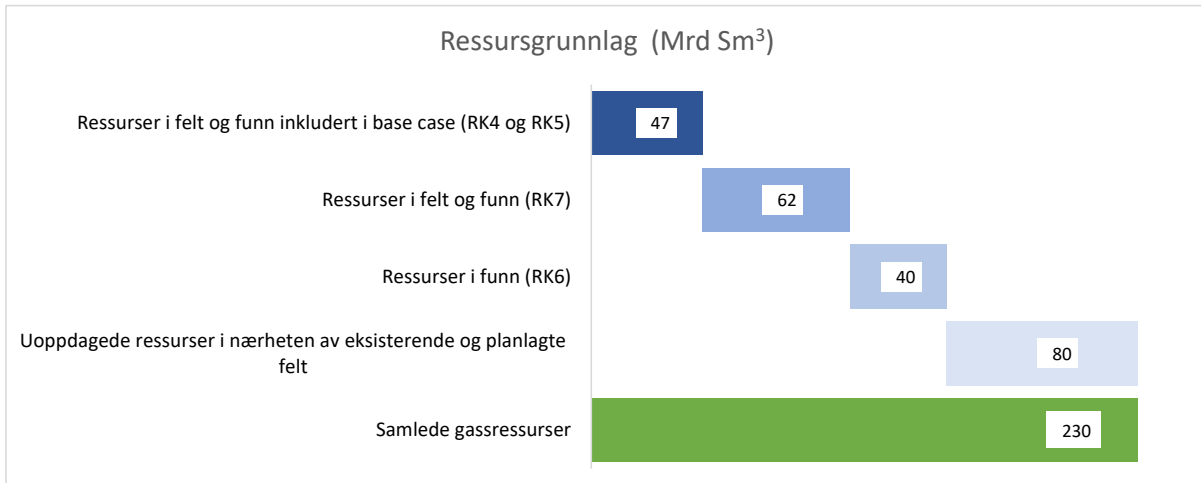


Figur 6: Barentshavet sør - volumprofil og HLNG-kapasitet

Eksisterende gasstransportkapasitet er ikke tilstrekkelig for påvist gass fra felt i drift og funn. Uten ny gasstransportkapasitet er det dermed nødvending med utsatt oppstart, utsatt gasseksport, permanent reinjeksjon av gass, eller inngåelse av kapasitetsavtale med rettighetshavere i Snøhvit Unit om bruk av noe kapasitet på HLNG-anlegget. I sistnevnte tilfelle vil gassproduksjonen fra Snøhvitfeltet bli utsatt tilsvarende.

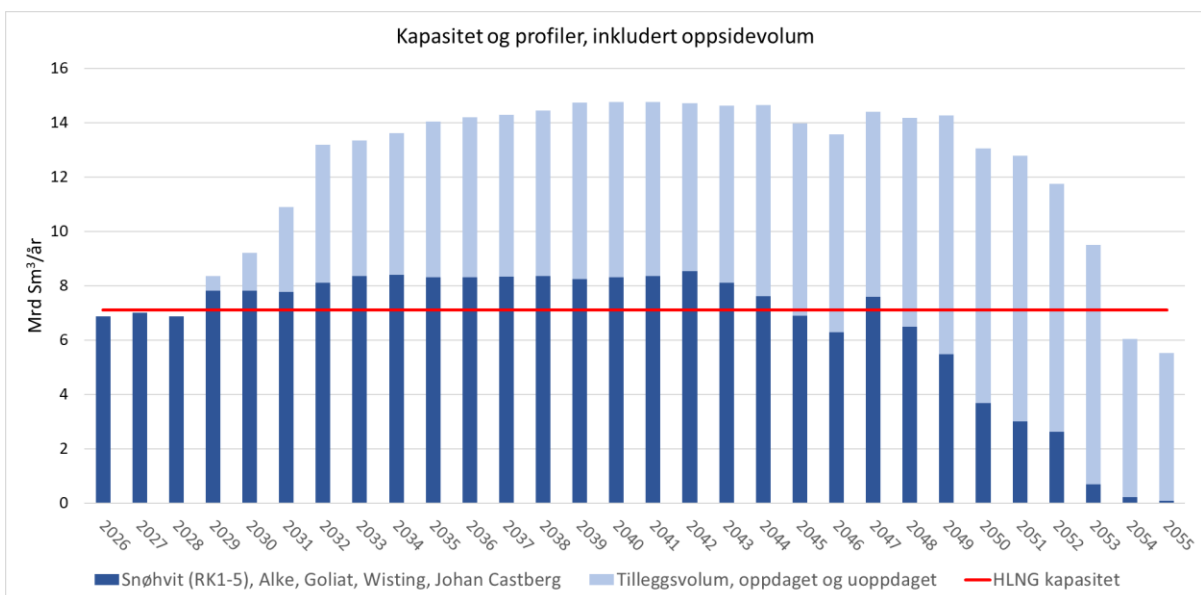
Ressurspotensialet og leting

Utover Snøhvitfeltets RK1-3 ressurser er ytterlige anslåtte gassressurser i størrelsesorden 230 mrd. Sm³, som vist i figur 7. I figuren vises både innrapporterte ressurstall fra operatørene, samt anslag fra Oljedirektoratet. De innrapporterte ressursene inneholder gass fra felt i drift, felt under utvikling og funn under vurdering. En videreutvikling av infrastrukturen i Barentshavet vil kunne bidra til at noen av gassressursene som i mangel på ledig gasstransportkapasitet er blitt klassifisert i ressursklasse 6 (der utvinning anses som lite sannsynlig), igjen kan bli vurdert som økonomisk lønnsomme. Det er også inkludert anslag for uoppdagede ressurser i nærhet av eksisterende- og planlagte felt.



Figur 7: Ressurser og ressurspotensialet Barentshavet sør i nærheten av eksisterende- og planlagte felt

Oljedirektoratet har vurdert ressurspotensialet i nærhet av eksisterende og planlagte felt som Wisting, Johan Castberg, Snøhvit og Goliat. En sirkel med radius på 100 km rundt disse knutepunktene er brukt for å avgrense områdene. Disse ressursene er videre satt sammen på en tidslinje som viser ressurspotensialet dersom det blir etablert gassinfrastruktur i Barentshavet sør med tilstrekkelig gasstransportkapasitet. Denne profilen er vist i figur 8, hvor oppdagede ressurser er justert for funnsannsynlighet og estimatene er en forventningsverdi.



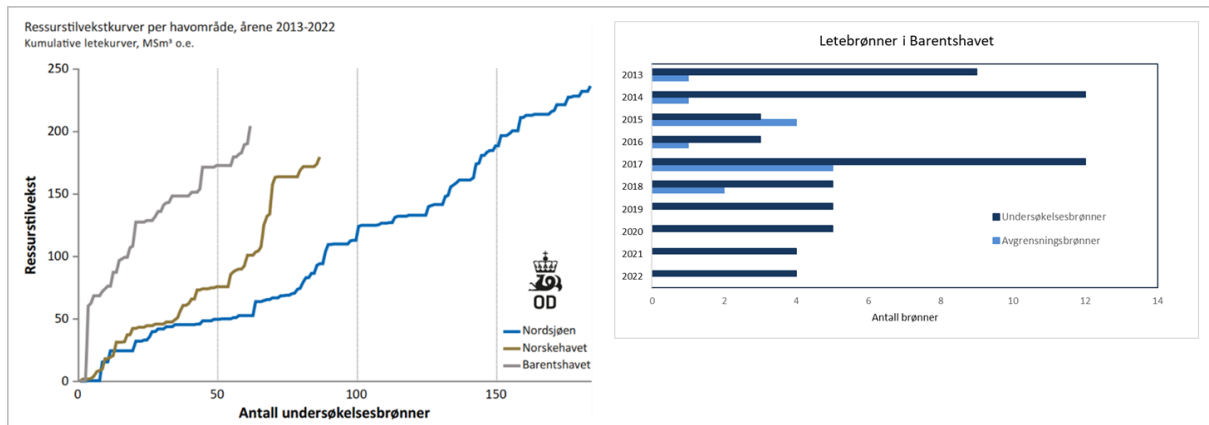
Figur 8: Barentshavet sør - volumprofil, HLNG kapasitet og inkludert oppsidepotensialet

Volumprofilen i figur 8 er lagt til grunn i analysene og observasjonene i denne rapporten. Det understrekes at denne volumprofilen som ovenfor nevnt er begrenset til områder nær eksisterende og planlagt infrastruktur, og inkluderer ikke volum fra øvrige områder og arealer. Oljedirektoratets anslag for tilleggsressurser i Barentshavet for øvrig viser et betydelig ytterligere volumpotensial, jf. også figur 4.

I figur 9 vises antall letebrønner og ressurstilvekst i de tre havområdene fra 2013 til og med 2022. I denne perioden ble det boret over 60 undersøkelsesbrønner i Barentshavet med en ressurstilvekst på noe over 200 MSm³ o.e. Til sammenligning

er det boret nærmere 200 letebrønner i Nordsjøen i samme periode hvor ressurstilveksten utgjorde rundt 240 MSm³ o.e. I figuren under fremgår det at funnsuksessraten er høy for alle områdene. Samtidig ser en at ressurstilvekst per brønn de senere år er størst i Barentshavet.

På tross av høy funnsannsynlighet og ressurstilvekst har antallet letebrønner i Barentshavet sør de siste årene likevel vist en avtagende trend. Dette kan forklares blant annet med både manglende infrastruktur i Barentshavet og ledig transportkapasitet som gjør at selskapene prioriterer leting i andre områder på sokkelen.



Figur 9: Ressurstilvekstkurver og antall brønner i perioden 2013-2022

Gasstransportalternativer

Hovedalternativene for økt gasstransport

Uten ny gasstransportkapasitet vil HLNG-anlegget være fullt utnyttet fram mot 2050 basert på påviste ressurser i felt og funn. I nullalternativet, hvor gasstransportkapasiteten ikke økes, vil dermed volum fra nye funn eller fra eksisterende felt måtte skyves ut i tid til det blir ledig kapasitet. Scenariene med økt gasstransportkapasitet fra Barentshavet som nå er blitt studert inkluderer følgende tre hovedalternativer:

- 1) Økt LNG-prosesserings- og transportkapasitet,
- 2) DPCU-anlegg inkl. CO₂-fjerning med transport via gassrørledning til eksisterende infrastruktur i Norskehavet,
- 3) Blå ammoniakkproduksjonsanlegg og transport.

Gasstransportalternativene har ulike egenskaper når det gjelder markedsadgang og tilrettelegging for videre utvikling av petroleumsressursene i Barentshavet sør. For LNG- og røralternativene er forskjellene særlig knyttet til graden av markedsfleksibilitet opp mot stordriftsfordeler mv. som er nærmere beskrevet under.

I forbindelse med en etablering av ny gassinfrastruktur i Barentshavet og gass-transportkapasitet er det viktig at det utvikles helhetlige løsninger som både ivaretar områdeperspektivet og feltspesifikke behov samt rasjonell drift samtidig som det gir best sokkeløkonomisk resultat. Løsninger som har kapasitetsfleksibilitet er relevante, og da kan en samordning mellom lisenser være nødvendig. De generelle egenskaper ved de studerte alternativene er både forskjellige og sammenfallende.

Økt LNG-prosesserings- og transportkapasitet

Det er vurdert flere alternativer for økt LNG-kapasitet gjennom de siste årene. Av de studerte LNG-løsningene er det avdekket at det beste alternativet er en integrert LNG-løsning på Melkøya med en kapasitet på 6,9 MSm³/d, også kalt HICU (Hammerfest Increased Capacity Unit). Her vil en prosessere rikgass til LNG og frakte gassen til markedet med skip. Kraftbehovet for et HICU anlegg med 6,9 MSm³/d vil være omtrent 150 MW.

Det ses også på en mulighet for å øke eksisterende LNG-kapasitet til 110% av designkapasiteten til HLNG-anlegget. Dette vil kreve noen modifikasjoner av eksisterende anleggsdeler, samt gjennomføre verifiserende kapasitetstester. Dette er i fortsettelsen omtalt som HLNG 110%.

LNG tilrettelegger for større geografisk fleksibilitet i skipingen av gassen til markedet og dermed en potensiell markedsfleksibilitetspremie. I tillegg kan LNG tilrettelegge for leveranser inn mot markedet for småskala LNG som utvikler seg i Europa i takt med at bruksområdene for LNG øker.

DPCU-anlegg med tilhørende gassrørledning

Det er også vurdert flere alternativer og varianter av DPCU-anlegg for Barentshavet. Det alternativet som var mest robust av alternativene studert i BSGE-mulighetsstudien fra 2021 var et DPCU-anlegg på Melkøya med kapasitet på 20 MSm³/d med transport via en ny gassrørledning til eksisterende infrastruktur i Norskehavet. De alternativene

som ble vurdert var tilknytning til Polarled eller Åsgard-transport. På bakgrunn av de oppdaterte volumprofilene og det totale behovet for transportkapasitet er det videre brukt 15 MSm³/d som kapasitet for alternativene med et DPCU-anlegg. Kraftbehovet for et DPCU-anlegg med kapasitet på 15 MSm³/d vil være omtrent 105 MW.

Studiene viser at «brownfield» arbeid (modifikasjoner på et eksisterende anlegg) og anleggs-/grunnarbeid er to relativt store bidrag i kostnadsestimatene. Det er identifisert et potensial for et kostnadsoptimalisert DPCU-anlegg lokalisert på en flyter utenfor Melkøya. Et oppsett av denne typen vil kunne redusere investeringskostnadene og ha et oppsidepotensiale i forbindelse med bygging og installasjon, som det vil være interessant å studere nærmere. Tilsvarende optimalisering kan være mulig også for HICU-alternativet.

Gassrørledningsalternativ har lavere marginalkostnad på økt kapasitet enn alternative løsninger siden kostnaden med økt rørledningsdiameter som øker kapasiteten betydelig er relativt lav, og dermed lettere kan tilrettelegge for oppsidevolum. I tillegg er det mulig å investere i trinnvis økt kapasitet i tørking og kompresjon av gass. Rørløsninger med økt kapasitet kan dermed bidra til økt insentiv for leting etter ny gass, i tillegg til å være en løsning for framtidige funn og/eller være en alternativ transportmulighet for felt i drift. Gassen vil også komme inn i eksisterende infrastruktur i Norskehavet på et tidspunkt der det er forventet ledig kapasitet og eksisterende transport- og prosesseringskapasitet kan tas i bruk på en effektiv måte. På lengre sikt hvor naturgass er en innsatsfaktor for en mulig utvikling av verdikjede for storskala lavkarbon-hydrogen kan rørinfrastruktur bidra til en robustgjøring av en slik verdikjede.

I det videre arbeidet blir det viktig å inkludere vurderinger knyttet til utfallsrom for ressursgrunnet for å sikre at opsjonsverdier i form av tilleggsressurser i Barentshavet og sokkeleffekter lenger sør ivaretas på en god og robust måte.

Blå ammoniakkproduksjonsanlegg og transport

Partnerskapet i Barents Blue har studert et konsept for produksjon av blå ammoniakk med gass fra HLNG-anlegget. Barents Blue konseptet inkluderte modifikasjoner og en Barents Blue modul (kvikksølvfilter, duggpunktskontroll og kompresjon) på HLNG-anlegget, et nytt rør til Markoppneset som lokasjon for ammoniakkproduksjonsanlegget og videre fangst, transport og lagring av CO₂ i Polaris reservoaret. Ammoniakk fraktes til markedet med skip. Det er i Barents Blue prosjektet blitt studert løsninger hvor kapasiteten kunne bygges ut trinnvis, hvor ett tog har en kapasitet på 2,8 MSm³/d. Modifikasjonene på Melkøya har vært basert på en løsning der en tilrettelegger for videre utbygging av flere tog. Gassco har lagt til grunn at en løsning med to tog kunne danne grunnlag for en områdeløsning. En kapasitet med to tog tilsvarende 5,6 MSm³/d ville bidratt med kapasitet for deler av de påviste ressursene. Kraftbehovet for to tog ville vært om lag 75 MW.

Blå ammoniakk har vesentlig lavere CO₂-utslipp når den anvendes enn konvensjonell bruk av gass, og vil dermed gi lavere utslippskostnader ved bruk og en potensiell høyere betalingsvilje fra sluttbrukere som er eksponert mot utslippskostnader. I tillegg vil blå ammoniakk og være robust mot økte utslippskostnader. Ammoniakkproduksjon krever imidlertid vesentlig investeringskostnader og har lav grad av skalafordeler som gjør at potensialet for økte volum er lavere. Energitalet er også vesentlig i både produksjon og i prosessen med karbonfangst og -lagring (CCS).

Alle alternativene med økt transportkapasitet antas å bidra til ringvirkninger fra petroleumsindustrien for nordområdene, både i utviklings- og driftsfasen. Tilgang til gasstransportkapasitet bidrar til at økonomisk lønnsomme petroleumsressurser kan utvikles i rett tempo.

Kostnader og forutsetninger for gasstransportalternativene

Kostnadene forbundet med de vurderte alternativene er basert på oppdaterte estimater fra BSGE-studien fra 2021, studier utført av Equinor og underleverandører. Videre har samarbeid med og innspill fra Equinor, Vår Energi, Horisont Energi og eksternt tilgjengelig informasjon bidratt til å etablere forutsetninger og kostnadsestimater. I tabellen under vises kapasitet og kostnader for en kapasitetsøkning på Hammerfest LNG og ett nytt DPCU-anlegg og rørledning. Utover investeringer i ny kapasitet, er det i beregningene av sokkeløkonomi tatt hensyn til kostnader for nødvendige investeringer for å sikre økte volum inn til Melkøya, herunder nytt rørgassrør inn til HLNG-anlegget. DPCU-alternativet inkluderer et rør til Polarled for videre transport via Nyhamna. Alle kostnadene for alternativene er inkludert i tabellen under.

Gassco mottok i slutten av mars informasjon om at Barents Blue løsningen med å tilrettelegge for flere tog er lagt bort og at det nå fokuseres på et optimalisert konsept med ett tog. Det optimaliserte konseptet er ikke studert til samme modningsnivå og er heller ikke like godt tilrettelagt for en områdeløsning med flere tog slik som i det opprinnelige konseptet. Basert på de nye opplysningene har Gassco valgt å ikke inkludere blå ammoniakk i beregningene av sokkeløkonomiske effekter.

Tabell 1: Kapasitetsøkning og kostnader for alternativene

| Gasstransportalternativer | Kapasitet | Investeringskostnad | Driftskostnad |
|--|--------------------|----------------------|------------------------|
| | M Sm^3 /d | MrdNOK ₂₃ | MNOK ₂₃ /år |
| Kapasitetsøkning på HLNG-anlegg (HICU) | 6,9 | 40 | 700 |
| Nytt DPCU-anlegg på Melkøya inkl. rør | 15 | 53 | 700 |

Videre er følgende forutsetninger lagt til grunn for analysene; Oppstart av ny kapasitet er 2030. Prisene som er benyttet i analysen er basert på input fra Olje- og energidepartementet. Det er en forventning om en langsiktig gasspris på 3.75 NOK/Sm³ (faste 2023-priser). For LNG er det antatt en marginal merverdi (5 øre/Sm³) i forhold til gasspris. Frakt av LNG er inkludert i tillegg til endrede drifts- og levetidskostnader i nedstrøms transportsystem som følge av økt kapasitetsutnyttelse.

Andre alternative gasstransportløsninger

Det er studert mange alternative gasstransportløsninger fra Barentshavet de siste årene, både feltspesifikke- og områdeløsninger hvor samordning har vært en viktig faktor. Disse er ikke studert videre både på grunn av teknisk risiko og manglende gjennomførbarhet, samt manglende kommersiell robusthet. Eksempelvis er det studert skipstransport av komprimert gass fra felt til gassanlegg, LNG-anlegg på ny lokasjon, flerfase rør fra nord til sør, offshore rørgasskompresjon og rørtransport, inkludert offshore gassprosessering.

Vurdering av transportalternativene

Herunder gis et sammendrag av analysen av hovedalternativene for gasstransport fra Barentshavet. Først belyses overordnede vurderinger av transportalternativene, deretter vurderinger av energieffektivitet og utslipp og til slutt økonomiske analyser.

Nullalternativet representerer et alternativ hvor eksisterende HLNG-kapasitet på Melkøya blir utnyttet ut i tid. Siden dette scenariet ikke inkluderer økt transportkapasitet vil de planlagte feltutbyggingene med behov for gasstransportkapasitet måtte inngå tilknytningsavtale med Snøhvit Unit, og vil medføre utsettelse av volum.

Snøhvit Unit har nylig besluttet et prosjekt som inkluderer elektrifisering av HLNG-anlegget samt et nytt kompresjonsanlegg på land for å opprettholde produksjonsnivået fra Snøhvitfeltet lenger ut i tid. Innfasing av tredjepartsvolum til Snøhvit kan gi oppsider knyttet til fremtidige investeringer på Snøhvitfeltet. Assosiert gass, som typisk må produseres for å opprettholde oljeproduksjon, har derfor merverdi sammenlignet med gassfelt. I HLNG 110% alternativet vurderes potensialet for å øke eksisterende LNG designkapasitet basert på tekniske integritetsvurderinger og kapasitetstester.

Scenariet hvor LNG-kapasiteten (HICU 6.9 MSm³/d) økes utover eksisterende HLNG-kapasitet, tilrettelegger for noe akselererte volum fra Snøhvit og volum fra andre felt og funn. Melkøya som et gassknutepunkt vil tilrettelegge for tidligere tilgang til ledig transportkapasitet i dette scenariet. Det planlegges her for et nytt rør fra Snøhvitområdet til anlegget på Melkøya for å øke ilandføringskapasiteten. Noen synergier med en allerede etablert LNG-verdikjede er inkludert, men investeringskostnadene er høye per MSm³/d økt transportkapasitet. Ut fra et Barentsområdeperspektiv vil HICU etablere en moderat økning av kapasitet for oppdagede ressurser og dermed også begrensede insentiver til økt leteaktivitet. Basert på anslagene fra Oljedirektoratet for uoppdagede ressurser vil det ikke være tilstrekkelig fleksibilitet eller kapasitet for forventede oppsidevolum.

Scenariet hvor kapasiteten økes utover HLNG-kapasitet med et nytt DPCU-anlegg (15 MSm³/d) og en ny gassrørledning vil ha tilstrekkelig kapasitet for oppdagede ressurser, akselererte volum og samtidig ha fleksibilitet for å kunne håndtere forventede uoppdagede ressurser. Melkøya er i dette scenariet et gassknutepunkt og vil tilrettelegge for tidligere tilgang til ledig transportkapasitet. Det er i dette alternativet også inkludert et nytt rør fra Snøhvitområdet til anlegget på Melkøya for å øke ilandføringskapasiteten. Samordning med Snøhvit Unit sin verdikjede er nødvendig. Noen synergier med en allerede etablert LNG-verdikjede er inkludert, men investeringskostnadene er også i dette scenariet høye, men her økes transportkapasitet betraktelig. En videre optimalisering og forenkling av et DPCU-anlegg som reduserer «brownfield» og anleggs-/grunnarbeidskostnadene vil kunne styrke dette alternativet. Ut fra et Barentsområdeperspektiv vil et DPCU-anlegg med tilhørende rørtransport etablere en betydelig økt kapasitet for oppdagede og uoppdagede ressurser og vil dermed styrke insentivene for leteaktivitet.

Produksjon av blå ammoniakk gir økt transportkapasitet med et lavere karbonfotavtrykk enn de konvensjonelle løsningene over. På lik linje som for de andre alternativene vil et nytt rør fra Snøhvitområdet til anlegget på Melkøya øke ilandføringskapasiteten. I alternativet vil gasstransportkapasiteten økes utover

eksisterende HLNG-kapasitet og vil kunne håndtere noe akselererte volum fra Snøhvitfeltet og noe oppdagede ressurser fra andre felt og funn, avhengig av antallet tog som bygges ut. Det kreves relativt høye investeringskostnader for å bygge ut verdikjeden per Sm^3 økt transportkapasitet. Ut fra et Barentsområdeperspektiv vil en økning i transportkapasitet med $2,8 \text{ MSm}^3/\text{d}$ ikke være en områdeløsning. En økning med $5,6 \text{ MSm}^3/\text{d}$ som tilsvarer to tog vil på lik linje som for HICU LNG-løsningen etablere en moderat økning av kapasitet for oppdagede ressurser. Løsningen gir likevel begrensede insentiver til økt leteaktivitet og vil ikke være en fleksibel områdeløsning for forventede oppsidevolum med referanse til Oljedirektoratet sine anslag.

Hvis et ammoniakkanlegg med kapasitet på $2,8 \text{ MSm}^3/\text{d}$ realiseres vil det alt annet likt bli mer krevende å realisere en større kapasitetsøkning på et senere tidspunkt som kan representere en områdeløsning og muliggjøre utvinning av uoppdagede ressurser. Hvis derimot leteaktiviteten økes og en avdekker uoppdagede volum som Oljedirektoratet forventer, antar vi at realisering av et ammoniakkanlegg likevel ikke vil være til hinder for å få realisert en områdeløsning.

Energieffektivitet og utslipp av klimagasser i alternativene

Verdikjeden gassen inngår i har stor betydning for hvor mye energi en har gjenværende i sluttproduktet. CO_2 -fotavtrykket er også veldig forskjellig for verdikjedene.

Videreforedling av gassen til blå ammoniakk vil redusere energiinnholdet i sluttproduktet vesentlig sammenlignet med de «konvensjonelle» gassverdikjedene (LNG og DPCU+rør). Hovedårsaken til dette er at en i ammoniakkalternativet bruker mye energi for å fjerne og lagre karbonet fra produktet.

Utslipet av CO_2 er ulikt for verdikjedene. Hovedforskjellen mellom de tre alternativene ligger i forbrenningen av sluttproduktet. Karbonfotavtrykket til naturgassen beregnes ut fra utslipp relatert til verdikjedeaktiviteter og bruk hos sluttbruker.

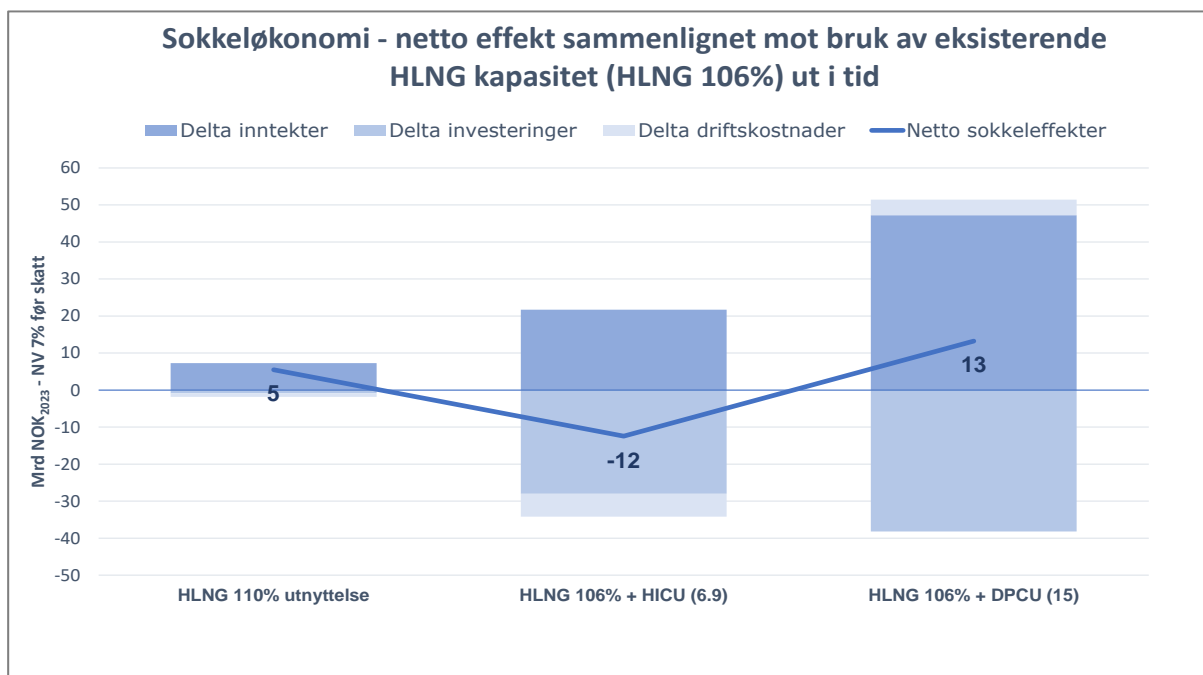
Forbrenning av naturgass skjer i bruken av produktet, hvor gassen forbrennes for å generere energi. Utslipet av CO_2 ved forbrenning eller annen bruk av ammoniakk hos sluttbruker er dermed tilnærmet lik null. Ammoniakk kan ved ufullstendig forbrenning danne nitrogenoksider (NO_x) og klimagassen N_2O .

Økonomivurderinger

Utgangspunktet for analysen (nullalternativet) er at felt med behov for gasstransportløsning inngår kapasitetsavtaler med rettighetshaverne i Snøhvit Unit og produksjonsperioden forlenges. Analysen inkluderer effekter fram til 2055. Gassressurser som er benyttet i de økonomiske analysene er basert på volum som vist i figur 6 (felt og funn) og i figur 8 (inkludert oppsidepotensiale) hvor ressursene fases innenfor tilgjengelig kapasitet i de ulike alternativene.

I de økonomiske vurderinger sammenlignes alternativene for kapasitetsøkning mot nullalternativet og er basert på sokkeløkonomiske vurderinger med utgangspunkt i endring av nåverdi før skatt med 7% reell kalkulasjonsrente basert på verdien av gassproduksjon, i tillegg til endrede kostnader (investeringer og driftskostnader) som

følge av en tidligere oppstart/produksjon når kapasiteten økes. Videre er det for assosiert gass sett bort fra investeringer på felt da disse kostnadene er forutsatt dekket av oljeverdien. Det er også sett bort fra tariffer i eksisterende transportsystem, mens marginale driftskostnader for økt utnyttelse av eksisterende kapasitet er inkludert. En sokkeløkonomisk vurdering vil dermed gi andre utslag enn en ren skiper- eller prosjektøkonomisk vurdering. Når en også inkluderer tariffer for bruk av eksisterende kapasitet på HLNG (tredjepartstariff) og regulerte tariffer i Polarled og Nyhamna-anlegget, vil skiper- og prosjektøkonomien gi et annet lønnsomhetsbilde.



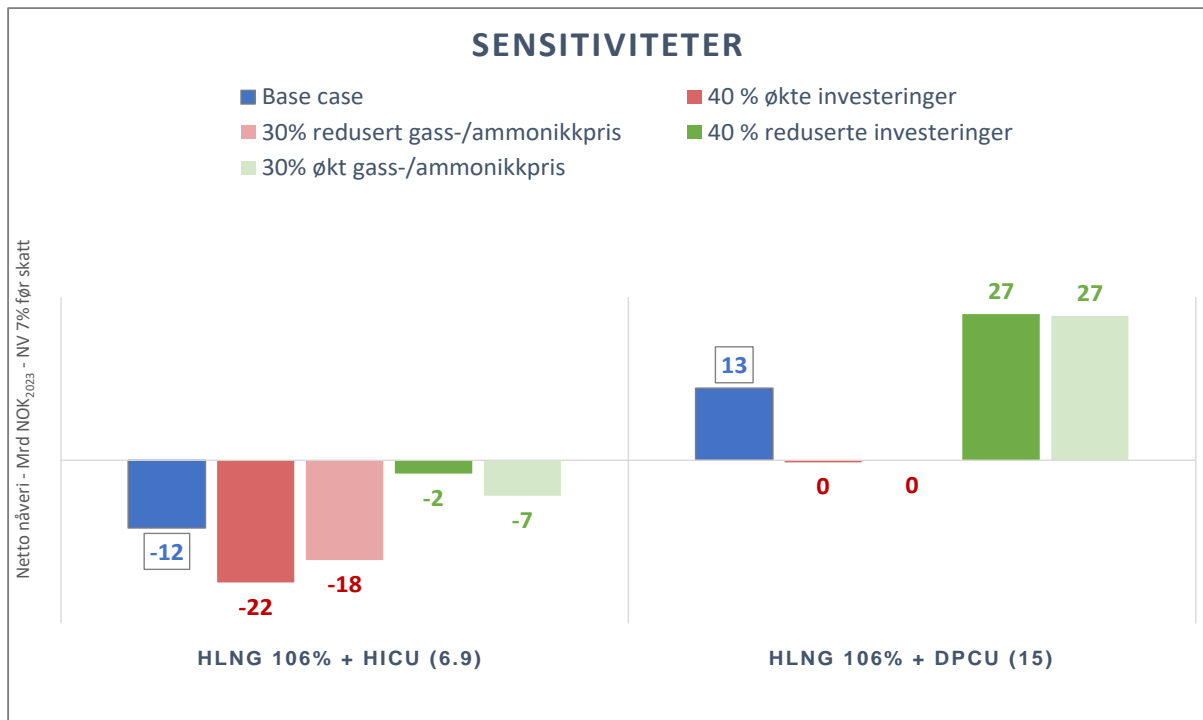
Figur 10: Nettoeffekt av å investere i ny kapasitet fra felt i drift/funn under utvikling som vist i figur 6

De sokkeløkonomiske vurderingene som er gjort basert på felt og funn er vist i figur 10 over. Det forutsettes at Snøhvit til en viss grad kan akselerere sin produksjon innenfor ny kapasitet de første årene.

Basert på gjeldende forutsetninger, vil kostnader forbundet med HICU ikke oppveies av økte inntekter som følge av akselerasjon av gassproduksjonen i disse alternativene. Investeringer i et DPCU-anlegg derimot vil gi positiv nåverdi med de forutsetninger som er lagt til grunn her.

Det har de siste par årene vært store endringer i energipriser og investeringskostnader. Basert på denne usikkerheten er det i figur 11 vist sensitiviteter på kostnader og priser. Følgende sensitiviteter er inkludert for felt i drift og fra funn under utvikling:

- +/- 40% økning i investeringskostnader for økt kapasitet,
- +/- 30% redusert gasspris.

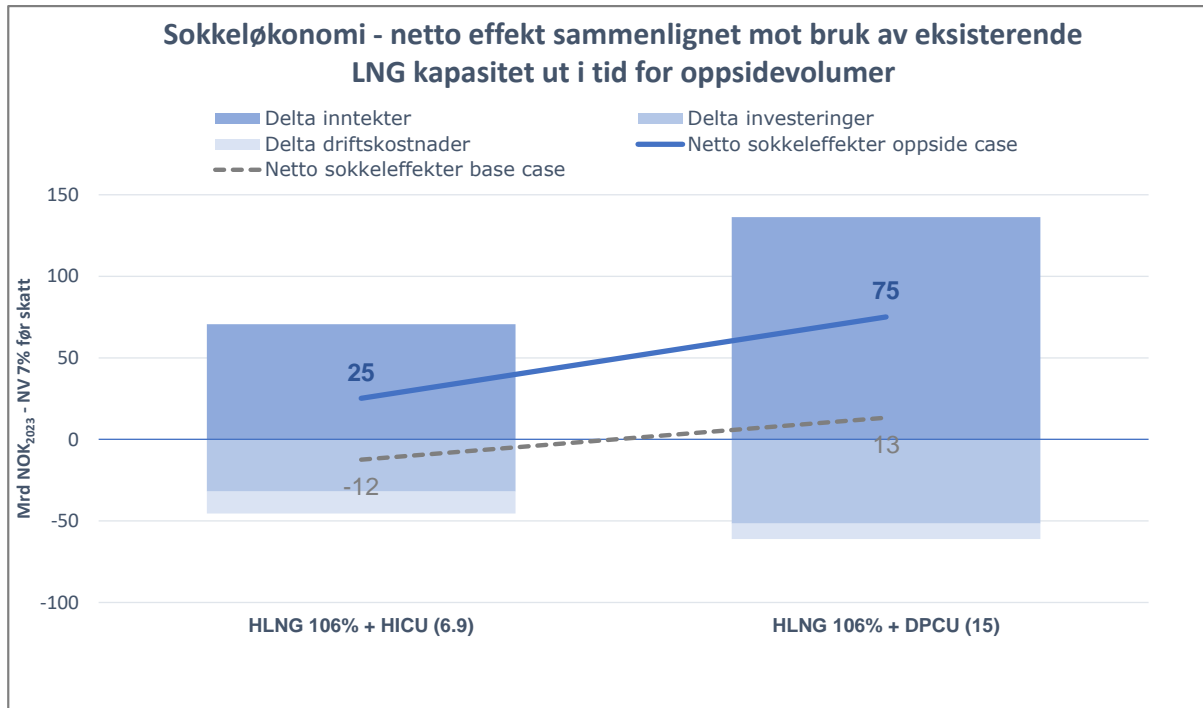


Figur 11: Sensitiviteter - nettoeffekt av å investere i ny kapasitet fra felt i drift og fra funn under utvikling

I sensitivitetene framgår det at alternativet med et DPCU-anlegg er mest robust av de vurderte alternativene. Muligheten for et optimalisert DPCU-anlegg med lavere investeringskostnader vil kunne styrke dette alternativet ytterligere, jf. sensitivitet med reduserte investeringskostnader. Basert på foreløpige vurderinger kan nåverdien styrkes med opp mot 9 mrd. NOK (nåverdi).

I tillegg til de økonomiske effektene av å investere i ny kapasitet vist over, vil økt kapasitet for framtidige volum kunne gi positive tilleggseffekter på oljefelt med assosiert gass som ikke er reflektert i nåverditalle over.

Som vist i figur 8, har Oljedirektoratet anslått et oppsidepotensial rundt etablerte og planlagte feltinstallasjoner. Siden det ikke er plass til alle oppsidevolumene som er vist i figur 8 er det gjort tilpassinger i volumprofilene for å tilpasse disse innenfor tilgjengelig kapasitet i de respektive alternativene, dvs. hhv. 6,9 MSm³/d og 15 MSm³/d. Tilsvarende tilpassinger er gjort i fasingen av nødvendige investeringer forbundet med utvikling av nye gassfelt/utvidelse av kapasitet på eksisterende/planlagte installasjoner.



Figur 12: Nettoeffekt av å investere i ny kapasitet inkludert oppsidevolumer som vist til figur 8

Som det fremgår av figur 12 er det en betydelig sokkeløkonomisk oppside ved inkludering av oppsidevolumene som er vist i figur 8. DPCU-anlegget med høyest kapasitet gir høyest oppside og kapasiteten er fullt utnyttet nesten hele perioden fram til 2055.

Observasjoner

Det er gjort følgende observasjoner fra områdevurderinger knyttet til behovet og vurdering av robustheten til en eventuelt økt transportkapasitet fra Barentshavet sør:

1. Anslagene for Snøhvit-ressursene alene indikerer at Hammerfest LNG-anlegget på Melkøya er fullt utnyttet til rundt 2040. Uten ny gasstransportkapasitet vil anlegget være fullt utnyttet fram mot 2050 basert på påviste ressurser i felt og funn. Felt i drift og funn under utvikling har behov for kapasitet før det er ledig kapasitet på Melkøya.
2. I henhold til Oljedirektoratet sine anslag er ressurspotensialet i Barentshavet sør stort. Anslaget for uoppdagede ressurser i nærhet av eksisterende og planlagte felt er i størrelsesorden 80 mrd. Sm³.
3. Det vil være sokkeløkonomisk lønnsomt å bygge ut ny kapasitet fra Barentshavet basert på påviste volum fra felt i drift og funn basert på forutsetninger som ligger til grunn for de studerte løsningene.
4. Økt fokus på leteaktivitet for å påvise økte gassressurser er viktig for å styrke grunnlaget for ny gassinfrastruktur i Barentshavet.
5. Økt gasstransportkapasitet utover Hammerfest LNG vil kunne akselerere utvikling av påviste ressurser og optimalisere produksjon av olje og assosiert gass, samtidig som insentivene for leting styrkes.
6. Av de vurderte alternativene for økt gasstransportkapasitet er det et DPCU-anlegg med rørtransport som gir best sokkeløkonomi. Dette alternativet er mest robust som en områdeløsning med høyest fleksibilitet til å håndtere mulige tilleggsressurser.
7. Samordnet utvikling av felt- og tilhørende infrastruktur er viktig for å maksimere verdiskapingen.

Veien videre

Områdevurderinger av gassinfrastruktur i Barentshavet er basert på et samarbeid mellom et stort antall aktører. Analysene viser at det vil være sokkeløkonomisk lønnsomt å bygge ny gassinfrastruktur basert på påviste ressurser, samtidig vises et potensial for betydelige tilleggsressurser i nærheten av eksisterende og planlagt feltinfrastruktur. Gassco anbefaler basert på dette å studere videre en større områdeløsning.

Gassco vil i samråd med industrien jobbe for å ramme inn en neste fase for videreutvikling av konseptene med et DPCU-anlegg og videre optimalisering av dagens LNG-kapasitet på Melkøya og anbefaler at industrien parallelt med dette styrker fokuset på leting.