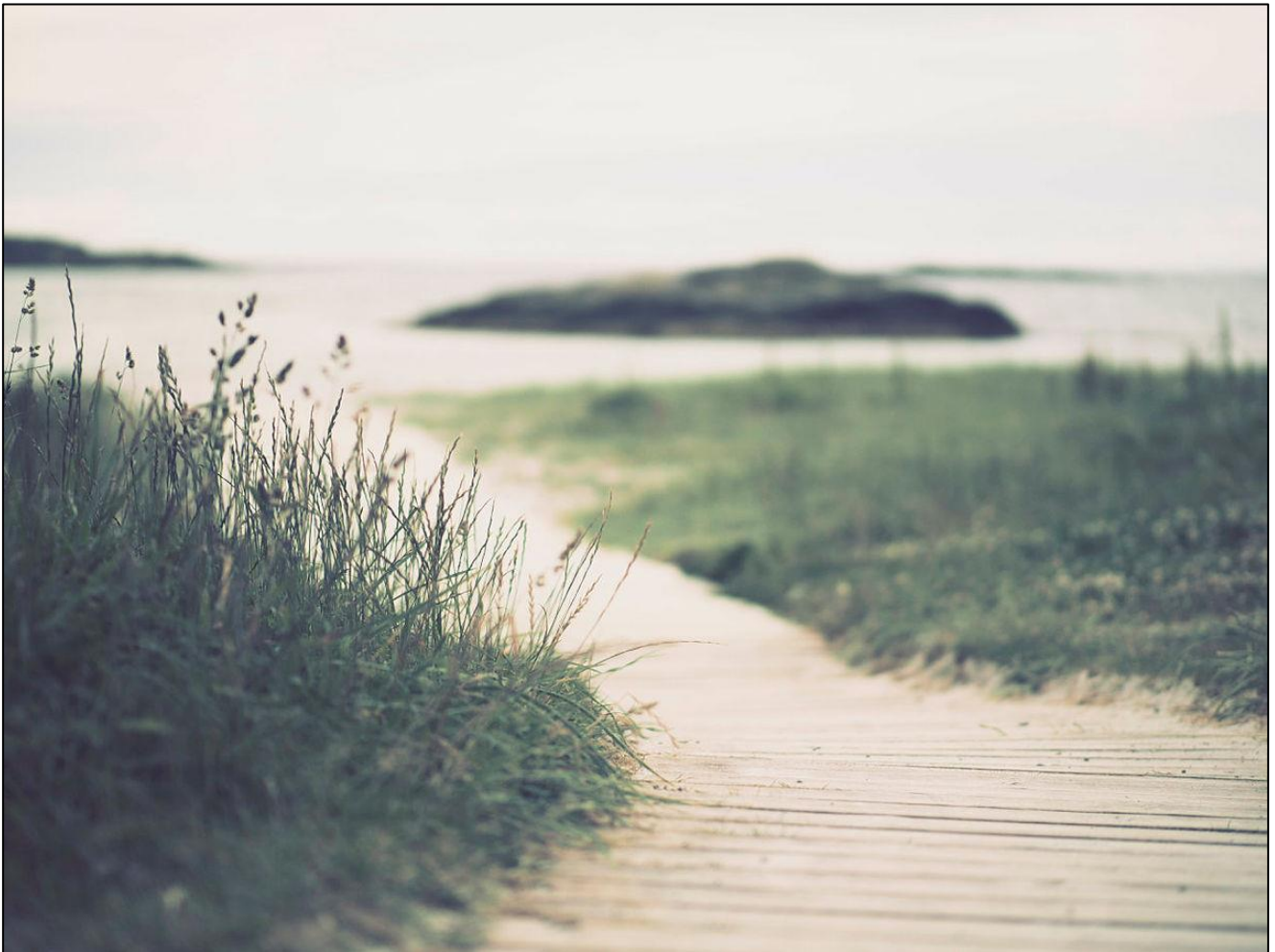


Vurdering av gasstransportalternativer i Barentshavet sør



Introduksjon

Rapporten inneholder vurdering av fremtidige gasstransportløsninger fra Barentshavet Sør. Vurderingene er basert på analyser og det er knyttet observasjoner og anbefalinger om veien videre til disse.

BAKGRUNN OG RAMMER

Gassco har som systemoperatør ansvar for videreutvikling av oppstrøms gassrørledningsnett og tilknyttede anlegg med sikte på å oppnå helhetlige transport- og behandlingsløsninger for petroleumsvirksomheten, jmfør 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 2013 - 2014 utførte Gassco sammen med petroleumsvirksomheten et omfattende arbeid for å vurdere behovet for gasstransport i Barentshavet. I arbeidet ble det vurdert behov for gassinfrastruktur og lønnsomheten i ulike transportløsninger med grunnlag i forventede framtidige gassressurser i Barentshavet.

I løpet av 2018 ble behovet for et oppdatert faktagrunnlag og nye evalueringer av gassinfrastruktur i Barentshavet gradvis identifisert både fra felt i drift og under utvikling og for funn under vurdering. Områdestudien som er gjennomført i 2018 – 2019 er utført i tett samarbeid med operatører og rettighetshavere i Barentshavet, Oljedirektoratet og andre relevante aktører knyttet til petroleumsvirksomhet i nord.

For å sikre effektiv ressursforvaltning og videreutvikling av Barentshavet vil det være viktig med oppdatert informasjonsgrunnlag om gasstransportbehovet. Det geografiske området for studien inkluderer ikke ressurspotensialet fra uåpnede områder, som Barentshavet nord. Når det skrives Barentshavet i denne rapporten er det synonymt med Barentshavet sør.

OPPSUMMERING

Gassco har utført en områdestudie, basert på ressursdata fra operatører i Barentshavet og fra Oljedirektoratet, for å vurdere hvordan gassinfrastrukturen fra området kan utvikles videre. Siden det forrige arbeidet ble gjort for fem år siden, har det skjedd en modning av gassressursene i Barentshavet. Særlig er en del feltutviklingsprosjekter modnet videre og investeringsbeslutning er tatt for ett felt, og det er tydeligere hvilke gasstransportbehov disse vil ha. Dette er felter med både olje og gass (assosiert gass).

Basert på analysene i denne områdestudien, kan en se for seg tre mulige utviklingsscenarier for gasstransport i Barentshavet fram mot 2030:

- Dagens LNG-kapasitet på Melkøya beholdes og felt med behov for gasseksportløsning inngår kapasitetsavtaler med rettighetshaverne i Snøhvit Unit og produksjonsperioden forlenges.
- LNG-kapasiteten på Melkøya økes noe for å imøtekomme behovet for gassavsetning fra dagens felt og funn. Det vil være begrensede muligheter for innfasing av uoppdagede ressurser.
- Det investeres i ny gassbehandlingskapasitet for prosessering og eksport utover eksisterende LNG-anlegg på Melkøya for å tilrettelegge for påviste og uoppdagede gassressurser. Alternativer for ny gasstransport kapasitet fra Barentshavet sør kan være ulike røralternativer eller nye LNG-anleggsalternativer.

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

1. Det er store gjenværende petroleumsressurser forventet i Barentshavet. Flere felt er i drift og under utvikling og nye funn modnes fram mot investeringsbeslutning.
2. Kapasiteten på Melkøya LNG-anlegg er planlagt fullt utnyttet de neste 20 årene med gassressursene fra Snøhvitfeltet alene.
3. Det er behov for gasstransportkapasitet for felt som er i drift og under utvikling før det åpner seg opp ledig kapasitet på Melkøya LNG-anlegg.
4. Assosiert gass i oljefelt har historisk vært en viktig drivkraft for utviklingen av gassinfrastrukturen på norsk sokkel, og det samme ser også ut til å være gjeldende i Barentshavet.
5. Flere alternativer for gasstransport er vurdert; LNG- og rør framstår som de mest aktuelle.
6. Økt kapasitet tilrettelegger for økt verdiskaping. Tilrettelegging av gasskapasitet på nye felt utover feltets behov og mulig akselerert gassproduksjon fra eksisterende felt vil øke verdiskapingen ytterligere.
7. En tidlig kapasitetsøkning vil legge til rette for raskere utvikling av påviste gassressurser, og samtidig tilrettelegge for mer optimal produksjon av olje med assosiert gass.

8. Større kapasitetsøkninger krever mer enn gassressurser i felt og funn for å gi lønnsomhet. Samtidig gir en slik løsning en opsjonsverdi som må hensyntas for tilleggsressurser fra felt i drift og under utvikling og fra nye funn.
9. Enklere løsninger for gasstransport og teknologiutvikling vil bidra til å redusere utbyggings- og driftskostnader.
10. Samhandling på tvers av utvinningstillatelser er nødvendig for å legge til rette for en helhetlig utvikling av gassinfrastruktur i Barentshavet.

Det vil i de nærmeste årene bli tatt flere beslutninger både for felt som er i drift og i funn som er under utvikling, som vil være med på å forme den videre utviklingen av Barentshavet som petroleumsprovins. For å sikre gode beslutninger knyttet til disse prosjektene, og for utviklingen av Barentshavet som helhet, anbefales det at dette arbeidet tas videre på følgende måte:

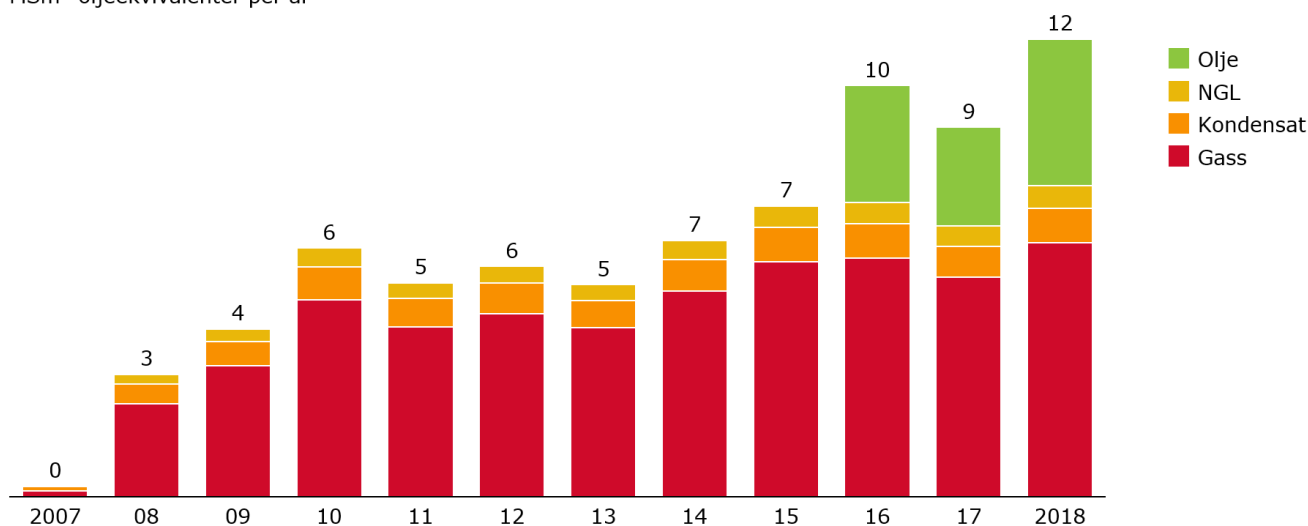
- Videre studiearbeid med modning av prosjekter for av økt gasstransportkapasitet, både LNG- og rørledninger.
- Pågående og framtidige feltutviklingsprosjekter bør inkludere løsninger som legger til rette for helhetlige og framtidige prosesserings- og transportbehov for gass.

Barentshavet som petroleumsprovins

INTRODUKSJON

Barentshavet er en voksende petroleumsprovins på norsk sokkel, der felt som Snøhvit, Goliat, og Johan Castberg gir et grunnlag for betydelig produksjon og verdiskaping de kommende tiårene. Produksjonen i Barentshavet har vært gradvis økende siden oppstarten av Snøhvitfeltet. Snøhvitfeltet startet opp i 2007 og består av undervannsinstallasjoner og et landanlegg for prosessering av gassen til Liquefied Natural Gas (LNG) på Melkøya. Goliat feltet startet i 2016 og er i hovedsak et oljefelt med assosiert gass. En framtidig eksportløsning for gassen i dette feltet er uavklart, men en gasseksportløsning er nødvendig for å få en mer optimal ressursutnyttelse i feltet. Historisk produksjon per år er vist i Figur 1 .

Historisk produksjon i Barentshavet
MSm³ oljeequivalenter per år



Figur 1

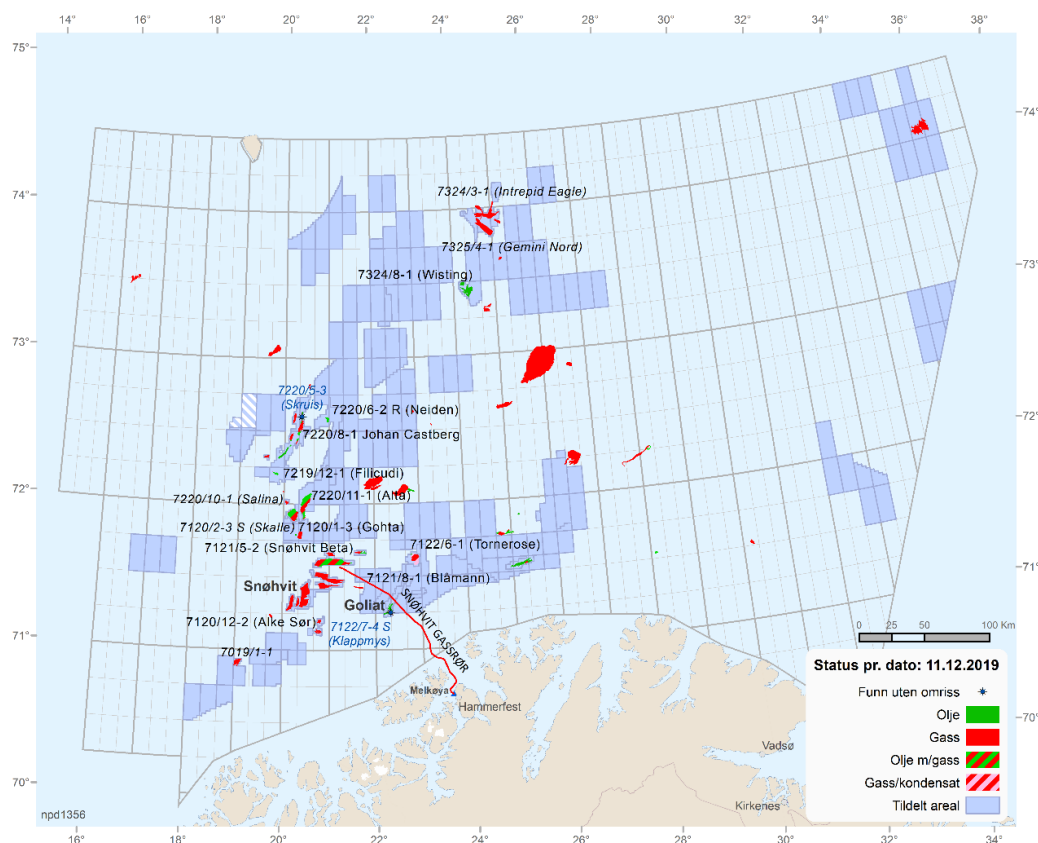
Oljedirektoratet har anslått at det er betydelige gassressurser i Barentshavet. I henhold til Oljedirektoratets ressursrapport fra 2018, forventes det at om lag 37% av de totale uoppdagede gassressursene er i Barentshavet sør, mens om lag 29% av de totale uoppdagede gassressursene forventes å finnes i Barentshavet nord. For å realisere det fulle verdiskapingspotensialet fra olje og gass i Barentshavet er det derfor avgjørende å finne gode løsninger for gassinfrastruktur i og ut av området.

I 2013 etablerte Gassco det som ble kalt Barents Sea Gas Infrastructure (BSGI) forum, der interessentene i fellesskap vurderte mulighetene for kostnadseffektiv gassinfrastruktur i Barentshavet. Arbeidet samlet 26 olje- og gasselskaper, myndigheter, forskningssentre og interesseorganisasjoner. Det ble konkludert med at nye funn ville være nødvendig for å løfte ny gassinfrastruktur, at ressursgrunnlaget tilsa at slike funn var forventet, og at en samordning mellom utvinningstillatelser ville være avgjørende for å realisere ressursgrunnlaget.

Resultatene fra dette arbeidet ble lagt fram i 2014. Da var oppgaven å vurdere om Snøhvit sammen med leteprospektene kunne danne basis for ny gassinfrastruktur.

I de fem etterfølgende årene er flere feltutviklingsprosjekter blitt modnet fram i Barentshavet sør og det er tydeligere hvilke gasstransportbehov disse har. Eksempler på slike prosjekter er Goliat, Johan Castberg, Alke, Wisting, Alta og Gohta.

I 2018 etablerte Gassco et samarbeid med operatørene for utvinningstillatelser i Barentshavet, myndigheter og interesseorganisasjoner for å gjennomføre en områdestudie. I studien danner de forannevnte feltene og funnene grunnlaget for mulige gasstransportalternativer, sammen med ressurspotensialet i uoppdagede gassressurser. Det geografiske området for studien er begrenset til Barentshavet sør. Tildelte lisenser i Barentshavet sammen med felt og funn under utvikling er vist i Figur 2.



Figur 2

Alle parter har bidratt konstruktivt i arbeidet for å lage et best mulig grunnlag for å fatte gode beslutninger for utviklingen av Barentshavet:

- Operatørene har delt sine estimater for påviste utvinnbare gassressurser.
- Oljedirektoratet har oppdatert sine ressursanslag for uoppdagede gassressurser som danner grunnlaget for ressursscenariene Gassco har lagt til grunn i arbeidet.

- Gassco har i samarbeid med aktørene identifisert ulike gasstransportalternativer for påviste gassressurser og større løsninger som også inkluderer kapasitet for uoppdagede gassressurser.

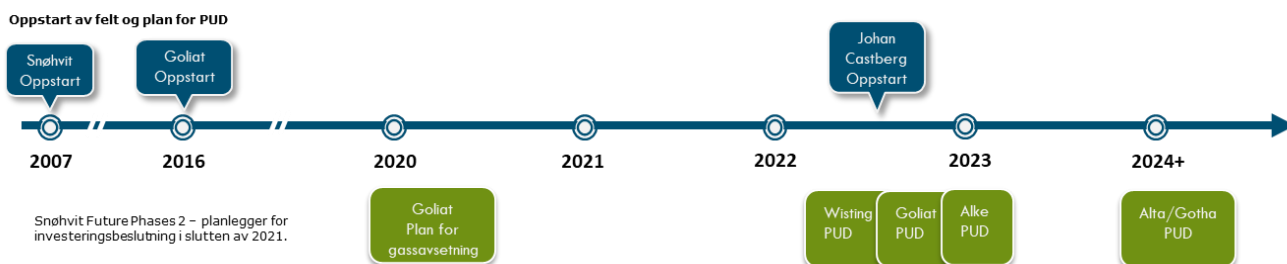
NÅ SITUASJONEN

Petroleumsproduksjonen i Barentshavet har i første halvår av 2019 vært på rundt 26.700 Sm³ oljeekvivalenter (o.e.) per dag, med Snøhvit og Goliat som de to feltene i drift. Snøhvit er per i dag det eneste gasseksporterende feltet i Barentshavet, med rundt 20 MSm³ gassproduksjon per dag og rundt 200 mrd. Sm³ i gjenværende gassreserver. Gassen som produseres fra Goliat reinjiseres per i dag i reservoaret.

Flere pågående feltutviklingsprosjekter vil være med på å utvikle Barentshavet videre som petroleumsprovinns og vil ha behov for gasstransportløsninger:

- Snøhvit: Videreutvikling av feltet (boring av nye brønner, kompresjon på land og kompresjon ute på feltet) for å muliggjøre platåproduksjon fram mot 2040. Beslutning om konkretisering (BOK) er tatt og det arbeides nå med å utarbeide underlag for beslutning om videreføring (BOV). Vurdering av ulike CO₂-reduserende tiltak foregår i parallell.
- Goliat: Det pågår arbeid med å framlegge en oppdatert plan i løpet av første kvartal 2020 for gassavtak i henhold til vilkår for godkjenning av plan for utbygging og drift (PUD) i 2009.
- Johan Castberg: Feltet er under utbygging med planlagt produksjonsstart i 2022. Rettighetshaverne skal, basert på oppdatert datagrunnlag, gjøre en vurdering av den valgte dreneringsstrategien og utarbeide en plan for videre utvikling av ressurspotensialet i henhold til vilkår i PUD.
- Alke: Vurdering av ulike utbyggingsløsninger pågår. Ved beslutning om konkretisering var løsningen en felles utbygging av Alke og gass på Goliat og bygging av et nytt LNG-anlegg i nærheten av Melkøya.
- Wisting: Vurdering pågår av alternative utbyggingskonsepter, og tilhørende løsninger for produksjon og avsetning av gass. Beslutning om konkretisering er tatt og det arbeides nå med å utarbeide underlag for beslutning om videreføring.
- Alta/Gohta: Arbeid med utbyggingsløsninger pågår. Beslutning om konkretisering er foreløpig ikke tatt.

I figuren under vises en tidslinje for når PUD er planlagt for de ulike prosjektene.



Figur 3

Oljeproduksjon er den viktigste forretningsdriveren for flere av disse prosjektene. Det er ikke tilfelle for Alke som er et gassfunn under utvikling og Snøhvit som er et gassfelt under videreutvikling. En gasstransportløsning kan ofte være nødvendig for å sikre en optimal utvinning av petroleumsressursene samlet sett fra oljefelt, både for å maksimere verdien av oljeressursene og for å få realisert tilleggsverdien av gassen. Historisk har samordnet utbygging av felt og gassinfrastruktur bidratt til økt verdiskaping på norsk sokkel (NCS).

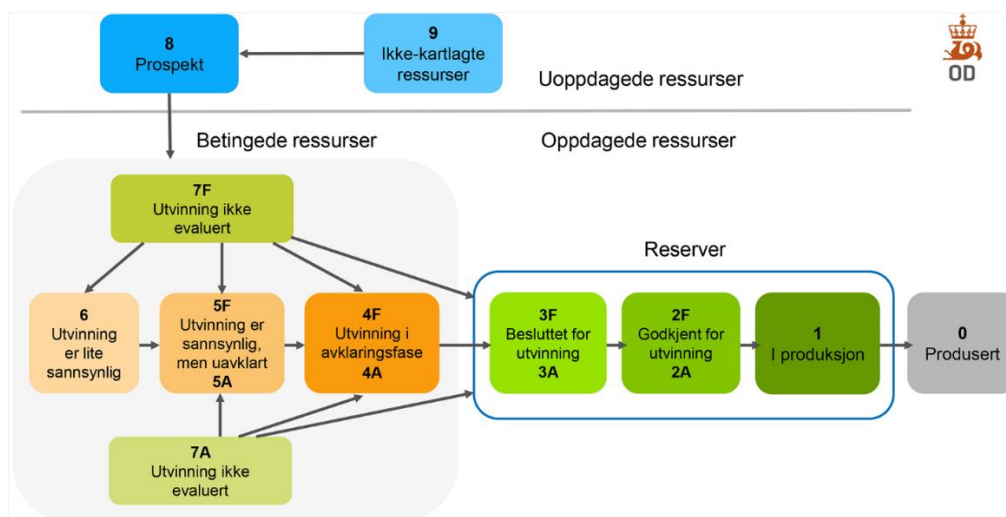
Med denne porteføljen av prosjekter finnes det en mulighet for å legge et grunnlag for en langsiktig utvikling av gassressursene i Barentshavet. I henhold til god ressursforvaltning må helhetlige vurderinger legges til grunn ved valg av løsninger og utvinningsstrategier i de enkelte prosjektene. Helhetlige vurderinger betyr at områdevurderinger og ressurs- og verdipotensialet i funn og uoppdagede ressursene må inkluderes i analyser og sees i sammenheng med beslutninger i enkeltfelt.

Eksisterende gassinfrastruktur i Barentshavet er gassrøret fra Snøhvitfeltet til land med tilhørende prosesserings- og eksportkapasitet på LNG-anlegget på Melkøya. Kapasiteten på Melkøya vil være fullt utnyttet de neste 20-årene basert på forventet egenproduksjon fra Snøhvitfeltet.

I Barentshavet er det et stort aktørmangfold med i alt 23 selskaper som er rettighetshavere. 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.

PÅVISTE RESSURSER

Lisensoperatørene i Barentshavet har rapportert inn ressursanslag for gass i felt (RK1-5), funn (RK4-7) og prospekter (RK8). De innmeldte gassressursene ligger hovedsakelig i den sørvestlige delen av Barentshavet. Defineringsen av de forskjellige ressursklassene vises i Figur 4.



Figur 4

I Tabell 1 vises felt og funn som lisensoperatører har innrapportert til Gassco.

	Felt/funn	Ressursklasse
Goliat området	Goliat (gass)	RK 4
	7120/12-2 Alke	RK 5
	7019/1-1	RK 6
Johan Castberg området	Johan Castberg (gass)	RK 7
	7220/7-2 S Skavl	RK 5
	7219/9-2 Kayak	RK 7
	7220/5-3 Skruis	RK 7
	7220/4-1 Kramsnø	RK 5
	7219/8-2 IskrySTALL	RK 5
Alta/Gohta området	7220/11-1 Alta	RK 5
	7120/1-3 Gohta	RK 5
	7220/6-2 R Neiden	RK 7
	7120/2-3 S Skalle	RK 6

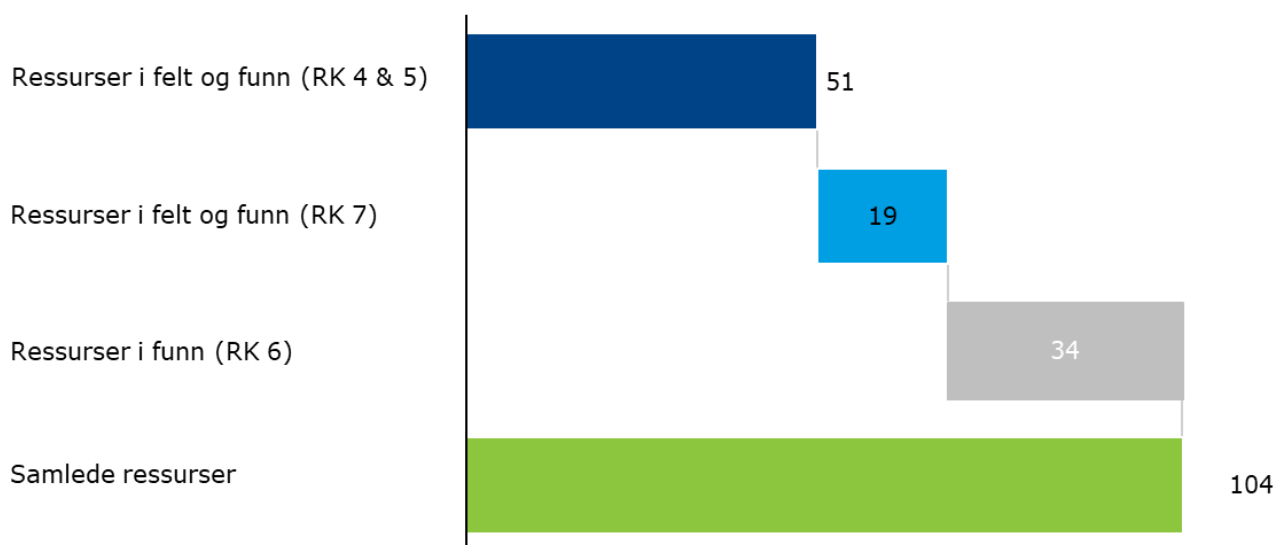
	7219/12-1 Filicudi	RK 7
	7220/10-1 Salina	RK 6
Wisting området	7324/8-1 Wisting	RK 5
	7324/3-1 Intrepid Eagle	RK 6
	7325/4-1 Gemini Nord	RK 6
Snøhvit området	7122/61 Tornerose	RK 4
	7121/5-2 Snøhvit Beta	RK 5

Tabell 1

Innrapporterte gassressurser utover Snøhvitfeltet er i størrelsesorden 104 mrd. Sm³, illustrert i Figur 5. De innrapporterte ressursene inneholder gass fra felt i drift, felt under utvikling og funn under vurdering. I tillegg er det også innrapportert gassressurser fra funn som lisensoperatøren på nåværende tidspunkt har klassifisert i RK 6, blant annet grunnet mangel på gassinfrastruktur. Ressursene i Snøhvit er ikke inkludert i figuren.

Innrapporterte ressurser fra lisensoperatører

mrd. Sm³



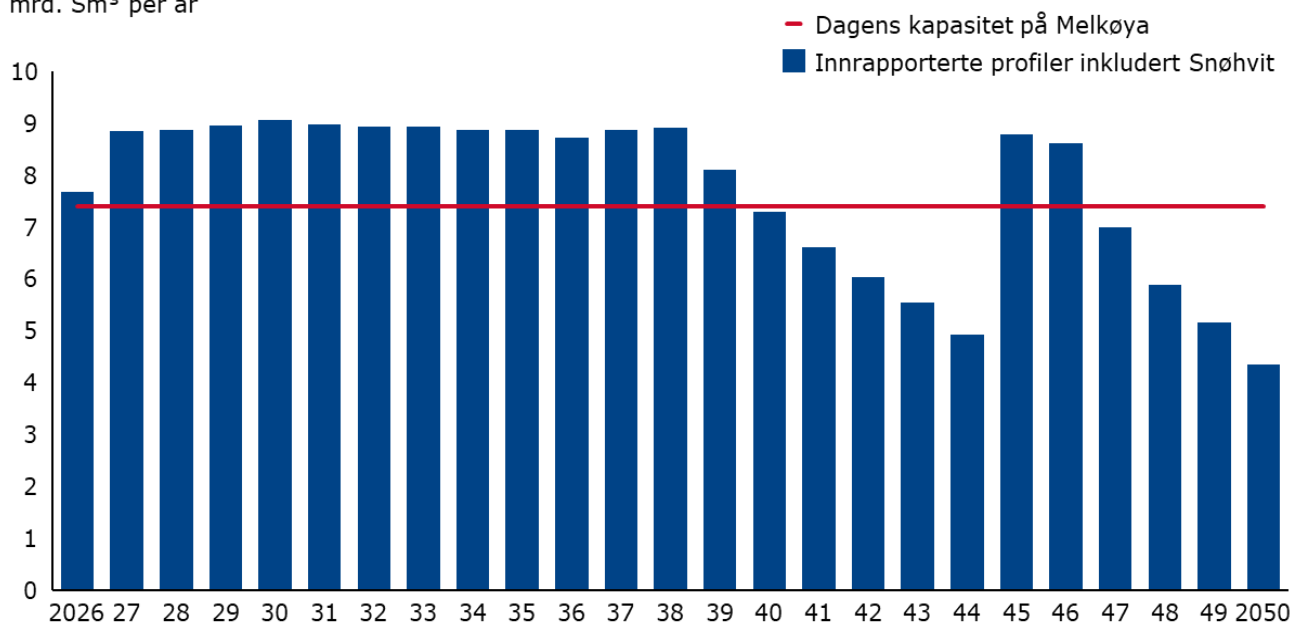
Figur 5

I tillegg til ressursene som er rapportert inn er det gjort flere gassfunn i Barentshavet som er blitt tilbakelevert, blant annet på grunn av mangel på nærliggende infrastruktur og eksportkapasitet. En videreutvikling av infrastrukturen i Barentshavet vil kunne bidra til at noen av disse funnene blir vurdert som økonomisk lønnsomme. I tillegg vil også insentivene for leting etter gass i havområdet styrkes. Disse insentivene er lave i dag på grunn av at det ikke er gasseksportkapasitet fra området de neste tiårene.

EKSISTERENDE GASSTRANSPORTKAPASITET OG BEHOV FOR NY KAPASITET

I Figur 6 vises innrapporterte gassprofiler fra felt i drift og fra funn under utvikling. Kapasitetslinjen i figuren viser rikgasskapasiteten på Melkøya LNG-anlegg, som er 7,4 mrd. Sm³/år (4,3 MTPA) før prosessering.

Kapasitet og profiler, årene 2026 - 2050
mrd. Sm³ per år



Figur 6

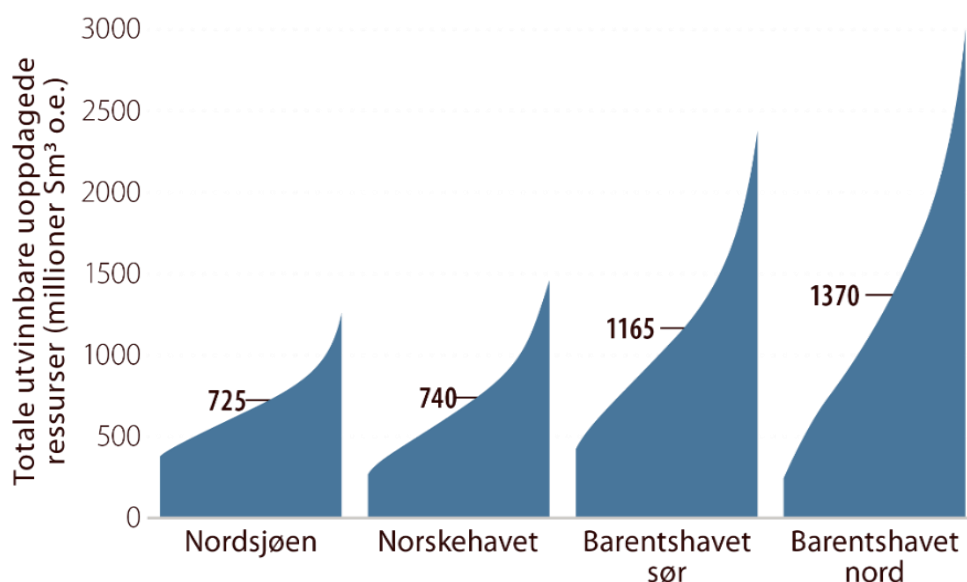
Kapasiteten på Melkøya LNG-anlegg er per i dag ikke tilstrekkelig for å dekke det innmeldte gasstransportbehovet fra operatørene. Dette innebærer at hvis gassseksportkapasiteten ikke økes må felt og funn utsette oppstart, utsette gassseksport, reinjisere gassen permanent eller inngå kapasitetsavtale med rettighetshavere i Snøhvit Unit om bruk av noe kapasitet på Melkøya LNG-anlegg. Gassproduksjonen fra Snøhvitfeltet vil i slike tilfeller bli noe utsatt.

Utover dette gasstransportbehovet som er innrapportert, kommer også tilleggsproduksjon fra framtidige funn.

UOPPDAGEDE RESSURSER

De uoppdagede ressursene på norsk sokkel forventes av Oljedirektoratet å være om lag 4 mrd. Sm³ o.e., hvor den største andelen er i Barentshavet sør og nord. I henhold til Oljedirektoratets ressursrapport fra 2018, forventes det at 37% av uoppdagede gassressurser på norsk sokkel finnes i Barentshavet sør.

Figur 7 viser potensialet i de ulike havområdene med usikkerhetsspen (per 31.12.2018). Tallene som er uthevet på søylene angir forventningsverdien i de enkelte havområdene og spredningene som vises i søylene er fra P95 til P05, avhengig av forventning. Usikkerheten og potensialet er større i Barentshavet sammenlignet med Nordsjøen og Norskehavet, blant annet fordi antall brønner er betydelig færre, og følgelig er også kunnskapen om området mer begrenset.

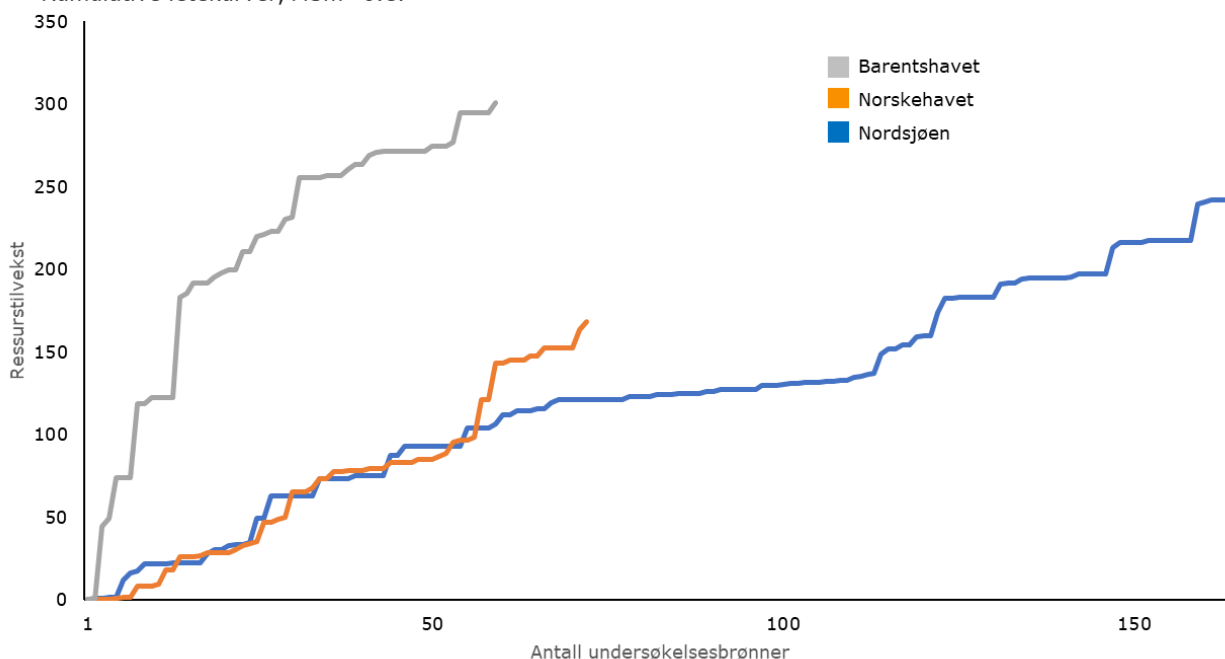


Figur 7

Mulighetene for å gjøre større funn er størst i lite utforskede områder. I Figur 8 vises antall letebrønner og ressurstilvekst i de tre havområdene fra 2011 til og med 2018. I denne perioden ble det boret 60 brønner i Barentshavet med en tilvekst på noe over 300 MSm³ o.e. Til sammenligning er det boret over 160 brønner i Nordsjøen i samme periode hvor tilveksten utgjorde rundt 240 MSm³ o.e. Figuren viser at det gjøres funn i alle havområder og at funnsuksessraten er høy. Samtidig viser den at funnvolumene de senere år er størst i Barentshavet, med størst gjennomsnittsfunn og med 7324/8-1 Wisting som det største funnet i perioden med om lag 70 MSm³ utvinnbare o.e. Erfaringsmessig antas det at tilsvarende leteaktivitet på tvers av de ulike havområdene vil gi en lignende utvikling framover.

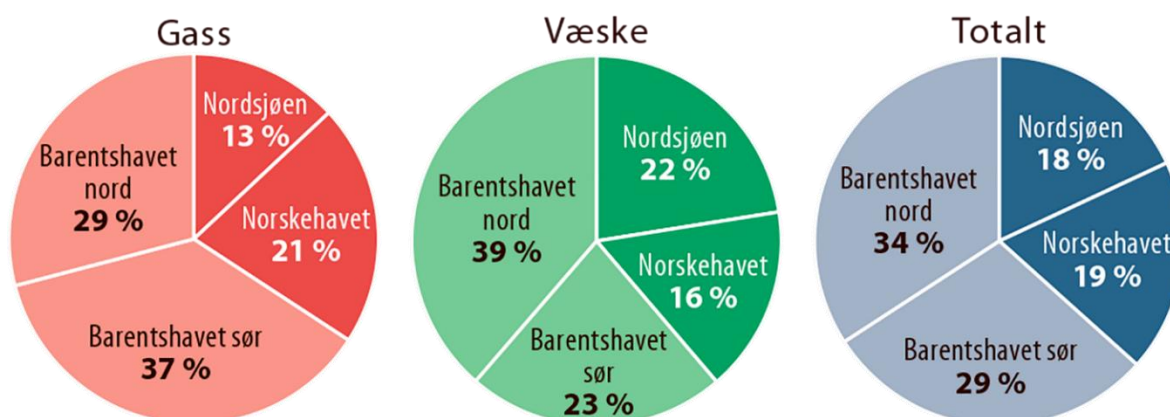
Resurstilvekstkurver per havområde, årene 2011 - 2018

Kumulative letekurver, MSm³ o.e.



Figur 8

Barentshavet sør og nord utgjør over 60% av totale uoppdagede ressurser på norsk sokkel. I Figur 9 vises forventet andel væske, gass og totale uoppdagede ressurser i de ulike havområdene hvor Barentshavet sør bidrar med 37 % av total andel gass. Dette utgjør om lag 685 mrd. Sm³ gass.



Figur 9

Samlet sett har vi nå en situasjon i Barentshavet der pågående feltutviklingsprosjekter skaper et gasstransportbehov utover eksisterende kapasitet, samtidig som det er anslått betydelige gassressurser i området utover det som er påvist. I de neste kapitlene belyses mulighetene for videreutvikling av gassinfrastrukturen i Barentshavet og egenskapene ved de ulike gasstransportalternativene.

Gasstransportalternativer

Gassco gjennomførte i 2018 - 2019 en separat studie av gasstransportalternativer fra Barentshavet på bakgrunn av en forespørsel fra en gruppe bestående av rettighetshavere med interesser i Barentshavet. Flere av disse gasstransportalternativene er inkludert i denne områdestudien.

Det er identifisert og vurdert alternativer for bruk og/eller eksport av naturgass fra Barentshavet. I dette kapitlet gis en overordnet beskrivelse av noen av alternativene.

HOVEDALTERNATIVER FOR GASSTRANSPORT

Flere alternativer for gasstransport er vurdert fra Barentshavet. De mest aktuelle er:

- Kapasitetsøkning på Melkøya LNG-anlegg (HICU)
- Utbygging av et nytt LNG-anlegg
- Utbygging av et tradisjonelt prosessanlegg (DPCU) på Melkøya med transport via en ny gassrørledning til eksisterende transportsystem i Norskehavet
- Utbygging av et enklere prosessanlegg og transport via en ny gassrørledning (énfase/flerfase) til eksisterende transportsystem i Norskehavet

Under gis en kort beskrivelse av alternativene, med muligheter og utfordringer knyttet til hver enkelt av dem.

Kapasitetsøkning på Melkøya LNG-anlegg (HICU)

Som en del av prosjektet Snøhvit Future Phase 2 (SFP2) har operatøren Equinor i 2018 gjennomført en studie hvor de vurderte økning av kapasiteten på Melkøya LNG-anlegg (Hammerfest Increased Capacity Unit - HICU). Formålet med kapasitetsøkningen var å akselerere produksjon av gassressursene i Snøhvit.

HICU består av et eget lite LNG-tog som går i parallell med det eksisterende toget på Melkøya LNG-anlegg. Det har blitt studert to produksjonskapasiteter for HICU, 7,5 MSm³/d (1,5 MTPA) og 4,5 MSm³/d (0,9 MTPA).

HICU-anlegget som ligger til grunn for de økonomiske analysene dekker LNG-toget inkludert innløpsarrangementer og systemer for fjerning og deponering av CO₂. Det er antatt at eksisterende hjelpesystemer og kraftforsyning har tilstrekkelig kapasitet. Dette gir klare begrensninger for kapasitetsøkningen, hvor de aktuelle grensene må vurderes nærmere i det videre arbeid.

Det er vurdert to ulike lokasjoner for HICU, på innsiden av gjerdet på eksisterende anlegg og på utsiden av gjerdet på eksisterende anlegg mot øst.

Utbygging av et nytt LNG-anlegg

Som en del av Alke feltutviklingsprosjektet har operatøren Vår Energi gjennomført en mulighetsstudie for et selvstendig LNG-anlegg i Hammerfest-området. Konseptet består av et selvstendig anlegg med kapasitet på 3 MSm³/d (0,7 MTPA) eller 5 MSm³/d (1,2 MTPA). Formålet med anlegget er å ta imot og behandle gass fra Alke- og Goliat feltet som Vår Energi er operatør for.

Designet av LNG-anlegget inkluderer fjerning av CO₂ og maksimal injeksjon av LPG i LNG-en slik at man unngår behov for eget lagringssystem for LPG. Anlegget inkluderer også eksportfasiliteter av LNG og kondensat til skip. Ingen teknologikvalifisering er nødvendig i forbindelse med design og bygging av dette LNG-anlegget.

Utbygging av et tradisjonelt prosessanlegg på Melkøya

Equinor har utført en studie av et tradisjonelt prosessanlegg (Dew Point Control Unit - DPCU) lokalisert på Melkøya og integrert med eksisterende LNG-anlegg. Studien er basert på en tidligere studie utført av Equinor i 2012 på et eget anlegg med kapasitet på 20 MSm³/d. Tre kapasitetsnivåer har blitt vurdert; 10 MSm³/d, 20 MSm³/d og 10 MSm³/d pre-investert for tilrettelegging av økning til 20 MSm³/d ved behov. Imidlertid kan kapasitetene i dette alternativet økes ytterligere.

Formålet med DPCU-anlegget er å behandle rikgass slik at den prosesserte gassen møter transportspesifikasjonen for rørledninger og mottaksanlegg. Nærmere beskrivelse av røret inngår i kapittelet «Transport via en ny gassrørledning til eksisterende transportsystem i Norskehavet».

Fjernet CO₂ vil bli re-injisert via den eksisterende CO₂-deponeringsløsningen. Tilsvarende som for HICU vil DPCU-anlegget delvis benytte seg av eksisterende hjelpesystemer på Melkøya LNG-anlegg, spesielt gjelder dette for kondensathåndteringssystemet. Kraftforsyningen er også i denne studien, som for HICU, antatt å kunne tas fra eksisterende kraftnett. De fleste hjelpesystemer for et DPCU-anlegg må installeres uavhengig, men det finnes noen muligheter for integrering mot eksisterende hjelpesystemer hvor disse da må oppgraderes.

Planlagt lokasjon av DPCU-anlegget er utenfor gjerdet på østsiden av LNG-anlegget på Melkøya.

Utbygging av et enklere prosessanlegg

Gassco har også utført en studie for å vurdere muligheter og kostnader knyttet til å bygge et enklere prosesserings-/ tørkeanlegg inkludert kompresjon uten integrering med eksisterende Melkøya LNG-anlegg. Hensikten med studien er å finne ut hvor lite som kan kreves av prosessering for å transportere gassen i rørledning til eksisterende infrastruktur lenger sør. Dersom gassen går for eksempel til Åsgard Transport med videre prosessering på Kårstø vil behovet for prosessering i nytt prosessanlegg begrenses.

I studien er det gjort vurderinger for et sett med gasskomposisjoner basert på innmeldinger fra felt og funn i Barentshavet. I vurderingene er behov for prosessering kartlagt for å møte spesifikasjoner i eksisterende infrastruktur. Det er lagt til grunn forskjellige kapasiteter, som 10 MSm³/d, 20 MSm³/d og større kapasiteter.

Behovet varierer mellom de forskjellige gasskomposisjonene. I den ene ytterkanten er det behov for full fraksjonering og eksport av væskeproduktene, mens det i den andre ytterkanten bare er behov for tørking, CO₂-fjerning og kompresjon.

Alternativet som er inkludert i økonomivurderingene innehar en kapasitet på 10 MSm³/d og ingen behov for eksport av væskekomponenter fra prosessen. Det vil kreve videre arbeid for å få verifisert denne løsningen.

Nærmere beskrivelse av røret inngår i kapittelet under.

Transport via en ny gassrørledning til eksisterende transportsystem i Norskehavet

Gassco har utført en studie av en ny rørledning (32") for transport av gass som rikgass (énfase) fra Melkøya til eksisterende transportsystem i Norskehavet. Dette vil være en nødvendig del av verdikjeden både for et tradisjonelt prosessanlegg (DPCU) og et enklere prosessanlegg. Rørledningen er forutsatt tilkoblet til et eksisterende gassrør i Norskehavet. Tekniske vurderinger og kostnadsestimater er dekket i studien.

I studien er det vurdert tilkobling til både Åsgard Transport med prosessering på Kårstø og tilkobling til Polarled med prosessering på Nyhamna. Utgangspunktet for kostnadsestimatet under er tilkobling til Åsgard Transport. Antatt distanse på rør fra Melkøya til Åsgard Transport er ~1000 km og til Polarled ~830 km. Begge mottaksanleggene (Kårstø og Nyhamna) antas å ha ledig kapasitet og ingen tekniske begrensinger er identifisert. Hovedforskjellene mellom anleggene er væskegjenvinningsgraden.

De ulike felt og funn kan ha forskjellig behov for gassprosessering for videre transport i rør. Gassprosessering kan utvikles over tid og kan gjøres på den enkelte feltinstallasjon eller i en felles løsning på land. Det kan være behov for teknologiutvikling eller økt prosessering på felt for at løsningen skal være robust for de relevante feltene og funnene i Barentshavet.

Kapasiteten i et rør er avhengig av både inn- og utløpstrykk. I et 32" rør fra Hammerfest-området med kapasitet på 10 MSm³/d tilkoblet Åsgard Transport, er det nødvendig med et innløpstrykk på om lag 180 barg. Tilsvarende vil det være nødvendig med om lag 220 barg for en kapasitet på 20 MSm³/d. Alternativt kan diameteren på røret økes for å tilrettelegge for lavere trykk tidlig og større kapasitetsøkning på sikt.

Utgangspunktet for et rikgassrør fra Barentshavet er at gassen er prosessert slik at spesifikasjonene til eksisterende gassinfrastruktur møtes. Et annet alternativ kan være å prosessere gassen i mindre grad og transportere gassen som rikgass/flerfase i rør fra Barentshavet. I et slikt tilfelle kan gassen komme fra et enklere prosesseringsanlegg på land eller direkte fra plattformer. Dette kan kreve teknologikvalifisering, da en per i dag ikke har

driftserfaring med flerfasetransport over så lange avstander. Imidlertid vil en slik løsning gi betydelige kostnadsreduksjoner og muligheten bør undersøkes videre. Videre kan denne typen gasstransport kreve mer væskebehandlingskapasitet på eksisterende prosesseringsanlegg.

ANDRE TRANSPORTALTERNATIVER

Et antall andre gasstransportløsninger i og fra Barentshavet er vurdert utover hovedalternativene som er beskrevet over. Disse er:

- Flytende LNG (FLNG)
- Komprimert naturgass (CNG)
- Offshore anlegg som knutepunkt
- Undervannsanlegg som knutepunkt

Hovedutfordringer for disse alternativene av gasstransport fra Barentshavet er høye kostnader og umodne konsepter.

KOSTNADER FOR GASSTRANSPORTALTERNATIVENE

Alternativene HICU og DPCU er basert på studier utført av Equinor, nytt LNG-anlegg er basert på studier utført av Vår Energi, mens alternativet med enklere prosessering og en ny gassrørledning til eksisterende transport system er studert av Gassco. Kostnadene er basert på uklassifiserte estimater og er oppsummert i Tabell 2.

Kapasiteter og kostnader for ulike transportalternativer

Gasstransportalternativ	Kapasitet	CAPEX	OPEX
	M ³ /dag	MNOK ₁₉	MNOK ₁₉ /år
Kapasitetsøkning på Melkøya LNG-anlegg (HICU)	4.5	5 900	245
	7.5	9 050	395
Nytt LNG-anlegg	3	6 365	196
	5	8 800	273
Tradisjonelt prosessanlegg (DPCU) på Melkøya	10	15 400	254
	20	23 000	462
Ny gassrørledning	10-20	12 500	125
Enklere prosessanlegg	10	4 219	254
	20	7 594	440

Tabell 2

EGENSKAPER VED GASSTRANSPORTALTERNATIVENE

Gasstransportalternativene har ulike egenskaper når det gjelder markedsadgang og tilrettelegging for videre utvikling av petroleumsressursene i Barentshavet sør.

For LNG- og røralternativene handler forskjellene delvis om hvilke realopsjoner alternativene gir:

- LNG tilrettelegger for større geografisk fleksibilitet i skipningen 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.
- Røralternativer har lavere marginalkostnad på økt kapasitet og kan dermed lettere tilrettelegges for at oppsidevolum kan fases inn tidligere enn for LNG alternativer. 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 på et tidspunkt der kapasitet vil åpnes opp og eksisterende transport- og prosesseringskapasitet kan tas i bruk på en effektiv måte.

Alle alternativene vil bidra til betydelige ringvirkninger fra petroleumsindustrien for nordområdene, både i utviklings- og driftsfasen. Alternativene vil først og fremst drives fram av feltutviklingsprosjekter og når felter kommer i produksjon. Tilgang til ledig gasstransportkapasitet bidrar til at økonomisk lønnsomme petroleumsressurser kan utvikles i rett tempo.

Analysen av transportalternativer

I dette kapitlet analyseres hovedalternativene for gasstransport. Først belyses dimensjonering av mulig ny gassinfrastruktur basert på påviste ressurser, deretter vurderes de respektive gasstransportalternativene basert på uoppdagede ressursscenarier og til slutt økonomivurderinger.

GASSTRANSPORTALTERNATIVER FOR PÅVISTE RESSURSER I DAG

Syv felt og funn er lagt til grunn for analysene av gasstransportbehovet. Disse er valgt ut fra vurderinger gjort sammen med operatører og Oljedirektoratet, og har basis i modenhet på ressursene.

Status for disse feltene og funnene er:

- Snøhvit er et gassfelt påvist i 1984. Feltet som er operert av Equinor, er lokalisert omtrent 140 km nordvest for Hammerfest. Snøhvitfeltet som startet produksjonen i 2007 var det første feltet som ble bygget ut i Barentshavet. Feltet er en undervannsutbygging og brønnstrømmen fra feltet går inn til Melkøya LNG-anlegg for prosessering. LNG transporteres fra Melkøya med skip til markedet. Det antas at funnene Snøhvit Beta og Tornerose bygges ut via Snøhvit.
- Goliat er et Vår Energi-operert olje- og gassfelt som er bygd ut og satt i produksjon i 2016. Goliat er lokalisert omtrent 50 km sørøst for Snøhvit. Oljen transporteres i dag til markedet med skytteltankere. En framtidig eksportløsning for gassen er uavklart, men en gasseksportløsning er nødvendig for å få en mer optimal ressursutnyttelse av feltet. I analysene antas det at gassen til Goliat eksporteres via et rør til et knutepunkt i Snøhvitområdet.
- Johan Castberg er et Equinor-operert oljefelt, med gasskappe, lokalisert omtrent 100 km nordvest for Snøhvit. Johan Castberg består av de tre strukturene Skrugard, Havis og Drivis, som ble påvist mellom 2011 og 2013. Feltet er under utbygging og skal etter planen komme i produksjon i 2022. Eksport av gasskappen er planlagt på slutten av feltets levetid. I analysene antas det at funn i nærheten knyttes opp til Johan Castberg og at gassen eksporteres via rør til et knutepunkt i Snøhvitområdet.
- Wisting er et oljefunn som ble påvist i 2013 av OMV. Det er lokalisert omtrent 230 km nordøst for Snøhvitfeltet. Wisting har behov for eksport av assosiert gass for å få en optimal oljeutvinning. I analysene legges det til grunn at gassen blir transportert via rør til et knutepunkt i Snøhvitområdet, som er et av alternativene i feltutviklingsprosjektet.
- Alke er et Vår Energi-operert gassfunn som ble påvist i 1981. Funnet er lokalisert omtrent 60 km sørvest fra Goliat. I analysene antas det at Alke eksporteres via et rør til et knutepunkt i Snøhvitområdet.
- Alta er et Lundin-operert olje- og gassfunn påvist i 2014. Funnet er lokalisert omtrent 35 km nordvest for Snøhvitfeltet. I analysene antas det at Alta eksporteres via et rør til et knutepunkt i Snøhvitområdet.

- Gohta er et Lundin-operert olje- og gassfunn påvist i 2013. Funnet er lokalisert omtrent 35 km nordvest for Snøhvitfeltet. I analysene antas det at Gohta eksporteres via et rør til et knutepunkt i Snøhvitområdet.

Dimensjonering av gasstransportalternativene

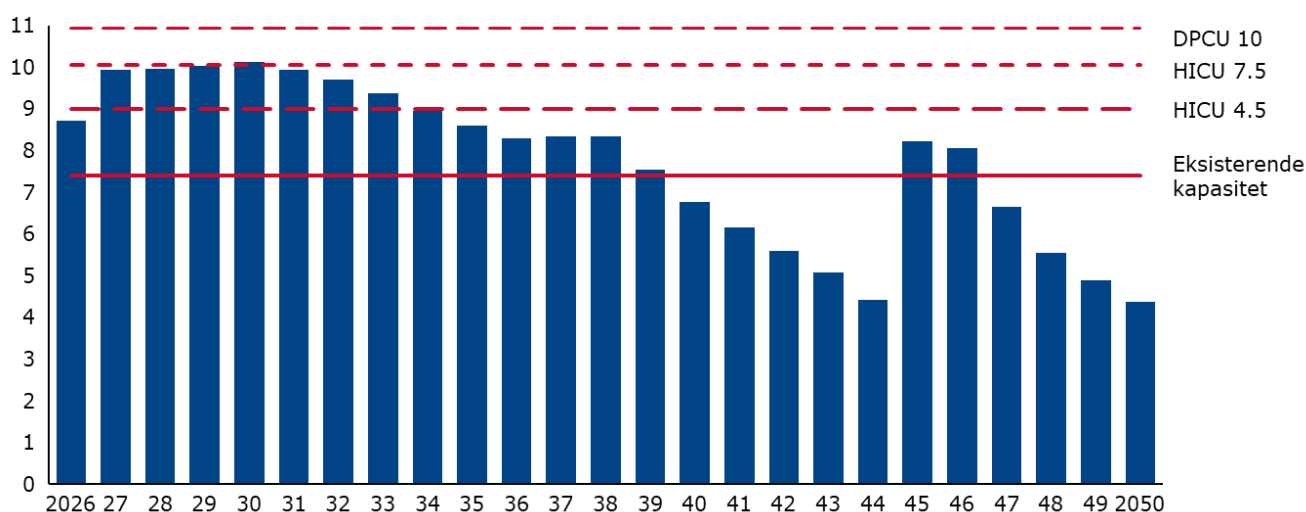
Ressurser for disse feltene og funnene, utenom Snøhvit, er ca. 50 mrd. Sm³. I analysene av gasstransportbehovet og dimensjonering av gasstransportalternativene er følgende antakelser lagt til grunn:

- Rikgasskapasiteten på Melkøya LNG-anlegg antas å være 7,4 mrd. Sm³/år.
- I kapasitetsvurderingene er det volumer på årlig nivå som er vurdert opp mot årlig kapasitet.
- Gassprosessering og tilhørende kapasiteter på felt og funn er basert på innspill fra de respektive operatørene.
- I noen av transportalternativene er det antatt akselerasjon av gassproduksjon fra felt i produksjon for å utnytte økt kapasitet.
- I analysene av påviste ressurser er planlagt oppstart av funn og start av gasseksport fra felt basert på informasjon fra operatøren.

Det er sett på forskjellige transportalternativer med ulike kapasiteter. Disse er sammenfattet i Figur 10.

Kapasiteter ved forskjellige gasstransportalternativer og innmeldte profiler

mrd. Sm³ per år



Figur 10

Eksisterende kapasitet på Melkøya LNG-anlegg planlegges fullt utnyttet av Snøhvit de neste 20 årene. Ressurser i felt og funn i området gir derfor et kapasitetsbehov utover dagens kapasitet. Akselerasjon av produserende felt vil øke behovet ytterligere. Aktuelle gasstransportalternativer for å imøtekomme behovet kan være økt kapasitet på Melkøya LNG-

anlegg, et frittstående LNG-anlegg eller en ny gassrørledning (med eller uten tradisjonell DPCU). Kapasitetsbehovet for påviste gassressurser er opp til 7,5 MSm³/d.

GASSTRANSPORTALTERNATIVENE FOR UOPPDAGEDE RESSURSER

Oljedirektoratet har med utgangspunkt i det totale ressursgrunnlaget i Barentshavet sør gjort en tilleggsvurdering for å kartlegge uoppdagede gassressurser som antas å være samfunnsøkonomisk lønnsomme.

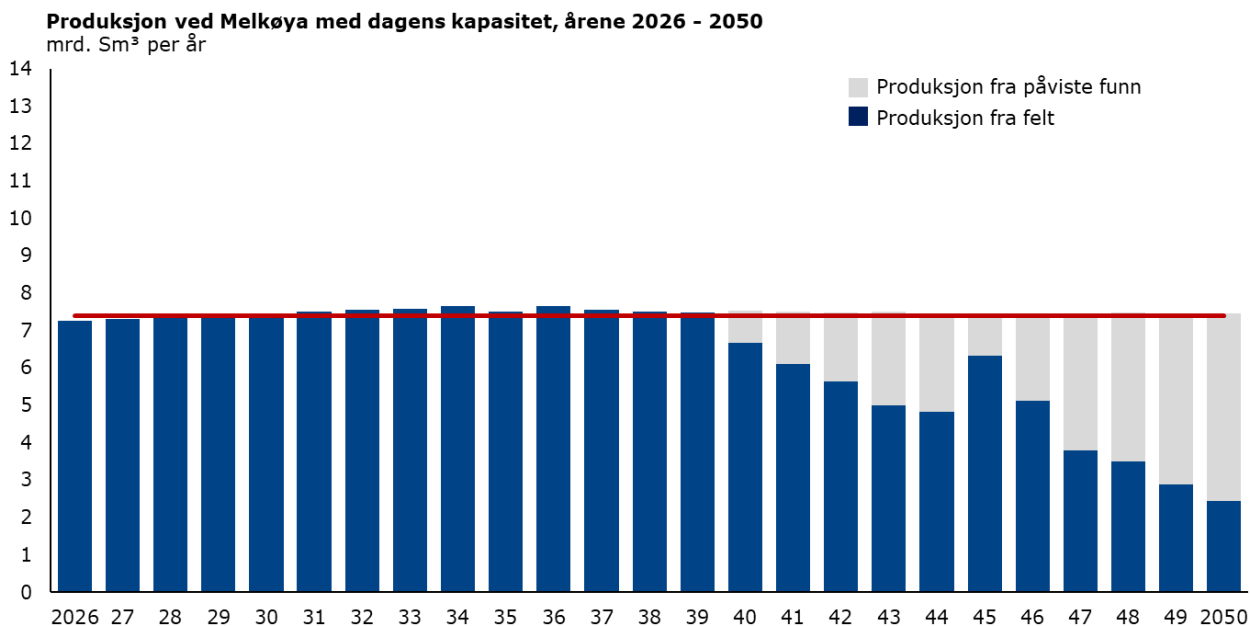
Ettersom det er usikkerhet knyttet til uoppdagede ressurser og beliggenheten av ressurser som påvises gjennom fremtidig leting, er det utarbeidet tre ulike scenarioer (høyt, medium og lavt) for disse ressursene.

Innfasing av framtidige funn (uoppdagede ressurser) styres av letehistorien, gjennomsnittlig ledetid fra funn til produksjon i infrastrukturnære- og frontierområder, samt ledig kapasitet på feltsentrene. En sentral forutsetning er samordning mellom olje og gass og mellom felt og funn (påviste og framtidige funn).

Inkludering av uoppdagede ressurser tilsier behov for et større gasstransportalternativ enn økning av kapasiteten på Melkøya LNG-anlegg på 7,5 MSm³/d (HICU). Større løsninger kan ha en positiv effekt for insentivene til leting og dermed påvirke selskapenes letestrategier. Dette fordi tilgang til felles prosess- og transportkapasitet reduserer kostnadsterskelen for å bygge ut nye funn og realisere framtidige ressurser i forhold til en situasjon der kostnadene ved slik infrastruktur må bæres av et funn alene. I tillegg kan lønnsomhet i framtidige feltutviklingsprosjekter være avhengig av at det investeres i ekstra gasskapasitet på feltsentre.

I utviklingen av ressurs scenariene er ulike gasstransportalternativer lagt til grunn. I de uoppdagede ressurs scenariene er fleksibilitet på feltsentrene (vekt/grad av gassbehandling etc.) viktige premisser. Tilgjengelig kapasitet vil også påvirke ledetid fra funn til produksjon og leteaktivitet i området.

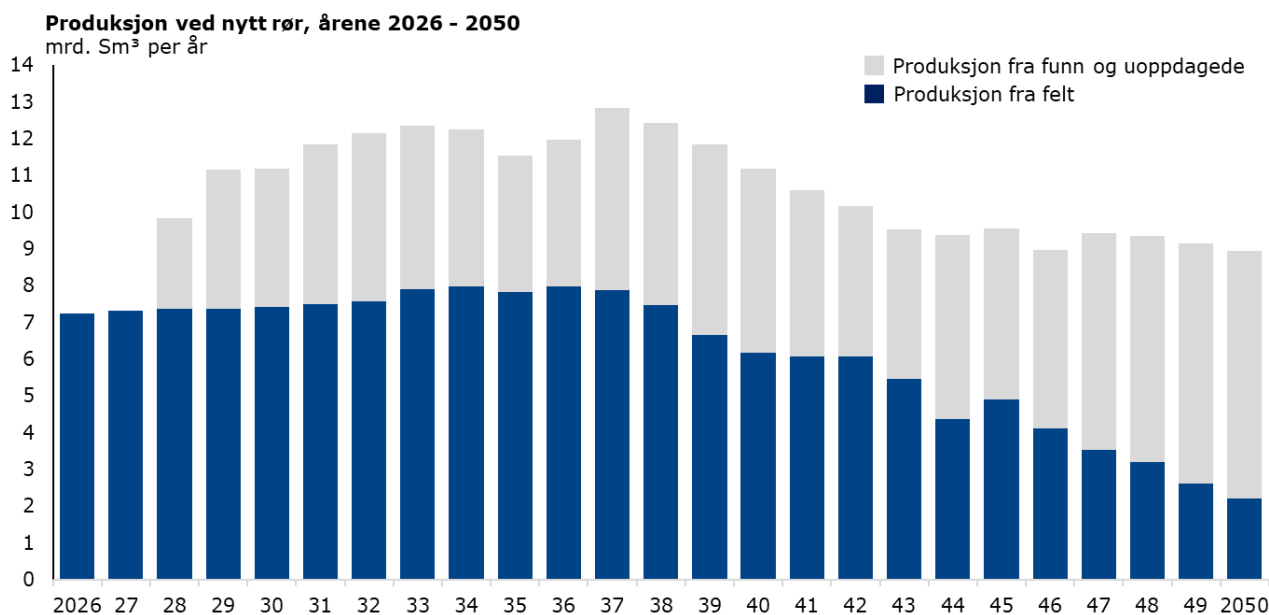
Påviste gassressurser i felt og funn utover Snøhvit får ikke kapasitet i eksisterende LNG-anlegg på Melkøya før etter 2040 som vist i Figur 11. Assosiert gass i felt og funn må eventuelt re-injiseres og deretter fases inn i halen på produksjonen til Snøhvit. Dette betinger at feltene produserer lønnsomt lenge nok til at gassen kan produseres ved et senere tidspunkt og eksporteres via Melkøya LNG-anlegg. Det vil ikke være ledig kapasitet for uoppdagede gassressurser før etter 2050.



Figur 11

Et alternativ for å fase inn uoppdagede ressurser før 2050 er å øke kapasiteten på Melkøya LNG-anlegg (HICU). I dette alternativet deler felt og funn den økte LNG-kapasiteten med Snøhvit og det forutsettes en begrenset akselerasjon av produksjonen fra Snøhvitfeltet. Det vil også være full utnyttelse av denne økte kapasiteten hele perioden til 2050 om en inkluderer uoppdagede ressursscenarier.

En større kapasitetsøkning, f.eks. en gassrørledning vil kunne legge til rette for ytterligere uoppdagede gassressurser. Slike alternativer gir insentiver for utvikling av gassressursene i området, men kan også medføre høyere investeringer enn de andre alternativene. Et ressursscenario som inkluderer noe uoppdagede ressurser i området rundt Wisting, Goliat, Johan Castberg, og Alta/Gohta er illustrert i Figur 12. Produksjonen fra de ulike områdene er her begrenset av antatt gasskapasitet på eksisterende og framtidige felt.



Figur 12

ØKONOMIVURDERINGER

Alle økonomiske vurderinger er basert på samfunnsøkonomiske betraktninger og viser endring i 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 når kapasiteten økes. Denne vurderingen kan gi andre utslag enn en prosjektøkonomisk vurdering.

Utgangspunktet for analysen (basisalternativet) er at felt med behov for gasseksportløsning inngår kapasitetsavtaler med rettighetshaverne i Snøhvit Unit og produksjonsperioden forlenges. Analysen inkluderer effekter fram til 2050 og totalvolumet i alle alternativene er likt. Gassressurser som er benyttet i de økonomiske analysene¹ for påviste ressurser, utenom Snøhvit, er ca. 50 mrd. Sm³ fram til 2050.

¹ Følgende forutsetninger er lagt til grunn for analysene:

Oppstart av økt kapasitet i 2026. Gasspris basert på revidert nasjonalbudsjett (RNB) 2019 (1,94 NOK₁₉/Sm³), LNG forutsettes å ha en merverdi på 3 øre₁₉/Sm³ i forhold til gasspris. Frakt/re-gassifisering av LNG er inkludert med en kostnad på 31 øre₁₉/Sm³. Endrede drifts- og levetidskostnader i nedstrøms transportsystem er inkludert basert på økt kapasitetsutnyttelse

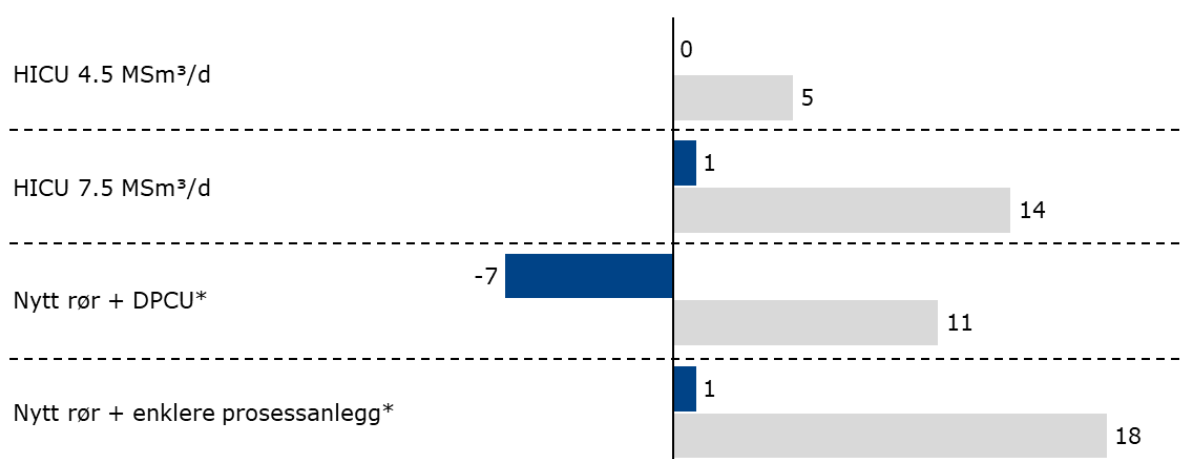
Effekten av å bygge ny gasstransportkapasitet er økt verdi for oljefelt med assosiert gass. Denne effekten er ikke inkludert i økonomivurderingene jamfør ovenfornevnte forutsetning om at det er etablert kapasitetsavtaler for assosiert gass. Effekten av utsatt produksjon på Snøhvit er hensyntatt i beregningene.

I Figur 13 vises en oversikt over netto nåverdi ved ulike gasstransportalternativ basert på et utvalg av påviste ressurser (50 mrd. Sm³) samt et scenario for noe uoppdagede ressurser sammenlignet med basisalternativet der gassvolumer legges i halen på Snøhvit. Frittstående LNG-anlegg er ikke inkludert, da dette ansees som en feltspesifikk løsning. Følgende resultat kan trekkes fram:

- Et HICU alternativ med kapasitet på 4,5 MSm³/d tilpasset påviste ressurser kan gi økt verdiskaping.
- Det kan være merverdi i å øke kapasiteten til 7,5 MSm³/d for å akselerere gassproduksjonen noe.
- Investeringen i et tradisjonelt prosessanlegg med tilhørende rør tilknyttet eksisterende transportsystem gir negativ verdiskaping basert på påviste ressurser, da på grunn av høye kostnader. Dette alternativet vil kreve ytterligere 25 mrd. Sm³ av uoppdagede gassressurser for å bli lønnsomt.
- Et enklere prosessanlegg med tilhørende kompresjon kan gi økt verdiskaping basert på påviste ressurser.
- Alle alternativer gir positiv nåverdi inkludert uoppdagede gassressurser.

Nettoeffekt av å investere i ny kapasitet
Milliarder NOK, 2019-kroner – NV 7% før skatt

■ Påviste ressurser
■ Inkludert uoppdagede ressurser



* Inkludert noe akselerasjon av produksjon

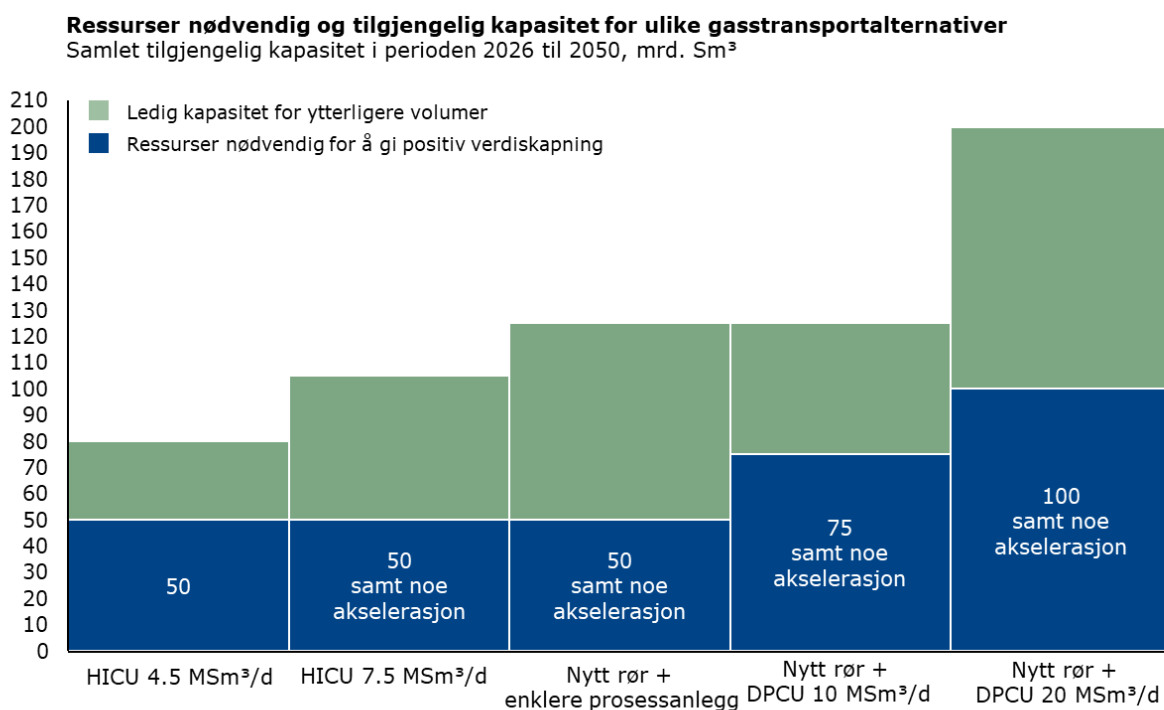
Figur 13

Det er utført økonomiske sensitiviteter som inkluderer usikkerhet både i gasspriser og kostnader. Gassprisen i inneværende periode er noe lavere enn hva som forventes på lang sikt i revidert nasjonalbudsjett 2019. Bransjen forventer imidlertid at gassprisene øker igjen utover

2020 tallet og at den legger seg på samme nivå som tidligere forventet. Dette er også reflektert i forward-prisene.

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

I Figur 13 illustreres hvor mye påviste gassressurser som vil være nødvendig for å gi en positiv nåverdi av ulike gasstransportalternativer og hvor mye tilleggskapasitet det vil være utover dette nødvendige minimumsvolumet. Med tilleggsvolumer fra uoppdagede gassressurser som illustrert i Figur 12 vil volumene overstige kapasiteten i begge HICU alternativene, mens det i de andre alternativene vil være kapasitet for ytterligere uoppdagede tilleggsgassressurser.



Figur 14

ORGANISERING AV GASSINFRASTRUKTURINVESTETERINGER

Infrastrukturinvesteringer for gassvirksomheten er en del av en større verdikjede fra felt til marked og driverne vil være nært knyttet til oppstrøms felts behov for ny transportkapasitet.

På norsk sokkel har infrastruktur gradvis blitt videreutviklet i forbindelse med utbygging av nye felt. Dette har typisk vært felt med store mengder gass og som forsvarte store investeringer i egne transportløsninger. Kostnadene for å bygge ut rørledninger og prosessanlegg for gass er høye, men investeringene har vist seg å gi betydelige stordriftsfordeler.

Ny gassinfrastruktur og eksportløsning fra Barentshavet kan gi økt verdiskaping basert på ressurser i felt og funn. Om en også legger til grunn ressurser som er påvist, men klassifisert som RK6-7 og uoppdagede ressurser vil verdiskapingen økes betraktelig.

Barentshavet er preget av et behov for betydelige grunnlagsinvesteringer og et stort aktørmangfold med 23 selskaper som har deltakerandeler i utvinningstillatelser i hele Barentshavet sør. Behov for betydelige grunnlagsinvesteringer i felles gassinfrastruktur som kommer i tillegg til feltutbyggingskostnader, vil være med på å redusere avkastningsnivået for felteiere. Samtidig kan aktørmangfoldet gi krevende beslutningsprosesser, blant annet fordi felteiere i eksisterende felt og funn muligens må finansiere infrastruktur som dekker både eget identifisert kapasitetsbehov og kapasitet for andre oppsidevolum som gjerne eies av andre selskaper.

Avkastning (kalkulasjonsrenter) for felteiere kan potensielt bedres ved at tredjeparter helt eller delvis investerer i gassinfrastruktur. Tredjepartsinvestorer kan typisk være finansielle investorer med behov for langsiktige sikre plasseringer som pensjonsfond ol., infrastrukturselskaper/-fond eller andre aktører som har som forretningsstrategi å investere i og utvikle infrastruktur, både i olje- og gassindustrien og andre bransjer. Tredjepartsinvestorer kan ha lavere avkastningskrav enn det tradisjonelle oppstrømselskaper har. Dersom kontantstrømriskoen er liten, vil avkastningskravet kunne være lavere enn felteieres generelle avkastningskrav hvor kontantstrømriskoen er vesentlig høyere.

Investeringsmodeller i gassinfrastruktur som gjør at eier av infrastruktur er villig til å investere til et lavere krav til kapitalavkastning enn de 7 % reelt som ligger til grunn for beregningene, vil medføre at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten er høyere enn det som ligger til grunn i beregningene i Figur 14. Finansielle investorer vil imidlertid søke å redusere nedsiden gjennom transportforpliktelser eller andre betalingsforpliktelser.

OPPSUMMERING

I den nærmeste perioden vil flere eksisterende felt og feltutviklingsprosjekter ta beslutninger som vil være med på å forme veien videre for Barentshavet som petroleumsprovins. Beslutningene vil ha konsekvenser for lønnsomheten av disse prosjektene i seg selv, og være med å påvirke insentivene for videre leting og produksjon av olje- og gassressurser i området.

Basert på analysene i dette arbeidet, kan en se for seg tre mulige utviklingsscenarier for gasstransport i Barentshavet sør fram mot 2030:

1. Dagens kapasitet på Melkøya beholdes og felt med behov for gasseksport inngår kapasitetsavtaler med rettighetshaverne i Snøhvit Unit, re-injiserer produsert gass eller venter på ledig kapasitet. Dette alternativet vil ikke styrke insentivene for leting i Barentshavet. Gassressurser i felt kan forbli uutnyttet hvis feltene stenger ned før gassen er ferdig produsert.
2. LNG-kapasiteten på Melkøya økes noe for å imøtekomme behovet for gassavsetning fra dagens felt og funn. En begrenset andel uoppdagede ressurser kan fases inn i dette alternativet.
3. Det investeres i ny gassbehandlingskapasitet for prosessering og eksport utover eksisterende LNG-anlegg på Melkøya. Alternativer for ny gasstransport kapasitet fra Barentshavet sør kan være ulike røralternativer eller nye LNG-anleggsalternativer. Røralternativene gir større potensial for økt gasseksportkapasitet og stimulerer i større grad til utvikling av gassressursene i området, men kan også medføre noe høyere investeringer enn de andre alternativene.

Analysene viser at både scenario 2 og 3 kan ha en positiv samfunnsøkonomisk lønnsomhet selv når kun påviste ressurser legges til grunn. I tillegg skaper scenario 3 størst rom for produksjon fra framtidige funn. Basert på informasjon fra selskapene kan ingen enkeltfelt/-funn bære ny infrastruktur, slik at samordning er nødvendig for å få gjennomført investeringer i god, helhetlig og samfunnsøkonomisk lønnsom gassinfrastruktur for Barentshavet. I så måte er det avgjørende at også samfunnsøkonomiske opsjonsverdier av fleksibilitet vektlegges.

I analyser som ikke tar hensyn til opsjonsverdier vil alltid den skreddersydde løsningen ha høyest nåverdi, ettersom fleksibilitet koster for enkeltprosjektet. Det må betales for fleksibilitet, enten gjennom preinvesteringer (som f.eks. større dekksplass på en plattform, et større rør) eller ved valg av fleksible totalkonsepter.

Oppsummert kan de påviste olje- og gassressursene i felt og funn utover Snøhvit, gi grunnlag for økt gasseksport. Samhandling på tvers av utvinningstillatelser (felt/ funn og olje/ gass) er nødvendig for å legge til rette for en helhetlig utvikling av gassinfrastruktur i og fra Barentshavet.

Alternative investeringsmodeller i gassinfrastruktur, der investor i slik infrastruktur krever lavere avkastning på kapital enn andre private aktører, kan bidra til å øke sannsynligheten for at samfunnsøkonomiske gode gassinfrastrukturprosjekter i Barentshavet blir realisert.

Observasjoner

Det er gjort følgende observasjoner basert på data fra påviste og uoppdagede gassressurser, vurdering av gasstransportalternativer og analyser med ulike sensitiviteter knyttet til den åpne delen av Barentshavet sør:

1. Det er store gjenværende petroleumsressurser forventet i Barentshavet. Flere felt er i drift og under utvikling og nye funn modnes fram mot investeringsbeslutning.

Totale uoppdagede ressurser på norsk sokkel forventes å være om lag 4 milliarder Sm³ o.e., med en andel på over 60% i Barentshavet sør og nord. Nær halvparten av de totale uoppdagede ressursene forventes å være gass hvorav Barentshavet sør bidrar alene med 37%. Den største ressurstilveksten er derfor ventet å være i Barentshavet.

Det er flere felt i drift, ett under utbygging og flere funn modnes fram mot investeringsbeslutning. For en optimal videreutvikling av området er kommende beslutninger knyttet til gassinfrastrukturen viktig med tanke på å tilrettelegge for utvikling av gassfunn og oljefunn med assosiert gass.

2. Kapasiteten på Melkøya LNG-anlegg er planlagt fullt utnyttet de neste 20 årene med gassressursene fra Snøhvitfeltet alene.

Produksjon av gass fra Snøhvitfeltet har vært gradvis økende siden oppstarten. Videre har Snøhvit pågående prosjekter for videreutvikling av feltet (boring av nye brønner, kompresjon på land og kompresjon ute på feltet) for å muliggjøre platåproduksjon fram mot 2040.

I de uoppdagede ressursscenariene vil det ikke være kapasitet for framtidige funn før etter 2050 og det vil følgelig gi lave insentiver for leting.

3. Det er behov for gasstransportkapasitet for felt som er i drift og under utvikling før det åpner seg opp ledig kapasitet på Melkøya LNG-anlegg.

Pågående nye feltprosjekter med gasstransportbehov planlegger for en oppstart mellom 2025 – 2027. I de ulike prosjektene vurderes både nye gasstransportløsninger og bruk av eksisterende Melkøya LNG-anlegg.

4. Assosiert gass i oljefelt har historisk vært en viktig drivkraft for utviklingen av gassinfrastrukturen på norsk sokkel, og det samme ser også ut til å være gjeldende i Barentshavet.

Felt i drift og funn under utvikling vurderer gasstransportløsninger for assosiert gass for å tilrettelegge for en optimal oljeproduksjon.

Analyser viser at økt gasstransportkapasitet vil kunne gi økt verdi for gassressurser i felt og funn og samtidig optimalisere oljeproduksjon.

Gasstransportalternativene vil først og fremst drives fram av feltutviklingsprosjekter og planlagt oppstart av disse.

5. Flere alternativer for gasstransport er vurdert; LNG- og rør framstår som de mest aktuelle.

For LNG-alternativene er det økt kapasitet på Melkøya LNG-anlegg og et nytt LNG-anlegg som er analysert. For rørtransport er det rikgassrør med tilhørende tradisjonelt prosesseringsanlegg (DPCU) på Melkøya og rikgassrør med et tilhørende enklere prosesseringsanlegg som er analysert. I tillegg er det kartlagt muligheten for transport av gass som flerfase i rør.

6. Økt kapasitet tilrettelegger for økt verdiskaping. Tilrettelegging av gasskapasitet på nye felt utover feltets behov og mulig akselerert gassproduksjon fra eksisterende felt vil øke verdiskapingen ytterligere.

Basert på analyser av gassressurser i felt og i funn under utvikling vil det gi økt verdi å utvide gasstransportkapasiteten i og fra Barentshavet sammenlignet med å utnytte kapasiteten på Melkøya LNG-anlegg.

Den økte verdien vil være forskjellig for LNG- og rørløsningene. Dette skyldes hovedsakelig forskjeller i initielle investeringskostnader og verdien av ledig kapasitet for produksjon fra fremtidige funn. Økt gasskapasitet på felt for mulig tilleggsressurser øker verdien ytterligere.

7. En tidlig kapasitetsøkning vil legge til rette for raskere utvikling av påviste gassressurser, og samtidig tilrettelegge for mer optimal produksjon av olje med assosiert gass.

Pågående nye feltprosjekter planlegger for en oppstart mellom 2025 – 2027. Disse prosjektene har behov for gasstransport og en utsettelse av prosjektene vil gi lavere verdi. Samtidig vil en oppstart av feltene uten en optimal transportløsning for gassen også gi en lavere verdi av oljeproduksjonen.

Om planlagte feltutviklingsprosjekter tilpasses eksisterende kapasitet på Melkøya LNG-anlegg, heves terskelen for å realisere en ny større gassinfrastrukturløsning.

8. Større kapasitetsøkninger krever mer enn gassressurser i felt og funn for å gi lønnsomhet. Samtidig gir en slik løsning en opsjonsverdi som må hensyntas for tilleggsressurser fra felt i drift og under utvikling og fra nye funn.

Forventningene til uoppdagede ressurser er som nevnt i observasjon 1 størst i Barentshavet. Manglende ledig kapasitet i Melkøya LNG-anlegg gjør det krevende å finne lønnsomhet i utbygging av gassfunn og kan påvirke selskapenes letestrategi. En langsiktig løsning for gassinfrastruktur med økt kapasitet kan bidra til realisering av framtidige ressurser og vil følgelig bidra til insentiver for økt leting.

Inkludering av uoppdagede ressurser i analysene tilsier behov for en større løsning.

9. Enklere løsninger for gasstransport og teknologiutvikling vil bidra til å redusere utbyggings- og driftskostnader.

Gasstransport fra Barentshavet kan kreve store investeringer. Et enklere prosessanlegg med tilhørende kompresjon kan gi økt verdiskaping basert på påviste ressurser, det samme vil kunne gjelde transport av gass som flerfase over større distanser.

10. Samhandling på tvers av utvinningstillatelser er nødvendig for å legge til rette for en helhetlig utvikling av gassinfrastruktur i Barentshavet.

For å sikre gode beslutninger for utviklingen av petroleumsressursene er det verdifullt med samordning og tilstrekkelig koordinering mellom rettighetshaverne i området. Dette vil bidra til at beslutningene blir konsistente for de ulike verdikjedene fra felt til marked.

Det er per i dag ingen enkeltstående lisens som kan bære de store investeringskostnadene som må til for å få en ny verdikjede for gass utover Melkøya LNG-anlegg. For å få til langsiktige løsninger for gasstransport vil det være nødvendig med en samhandling på tvers av utvinningstillatelser.

Det er i de kommende årene planlagt flere beslutninger på felt i produksjon og funn under utvikling som vil påvirke en eventuell ny gassinfrastruktur på lang sikt. Det vil gi økt verdi å legge til rette for mulige synergier mellom felt og funn, og mellom olje og gass for både feltprosjekter og langsiktige løsninger for gasstransport.

Veien videre

Områdestudien av gassinfrastruktur i Barentshavet er basert på et samarbeid mellom et stort antall aktører. Resultatene fra arbeidet peker på naturlige neste steg for å ta dette samarbeidet videre. Det er særlig områdene beskrevet under det anbefales videre arbeid på:

- **Videre studiearbeid med modning av økt gasstransportkapasitet, som LNG og rør.**

Feltutviklingsprosjekter som arbeider med underlag for beslutning om videreføring har konkrete gasseksportløsningsbehov. Både PL 489 Alke og PL 229 Goliat har forespurt kapasitet av Snøhvit Unit. Analyser av påviste volumer bekrefter dette behovet og at det vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt å øke gasstransportkapasiteten fra Barentshavet sammenlignet med bruk av eksisterende gasstransportkapasitet.

Videre viser analyser at det kan være kostnadsbesparelser med å utfordre tradisjonelle gasstransportløsninger med full prosessering. Begrenset behandling av gass fra felt vil realisere et større potensial i uoppdagede gassressurser, og i tillegg kunne gi økt lønnsomhet i funn som per i dag kan være krevende å utvikle.

I analyser med sensitiviteter og robustgjøringsalternativer hvor blant annet uoppdagede ressurser og akselerasjon av eksisterende gassressurser er inkludert, viser det tydelig at det vil være for tidlig i et videre studiearbeid å fase ut større gasstransportalternativer. Realisering av potensialet i de uoppdagede ressursene vil være betydelig større i gasstransportløsninger av større dimensjoner.

I de ulike gasstransportalternativer er landanlegg en del av verdikjeden. De tekniske løsningene for gasstransport i videre studier vil være basert på lavutslippsteknologi. For å kunne gjøre en god vurdering av de ulike alternativene på lang sikt er det nødvendig å få en bedre forståelse av de kostnadene som estimeres for å opprettholde kapasiteten.

- **Pågående og framtidige feltutviklingsprosjekter bør inkludere løsninger som legger til rette for helhetlige og framtidige prosesserings- og transportbehov for gass.**

PL 537 Wisting har forespurt kapasitet på avsetning av gass til Johan Castberg og Snøhvit. Valg av løsning på Wisting vil kunne være viktig for realisering av ressurser i området, og kan få betydning for etablering av økt gasskapasitet i Barentshavet.

En avgjørende brikke i realiseringen av gassressurspotensialet i områder hvor det er lite- eller ingen gassinfrastruktur fra før, er hvilken og hvor stor gassbehandlingskapasitet som etableres på nye felter.

Gassbehandlingskapasitet på nye felt og gassrør bør dimensjoneres med fleksibilitet for å kunne ta inn nye funn i nærliggende områder.



Visitor address:
Bygnesvegen 75
4250 Kopervik

Postal address:
Postbox 93
N-5501 Haugesund

Phone: +47 52 81 25 00
Fax: +47 52 81 29 46
<http://www.gassco.no>