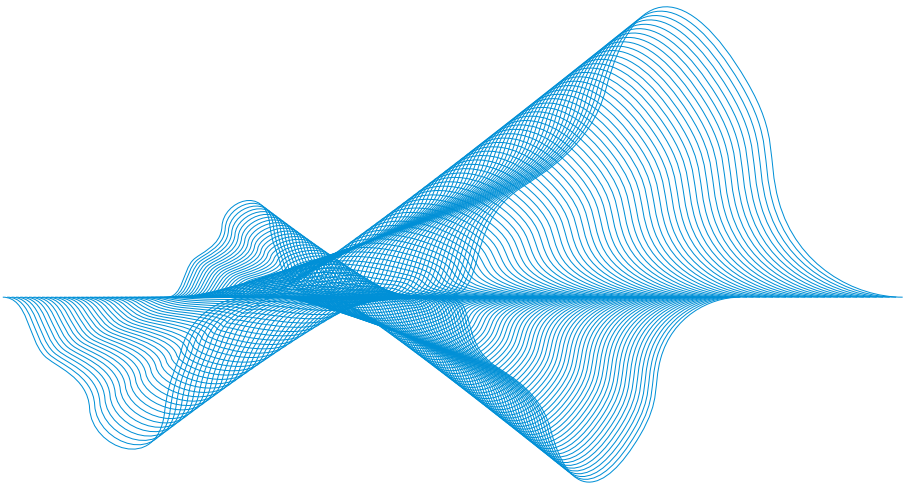


Ressursrapport 2024



Innholdsfortegnelse

[Forord](#)

[Sammendrag](#)

[Bakgrunn](#)

[Mulighetsbilder](#)

[Gjenværende ressurser](#)

[Drivkrefter, utfordringer og muligheter](#)

[Nye næringer](#)

[Referanser og noter](#)

Forord

Sokkeldirektoratet skal bidra til størst moglege verdier for samfunnet frå olje- og gassverksemda på norsk kontinentalsokkel gjennom ei effektiv og forsvarleg ressursforvaltning, der det blir teke omsyn til helse, miljø, tryggleik og til andre brukarar av havet.

Gjennom meir enn 50 år på norsk sokkel har dette vore Oljedirektoratet sitt samfunnsoppdrag. Det er det framleis. At vi endra namn til Sokkeldirektoratet 1. januar 2024, handlar om at vi dei siste åra har fått fleire oppgåver mellom anna knytt til CO2-lagring og mineralar på havbotnen.

I åra framover kan ressursane frå norsk sokkel framleis bidra til å dekkje etterspurnaden i verda etter energi. Norsk olje og gass kan sikre at Europa får trygg og stabil energiforsyning. Havbotnmineral og CO2-lagring kan bli nye og lønnsame næringar som kan skape store verdier og bidra til energiomstillinga.

Ressursane på norsk sokkel må forvaltest i eit langsiktig perspektiv. Denne rapporten viser kva moglegheiter vi har på norsk sokkel og kva som skal til for desse ressursane skal fortsette å skape verdier for samfunnet. Men det er stor uvisse om den langsiktige verdiskapinga og vidare utviklinga av norsk sokkel. Dette gjeld for den geopolitiske situasjonen, klimapolitikken i EU og resten av verda, utviklinga i olje- og gassmarknaden og utviklinga i teknologi og kostnader.

Uvissa tilseier at dei langsiktige vurderingane må stå seg i omgivnader som kan endre seg raskt.

Vi ønskjer med denne rapporten å bidra til betre forståing av både utfordringar og moglegheiter på sokkelen slik at det blir teke gode vegval for framtidig verdiskaping. Det vil kome heile samfunnet til gode.



Kjersti Dahle
Direktør teknologi, analysar og sameksistens

I løpet av det siste året har to av våre medarbeidere, Dag Helliksen og Kirsti Veggeland, dessverre gått bort. Vi ønsker å hedre deres minne ved å dedisere denne rapporten til dem.

Sammendrag

Men en slik utvikling kommer ikke av seg selv. Etter 2025 forventer vi at totalproduksjonen på norsk sokkel faller. Framover må det fortsatt letes og investeres mer i felt, funn og infrastruktur. Manglende investeringer vil føre til rask nedbygging av petroleumsvirksomheten.

Utvinning av havbunnsmineraler, CO₂-lagring og havvind kan bli nye og lønnsomme næringer dersom de er kostnadseffektive og kan konkurrere med alternativene. De kan også styrke etablerte verdikjeder innen olje og gass.

Olje og gass fram mot 2050

Sokkeldirektoratet har utarbeidet tre mulighetsbilder for den totale produksjonen av olje og gass fram til 2050. Alle de tre mulighetsbildene viser nedgang i produksjonen, men hvor fort det skjer avhenger blant annet av tempo i leteaktivitet og teknologiutvikling. Produksjonsnedgangen i de tre mulighetsbildene er i tråd med en vellykket oppfølging av Parisavtalen.

I mulighetsbilde basis gjøres flere funn som settes i produksjon. Det investeres for å øke utvinningene på feltene. Ressurstilveksten er imidlertid ikke stor nok til å motvirke at produksjonen gradvis avtar i takt med nedgang i produksjonen fra de store feltene. I mulighetsbilde høy vil høy leteaktivitet, mange funn, rask teknologiutvikling og investeringsvillige aktører bremse produksjonsnedgangen og dermed nedgangen i statens inntekter fram mot 2050. I mulighetsbilde lav vil lav leteaktivitet og manglende investeringsvilje føre til en rask nedbygging av petroleumsvirksomheten og føre til et betydelig fall i inntekter til staten.

Store gjenværende ressurser

På norsk sokkel er det fortsatt store olje- og gassressurser som ennå ikke er funnet. For å finne nok ressurser, slik at aktivitet og produksjon kan opprettholdes over tid, må det letes mer både nær infrastruktur og i mindre kjente områder.

De uoppdagede ressursene gir store muligheter både i kjente og mindre utforskede områder. Økt kunnskap, bedre datadekning, nye arbeidsmetoder og ny teknologi åpner for nye letemuligheter og kan gi flere lønnsomme funn i årene framover.

Kontinuerlig læring og utvikling av ny kunnskap og teknologi vil også bidra til realisering av verdiene i utfordrende reservoarer og mindre funn. Det er også et stort potensial knyttet til utvikling av avanserte metoder for økt utvinning fra feltene.

Lønnsom leting

Leting er svært lønnsomt. Sokkeldirektoratet har utført en analyse av letevirksomheten de siste 20 årene som viser at leting etter olje og gass på norsk sokkel bidrar til stor verdiskaping for samfunnet. Dette utgjør over 2000 milliarder kroner (netto nåverdi). Samlet verdi fra funn som er gjort er over tre ganger kostnadene som er brukt på leting i denne perioden.

Alle leteinvesteringer fra denne perioden er allerede nedbetalt av funnene som er satt i produksjon. 50 av 190 funn er bygd ut og i produksjon. Det innebærer at det fortsatt gjenstår å produsere om lag tre firedeler av ressursene som er funnet i disse årene. Investeringene vil fortsette å gi avkastning etter hvert som flere funn kommer i produksjon.

Analysen viser at det er de store funnene som bidrar mest til verdiskapingen, men også at mange små funn til sammen skaper store verdier.

Aktivitetsnivået er høyt

I 2022 ble det levert mange planer for utbygging og drift (PUD) til Energidepartementet, som alle ble godkjent i løpet av 2023. Den store økningen av PUD-er skyldes hovedsakelig de midlertidige endringene i petroleumsskatten som ble innført i 2020.

Skatteendringene har lagt til rette for at flere utbygginger kan realiseres og settes i produksjon tidligere enn de ellers ville blitt. Direktoratets analyser viser at dette har bidratt til betydelig verdiskaping.

Økt gasseksportkapasitet fra Barentshavet

Sokkeldirektoratet forventer at nesten to tredeler av de uoppdagede ressursene ligger i Barentshavet. Men uten økt eksportkapasitet kan store gassressurser og verdier bli innelåst i lang tid.

Utvikling av allerede påviste olje- og gassressurser er derfor sterkt avhengig av at det utvikles mer infrastruktur i og ut fra dette havområdet. Økt eksportkapasitet vil også gi insentiver til å lete etter gass. Det er flere uavklarte muligheter i Barentshavet.

Grunnlag for langsiktig produksjon

Store gjenværende ressurser, en godt utbygd infrastruktur, lave driftskostnader og stabile rammebetingelser tilsier at Norge har gode forutsetninger til å forbli en konkurransedyktig produsent og eksportør av olje og gass i lang tid.

Store mengder CO₂ fra kraftproduksjon og industri i Norge og Europa kan lagres i undergrunnen på norsk sokkel. Her er det stor aktivitet og interesse for mulighetene.

Sokkeldirektoratet har kartlagt betydelige mineralressurser som kan bidra til forsyningen av viktige mineraler. Første konsesjonsrunde er åpnet. Framtiden vil vise om dette blir en verdiskapende og viktig næring for Norge.

Bakgrunn

I dette kapittelet:

- [Usikre omgivelser](#)
- [Verden trenger olje og gass](#)
- [Norsk sokkel er konkurransedyktig](#)
- [Behov for betydelige investeringer framover](#)
- [De nye næringene på sokkelen](#)

I over 50 år har norsk sokkel forsynt Europa med olje og naturgass. Dette har sikret Europa trygge og stabile leveranser av energi og har samtidig gitt Norge store inntekter. Norge er nå den største produsenten av olje og gass i Europa.

Usikre omgivelser

Verdens befolkning, næringsliv og industri er avhengig av energi for å fungere og for å nå FNs bærekraftsmål. Tilstrekkelig og kontinuerlig tilgang til energi med akseptable priser er en forutsetning for en bærekraftig økonomisk framgang og velstandsutvikling. Det er en stor utfordring å skaffe nok energi til en voksende befolkning.

Samtidig er dagens kompliserte, globale energisystem dominert av kull, olje og gass. Det fører til store utslipp av klimagasser som får alvorlige og irreversible konsekvenser.

Verdens energiforbruk har, med unntak av kortere perioder under økonomiske kriser, økt år for år. I store og viktige regioner i verdensøkonomien har energiforbruket vokst særlig raskt i perioder med høy økonomisk vekst. Særlig i utviklingsland er det et stort underliggende energibehov. Der trenger en voksende befolkning energi for å dekke sine grunnleggende behov og nå ønsket om et bedre liv og en bedre levestandard.

Store og raske utslippskutt, i tråd med Parisavtalens mål, krever en energiomstilling med en omfattende endring av verdens energiforsyning. Det gjelder blant annet effektivisering av energibruken, økt utbygging av fornybar energi og utvikling av nye lavutslippsløsninger som karbonfangst- og lagring. Energi- og klimautfordringene verden står overfor må løses samtidig.

Kull, olje og gass dominerer verdens energiforsyning. Disse energikildene har lenge ligget stabilt på rundt 80 prosent av den totale energiforsyningen. Økt bruk av nye energikilder har i vesentlig grad kommet i tillegg til de eksisterende kildene, noe som har vært avgjørende for å kunne dekke det økende energibehovet. Tradisjonell biomasse er fortsatt i utstrakt bruk, med de tilhørende utfordringene det gir i mange lavinntektsland.

Å gjennomføre den nødvendige omleggingen av de globale energisystemene raskt er krevende. Det er derfor usikkert hvor raskt utviklingen kommer til å skje. Et energisystem, som er konsistent med målene i Parisavtalen, vil være helt annerledes enn dagens system. Fornybar energi vil være en viktig del av løsningen. Det er i dag krevende å forutse hvilken kombinasjon av teknologier og løsninger som vinner fram i en slik utvikling når også andre samfunnshensyn ivaretas. Usikkerheten om framtidig utvikling slår også direkte inn i behovet for de ulike energikildene.

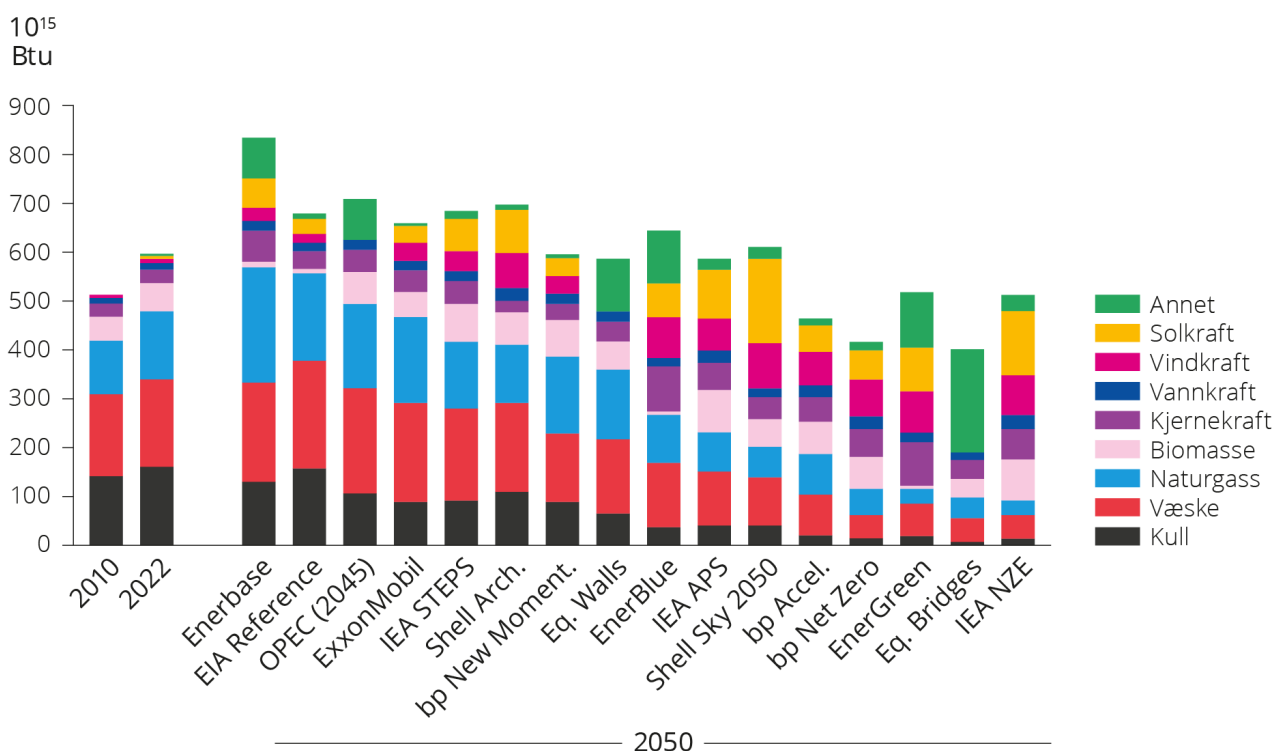
Deler av det vestlige næringslivet har, av ulike markedsmessige og politiske årsaker, begrenset sine investeringer i fossil energi. Tilsvarende utvikling skjer i mindre grad i andre deler av verden. I etterkant av Russlands invasjon i Ukraina har flere vestlige land innført tiltak for å forbedre sin energisikkerhet. Samtidig har flere store oljeselskaper justert sine forretningsstrategier med et mer balansert forhold mellom olje- og gassaktivitet på den ene siden og fornybar energi på den andre siden.

I Europa har bortfallet av russiske gassleveranser ført til betydelig økt import av LNG (Liquefied Natural Gas). Selv om europeiske gasspriser så langt i 2024 er langt lavere enn de rekordhøye gassprisene i 2022 og siste halvår av 2021, er prisen fortsatt høy i et historisk og globalt perspektiv. LNG har bundet sammen gassmarkedene i Asia, Europa og USA både fysisk og prismessig.

Den globale balansen og konkurransen i LNG-markedet er en av de viktigste driverne for utviklingen i europeiske gasspriser. LNG-importerende utviklingsland er de som har vært hardest rammet av høye gasspriser, men også i Europa er prisnivået fortsatt krevende for husholdninger, næringsliv og energiintensiv industri.

Verden trenger olje og gass

Olje og gass sto for rundt 55 prosent av totalt primært energiforbruk i verden i 2023(1). Ifølge IEA (Det internasjonale energibyrået) og andre analysemiljøer er det behov for olje og gass også i 2050 (figur 3.1).

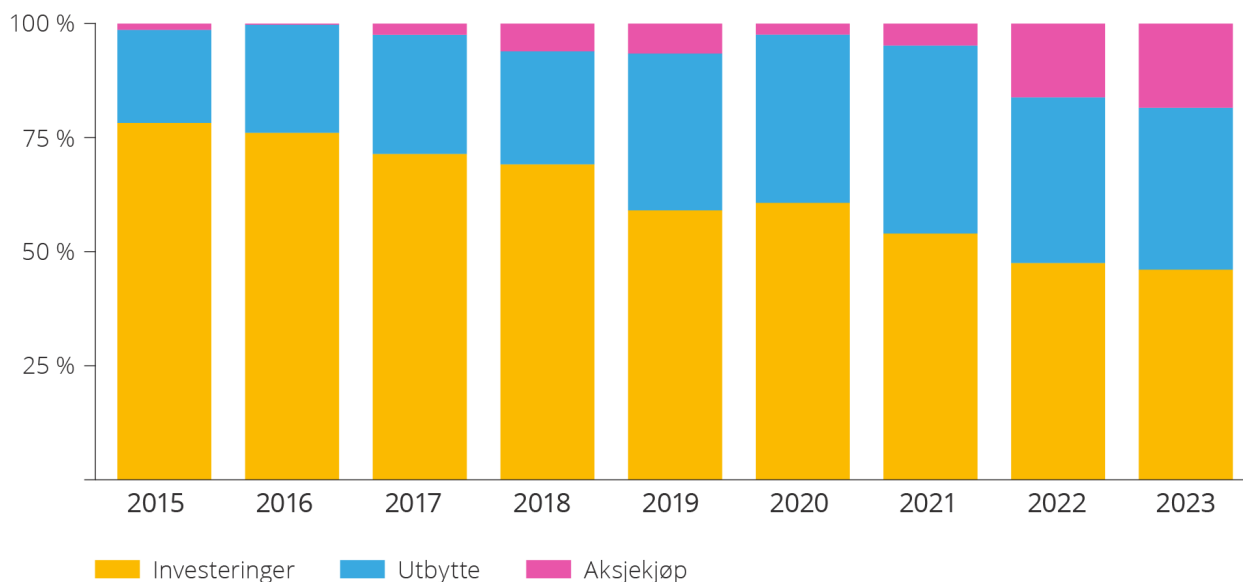


Figur 3.1 Verdens primærenergibehov i 2050, ulike energiprognooser og -scenarier (Kilde: Resources for the Future (2024); Btu – British thermal units).

Figuren er utarbeidet av den uavhengige forskningsstiftelsen Resources for the Future (RFF)(2) i USA. RFF foretar hvert år en sammenligning av en rekke langsiktige energiprognooser og -scenarier for å finne hovedtrender innen globalt energiforbruk og -produksjon. I de fleste scenariene vil verdens etterspørsel etter primærenergi enten vokse sakte eller avta fram mot 2050. Det skjer selv om det er ventet at verdens befolkning øker betydelig. Årsaken er primært at den globale økonomien blir mer energieffektiv.

Etterspørselen etter olje/væske øker fram til 2050 i seks av scenarioene, mens etterspørselen etter naturgass stiger i halvparten av scenarioene. Selv om etterspørselen etter fossil energi avtar, vil forbruket være høyt også etter 2050. Det skjer selv i normative scenarioer der den globale oppvarmingen er begrenset til 1,5 grader.

Ettersom produksjonen fra dagens olje- og gassfelt faller naturlig, trengs betydelige investeringer i ny kapasitet for å møte framtidig etterspørsel. Industrien(3) bruker imidlertid relativt mindre kapital på nyinvesteringer enn på utbytte og tilbakekjøp av aksjer, se figur 3.2(4).



Figur 3.2 Utgifter til investeringer innen leting og utvinning, utbytte og tilbakekjøp av aksjer for 30 største olje- og gasselskaper, 2015–2023 (Kilde: IEA 2024).

Selskapene vil trolig investere sine knappe investeringsmidler i de mest lønnsomme olje- og gassressursene som har lave kostnader og lave utslipp per produsert enhet. Disse blir gjerne kalt fordelaktige ressurser⁽⁵⁾. Det forventes derfor at selskapene vil lete etter disse framfor å investere i eksisterende funn og felt med høye kostnader og utslipp, som tungolje og skiferolje.

En studie gjennomført av Wood Mackenzie⁽⁶⁾ viser at det finnes lite fordelaktige olje- og gassressurser tilgjengelig til å møte framtidig global etterspørsel. Dette er ressurser det er mye av på norsk sokkel.

Norsk sokkel er konkurransedyktig

Så godt som all olje og gass produsert på norsk sokkel eksporteres, hovedsakelig til Europa. Det bidrar til å sikre Europa trygg og stabil energiforsyning.

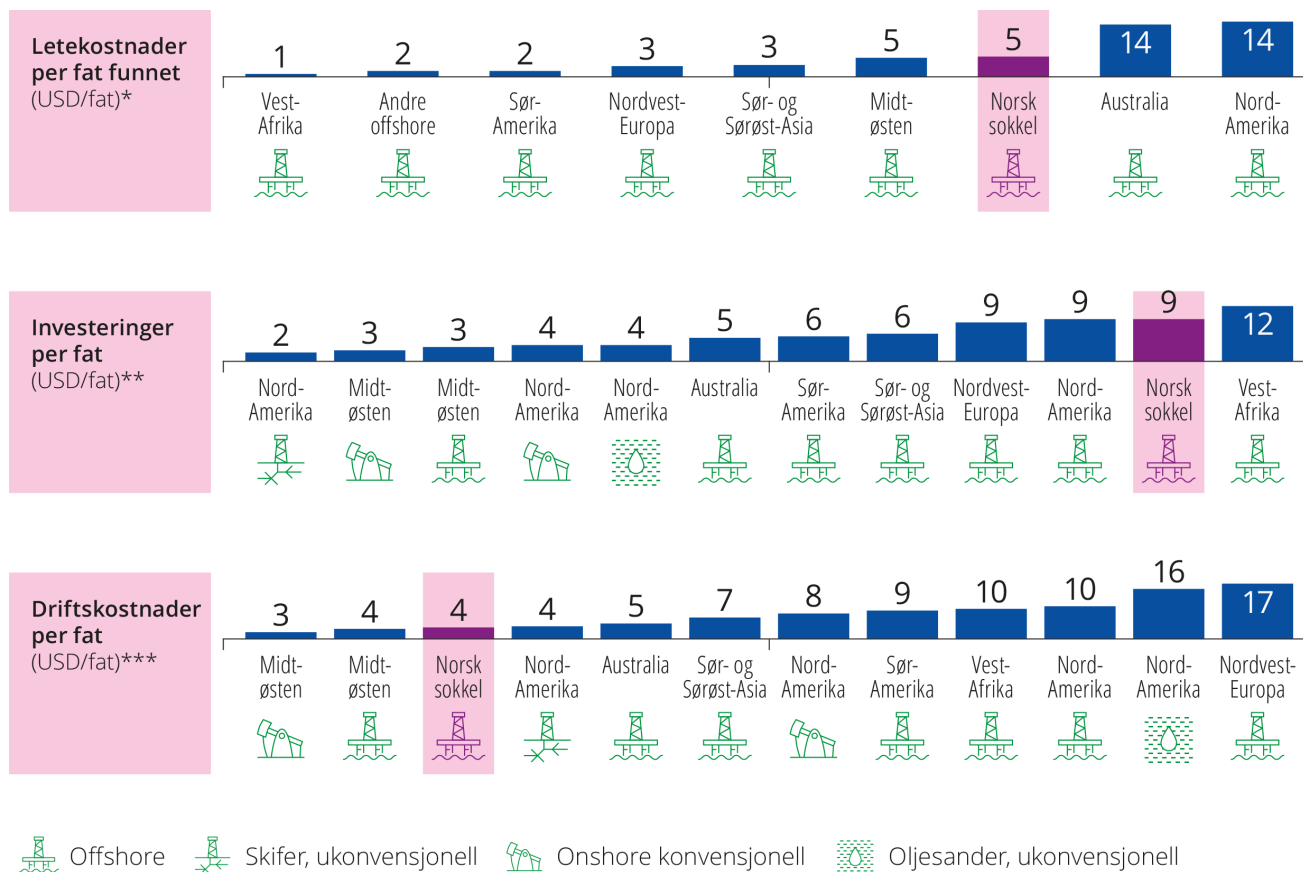
Bortfallet av russisk gass etter invasjonen av Ukraina synliggjorde viktigheten av stabile gassleveranser fra Norge til resten av Europa. I 2022 økte Norge gasseksporten med om lag 8 prosent eller 9 milliarder Sm³. Leveransene fra norske felt har bidratt til å dekke en høyere andel av Europas gassbehov enn før. Volumet levert fra Norge tilsvarer nå om lag 30 prosent av EUs og Storbritannias samlede gassforbruk.

Uten norske leveranser ville Europas behov for å kjøpe LNG fra det globale markedet vært større. Det ville gjort det globale markedet strammere og fått større konsekvenser for utviklingsland i Asia som har behov for å importere gass. Uten de norske leveransene kunne gassprisen og energiprisene i Europa blitt enda høyere.

Energitilgang og -forsyning er i økende grad blitt en del av sikkerhetspolitikken. Norsk tilstedeværelse i nord og sikring av kritiske samfunnsfunksjoner, som gassinfrastruktur, blir enda viktigere framover.

Til tross for noe høyere kostnader til leting og utbygging sammenlignet med enkelte andre petroleumsprovinser, har norsk sokkel gode forutsetninger til å forbli en konkurransedyktig produsent og eksportør av olje og gass.

Relativt høyere kostnader skyldes blant annet at aktiviteter foregår langt til havs og under krevende værforhold. Store gjenværende ressurser, godt utbygget infrastruktur, lave driftskostnader og stabile rammebetingelser gjør det attraktivt å investere på norsk sokkel, se figur 3.3⁽⁷⁾.



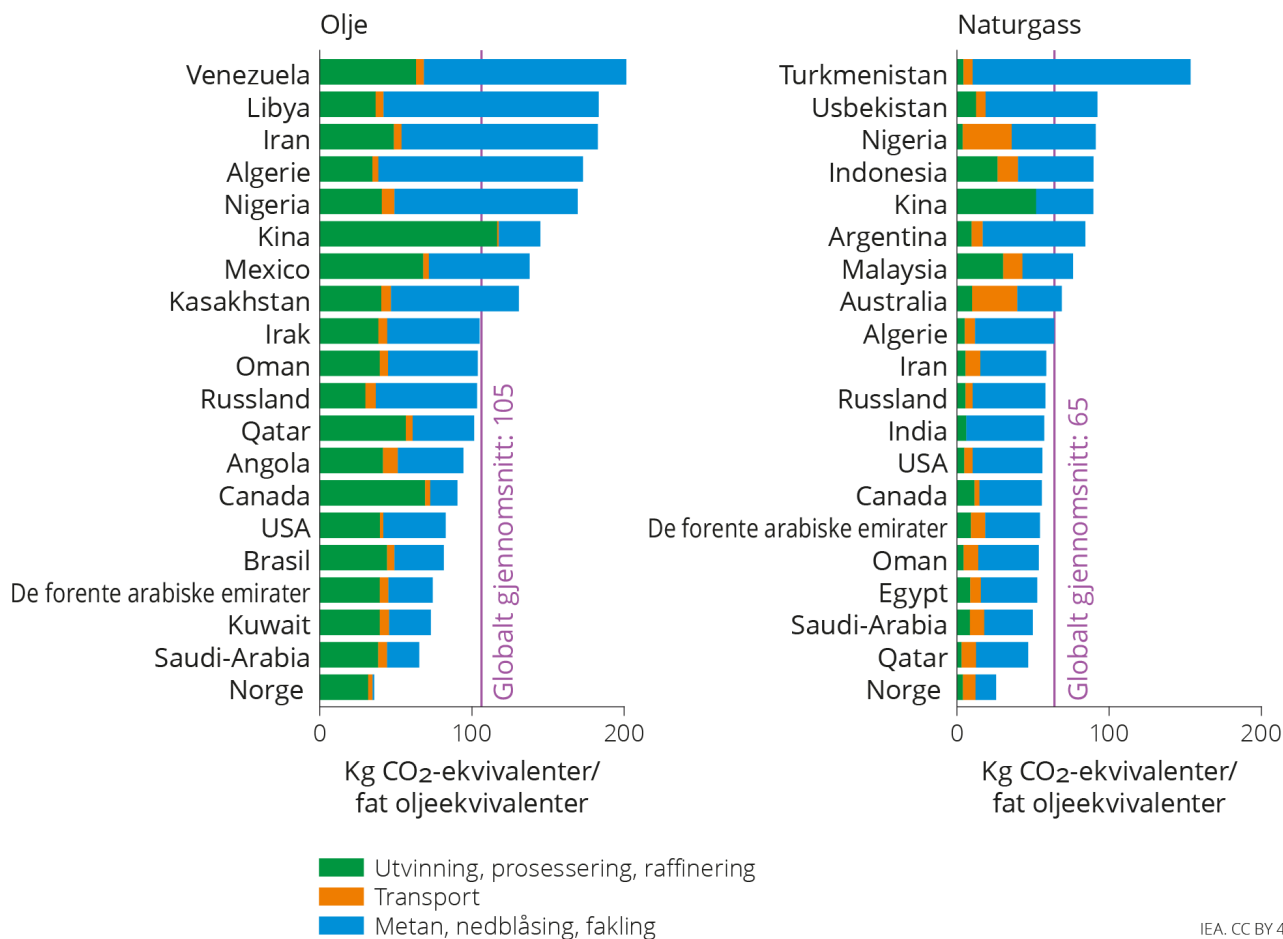
Figur 3.3 Enhetskostnader for leting, utbygging og drift på norsk sokkel sammenlignet med andre petroleumsprovinser i 2021.

***Letekostnader per fat, kun offshore. Inkluderer bare kommersielle funn der offentlig informasjon er tilgjengelig. Gjennomsnitt for 2019 og 2020.**

****Greenfield-investeringer knyttet til sanksjonerte olje- og gassfelt i inneværende år, volumvektet gjennomsnitt for 2019 og 2020.**

*****Driftskostnader inkluderer ikke transportkostnader og skatt. Inkluderer kun driftskostnader knyttet til produksjon av hydrokarboner i tillegg til salgs-, generelle og administrative utgifter. Justert etter: OG21 (2021).**

Norsk sokkel har svært lave klimagassutslipp per produsert enhet sammenlignet med andre petroleumsprovinser, se figur 3.4(8).



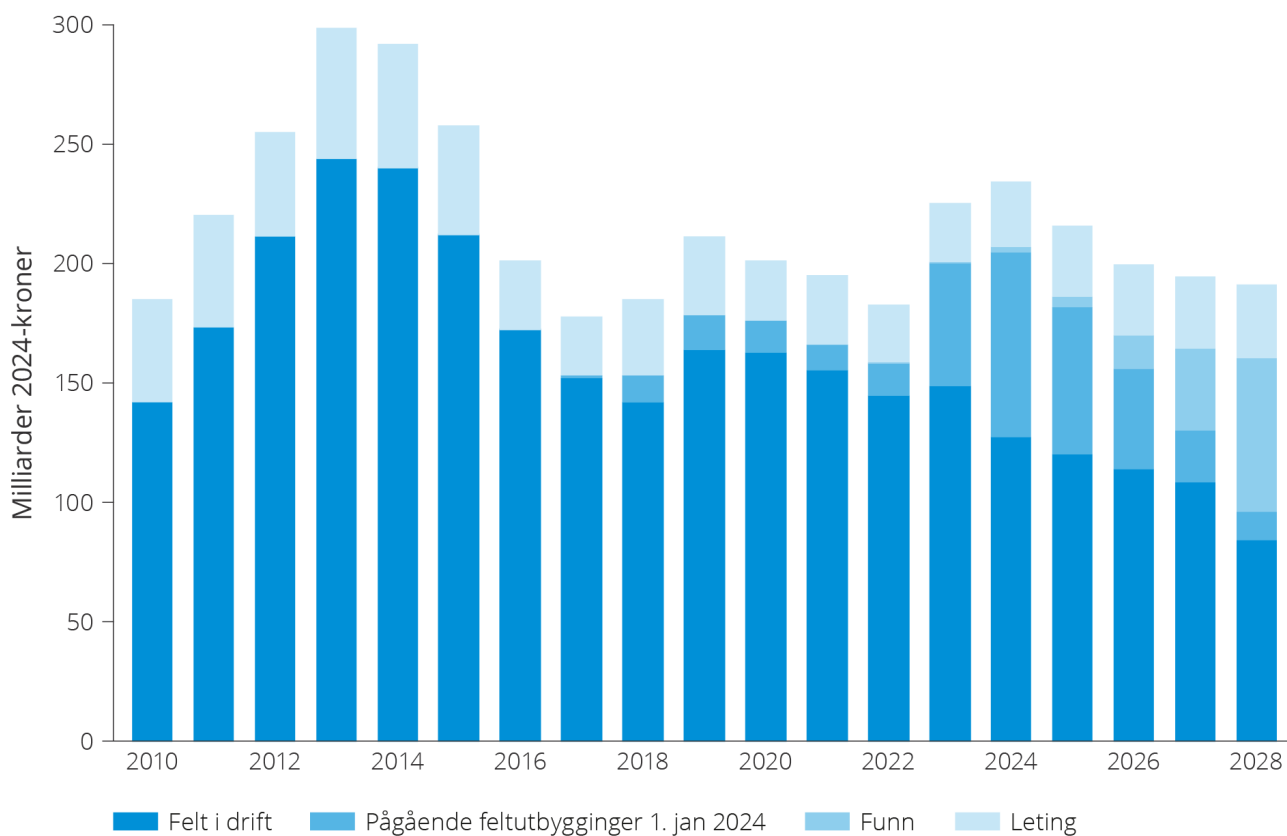
IEA. CC BY 4.0.

Figur 3.4 Sammenligning av gjennomsnittlig utslippsintensitet i kg CO₂-ekvivalenter/fat oljeekvivalenter i 2022 mellom de største olje- og gassprodusentene. Kilde: IEA (2023b).

Behov for betydelige investeringer framover

Petroleumsinvesteringene økte markant i 2023 etter å ha falt tre år på rad (figur 3.5). Investeringer i feltutbygginger bidro i hovedsak til oppgangen, mens økningen innenfor leting var mer moderat. Oppgangen i 2023 må særlig ses i sammenheng med høye petroleumspriser og de midlertidige endringene i petroleums-skatte-reglene som ble vedtatt i forbindelse med oljeprisfallet våren 2020. Det bidro til at det i løpet av 2022 ble levert inn Plan for utbygging og drift (PUD) for hele 13 nye feltutbygginger. Det ble også tatt flere investeringsbeslutninger for videreutvikling av felt i drift og økt utvinning på eksisterende felt. Til sammen vil dette bidra til økt aktivitet i årene framover.

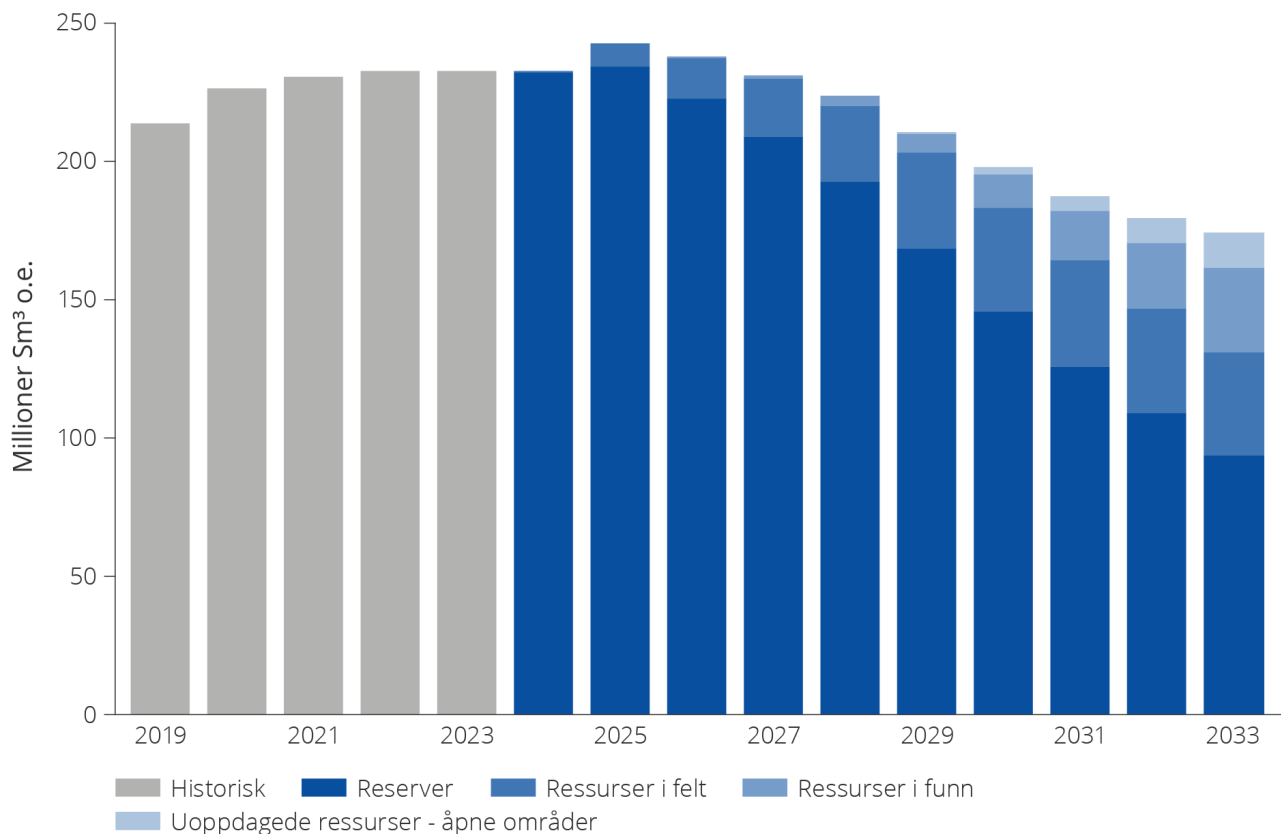
Det høye antallet feltutbygginger bidrar til stabil aktivitet framover. Lenger fram er det ventet at mindre gjenværende ressurser etter hvert vil trekke investeringene i olje- og gassproduksjonen nedover.



Figur 3.5 Historiske petroleumsinvesteringer og anslag for framtidige petroleumsinvesteringer på norsk sokkel.

Produksjonen av petroleum på norsk sokkel økte i 2023. Oppgangen skyldes en økning i oljeproduksjonen som var på sitt høyeste nivå siden 2010. Samtidig gikk gassproduksjonen noe ned, etter å ha vært rekordhøy i 2022. Produksjonen av petroleum har økt hvert år fra og med 2020 (figur 3.6) og ventes å øke videre i 2024 og 2025. Sokkeldirektoratet anslår at nivået i 2025 vil være det høyeste siden 2006.

Etter 2025 antas produksjonen fra eksisterende felt å avta. Produksjonen og eksporten fra norsk sokkel går gradvis ned dersom det ikke settes inn tiltak.



Figur 3.6 Produksjonshistorikk og prognoser fordelt på ressursklasser (Ressursregnskapet per 31.12.2023(9) RNB 2024).

For å bremse produksjonsnedgangen, må selskapene gjøre flere og større funn og gjennomføre flere prosjekter for økt utvinning. I 2033 tilsier Sjøkeldirektoratets vurderinger at om lag halvparten av produksjonen vil komme fra prosjekter som i juni 2024 ikke er besluttet gjennomført, det vil si ressurser i felt og funn og uoppdagede ressurser, se ressursklassifisering under.

Ressursklassifisering

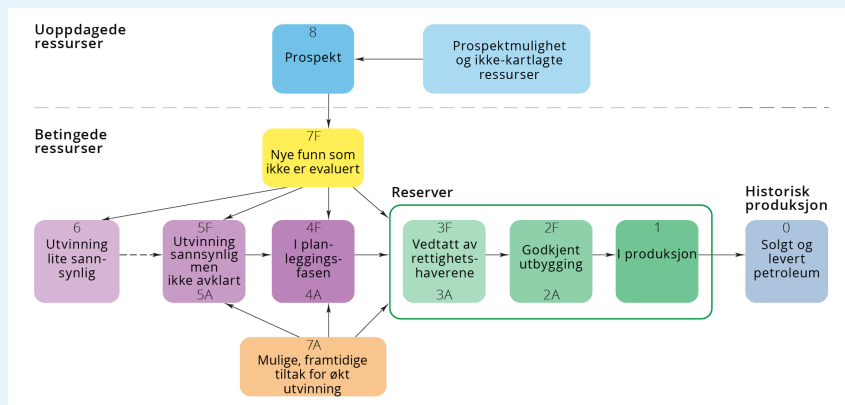
Sjøkeldirektoratets ressursklassifiseringssystem brukes for petroleumsreserver og -ressurser på norsk sokkel (figur). Systemet er utformet slik at myndighetene skal få en mest mulig enhetlig rapportering fra rettighetshaverne i forbindelse med direktoratets årlige oppdatering av ressursregnskapet.

Ressurser er et samlebegrep for all olje og gass som kan utvinnes. Ressursene klassifiseres i Sjøkeldirektoratets ressursklassifiseringssystem etter hvor modne de er med hensyn til hvor langt de er kommet i planprosessen fra funn til produksjon.

Klassifiseringssystemet ble utarbeidet i 1996 og revidert i 2001 og 2016. Endringene i 2016 var hovedsakelig forbedringer i språk, inkludert ny navngiving av enkelte ressursklasser. Det er de totale utvinnbare petroleumsmengdene som klassifiseres.

Systemet er inndelt i tre klasser: reserver, betingede ressurser og uoppdagede ressurser. Alle utvinnbare petroleumsmengder kalles ressurser, og reserver er en særlig gruppe av ressurser. Reserver er petroleumsmengder som det er besluttet å utvinne. Betingede ressurser er både utvinnbare mengder som er funnet, men som det ennå ikke er tatt beslutning om å utvinne, og prosjekter for å øke utvinningen fra feltene.

I klassifikasjonen benyttes bokstavene **F** og **A** for å skille mellom utbygging av funn og forekomster (F står for "First") og tiltak for å øke utvinningen fra en forekomst (A står for "Additional"). Uoppdagede ressurser er de petroleumsmengdene som kan bli påvist ved leting og som kan utvinnes. Det som er produsert, solgt og levert utgjør aggregert historisk produksjon⁽¹⁰⁾.



Figur modifisert etter Sokkeldirektoratets ressursklassifiseringssystem 2016.

De nye næringene på sokkelen

Behovet for å redusere utslipp av CO₂ gjør at det trengs flere anlegg for fangst og lagring av CO₂ (CCS). CCS innebærer å fange CO₂ fra kraftproduksjon og industri for å transportere og lagre CO₂ sikkert i dype geologiske formasjoner. De er det flere av på norsk sokkel.

Energiomstillingen fører også til økt behov for fornybar energi som er avhengig av flere mineraler og metaller. Disse finnes på norsk sokkel.

Utvinning av havbunnsmineraler, CO₂-lagring og havvind kan bli nye og lønnsomme næringer på sokkelen dersom de er kostnadseffektive og kan konkurrere med alternativene. Ved å utnytte synergier med de etablerte verdikjedene, kan kostnadene trolig reduseres. Samtidig kan de etablerte verdikjedene styrkes gjennom avkarbonisering.

Last ned

- [Bakgrunnstall \(Excel\)](#)

Mulighetsbilder

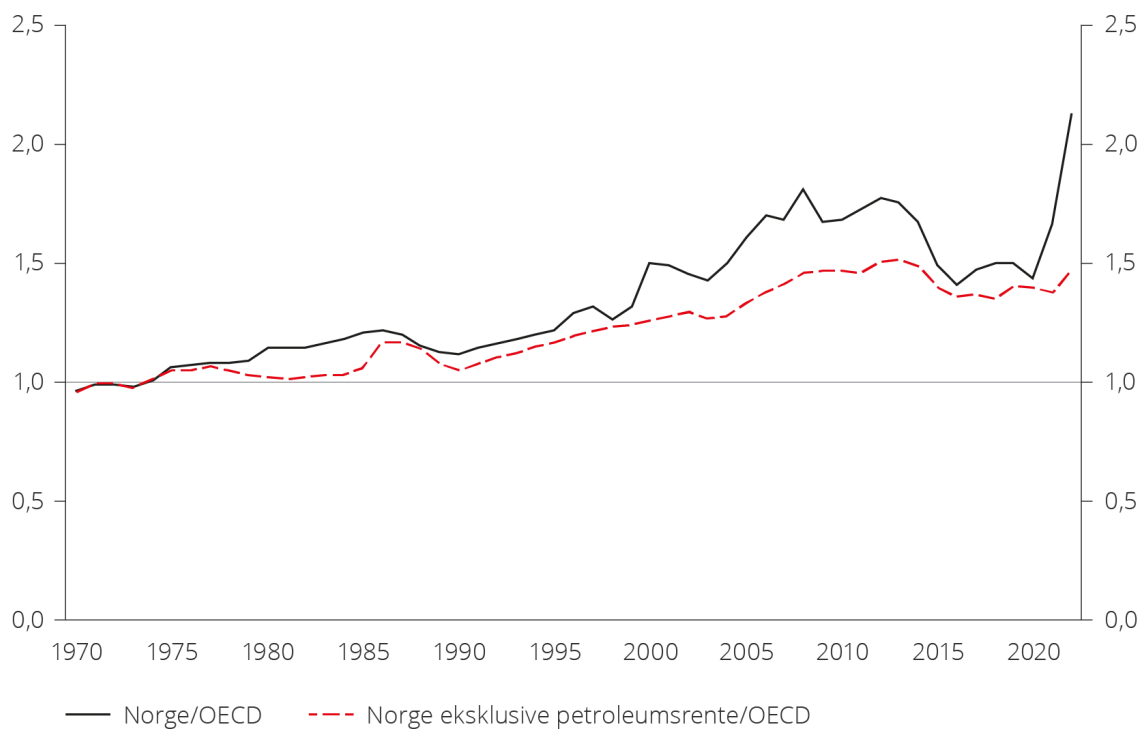
I dette kapittelet:

- Virksomheten betyr mye for norsk verdiskaping
- Gjenværende ressurser legger grunnlag for høy verdiskaping
- Lesting og teknologiutvikling øker reservegrunnlaget
- Tre mulighetsbilder fram mot 2050
- Mulighetsbilde basis
- Mulighetsbilde lav
- Mulighetsbilde høy
- Konsekvenser for framtidig produksjon og verdiskaping

Petroleumssektoren er Norges største næring målt i verdiskaping, statlige inntekter, investeringer og eksportverdi. Den gir store ringvirkninger på fastlandet. Næringen er derfor svært viktig for norsk økonomi. Det har den vært siden oppstarten for over 50 år siden.

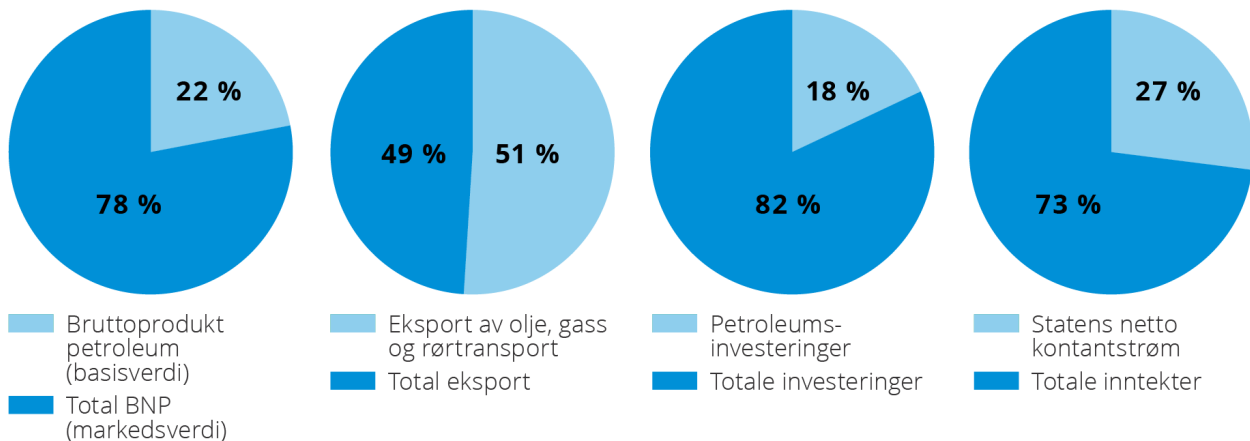
Virksomheten betyr mye for norsk verdiskaping

Da Ekofisk ble funnet i 1969, var Norges BNP per innbygger (korrigert for forskjeller i prisnivå og målt i felles valuta), litt lavere enn OECD-gjennomsnittet. Siden da har verdiskapingen i norsk økonomi økt raskere enn i de fleste andre OECD-land, se figur 4.1.



Figur 4.1 BNP per innbygger i Norge fra 1970 til 2022 relativt til snittet av OECD-land i samme periode. Kilde: NOU 2023:30.

De siste fem årene står utvinning av råolje og naturgass inkludert rørtransport for 22 prosent av BNP, se figur 4.2.

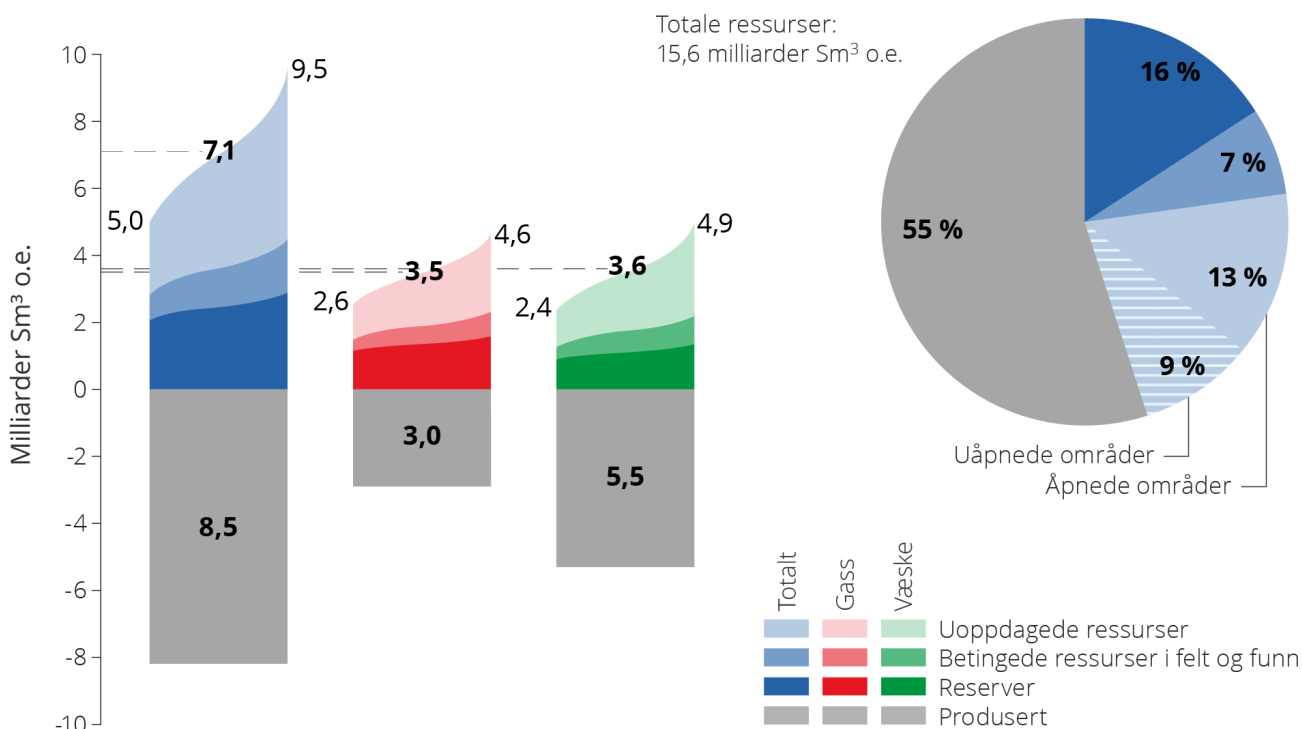


Figur 4.2 Petroleumsvirksomhetens andel av norsk økonomi i perioden 2019–2023. Kilde: Statistisk Sentralbyrå og Finansdepartementet.

I samme periode er verdien av eksporten av olje, gass og rørtransport 51 prosent av samlet eksport. Videre står petroleumsvirksomheten for 18 prosent av investeringene i realkapital og 27 prosent av statens inntekter.

Gjenstående ressurser legger grunnlag for høy verdiskaping

Gjenstående petroleumssressurser kan legge grunnlag for betydelig produksjon og verdiskaping i flere tiår framover. Fordelingen av de gjenstående volumene i ressursklasser sammen med volumet som er solgt og levert per 31.12.2023 vises i figur 4.3.



Figur 4.3 Petroleumssressurser og usikkerhet i estimatene per 31.12.2023.

I Ressursregnskapet 2023(11) er de totale forventede ressursvolumene (inkludert det som er solgt og levert) på norsk sokkel estimert til 15,6 milliarder standard kubikkmeter oljeekvivalenter (Sm³ o.e.). Ressursene fordeler seg på 9,1 milliarder Sm³ væske (Olje, kondensat og NGL) og 6,5 milliarder Sm³ gass.

Ressursusikkerheten er vist med et lavt og et høyt estimat i figuren. Fordelingen vises for henholdsvis væske og gass. Usikkerheten i volumestimatene er størst for de uoppdagede ressursene og avtar med økende tilgang på geologisk informasjon. Usikkerheten er følgelig størst i områder som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet, i denne rapporten kalt uåpnede områder.

Usikkerhet i ressursanslag

Usikkerheten uttrykker spennet for mulige ressursutfall eller resultater. Det kan beskrives på mange måter, men oftest ved hjelp av et lavt og et høyt estimat.

Sokkeldirektoratet estimerer for eksempel at det er mellom om lag 1,9 og 5,7 milliarder Sm³ o.e. igjen å finne på norsk sokkel. Usikkerheten er beregnet med Monte Carlo-simulering (en statistisk metode). Det høye og det lave estimatet blir beskrevet med statistiske begrep.

For uoppdagede ressurser bruker Sokkeldirektoratet P95 for det lave estimatet. Basert på analysens forutsetning, er det 95 prosent sannsynlighet for at resultatet er lik eller større enn P95-verdien. For det høye estimatet brukes P05, det vil si at det er fem prosent sannsynlighet for at resultatet vil være lik eller større enn P05-verdien.

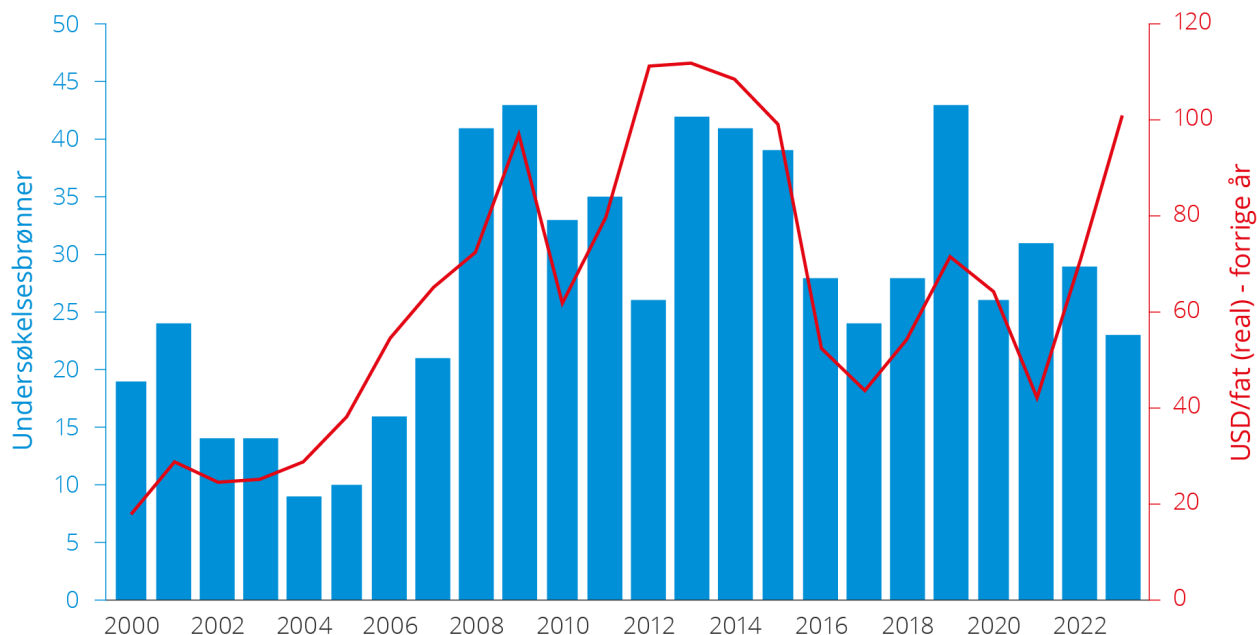
Forventningsverdien er gjennomsnittsverdien. Den defineres gjerne som det aritmetiske gjennomsnittet av alle utfallene i den statistiske fordelingen. Den er mye brukt og har den egenskapen at forventningsverdien for ulike fordelinger er lik summen av forventningen til hver fordeling. Forventningsverdien er normalt noe høyere enn P50-verdien.

Leting og teknologiutvikling øker reservegrunnlaget

Utvikling i letevirksomhet, letesuksess og hvor rask teknologiutvikling og -implementering skjer i sektoren er avgjørende for produksjons- og verdiutviklingen på sokkelen. Høy leteaktivitet og rask teknologiutvikling kan gi en helt annen produksjonsutvikling enn lav leteaktivitet og sein teknologiutvikling.

Disse forholdene er igjen drevet av bakenforliggende globale og regionale faktorer. Geopolitisk utvikling, klimapolitikk og utvikling av fornybar energi har konsekvenser for energimarkedene og framtidige priser på olje og gass. Dette påvirker lønnsomheten og aktiviteten på norsk sokkel.

Historisk har det på norsk sokkel, som ellers i verden, vært en positiv sammenheng mellom utvikling i oljepris og antall undersøkelsesbrønner året etter, se figur 4.4.



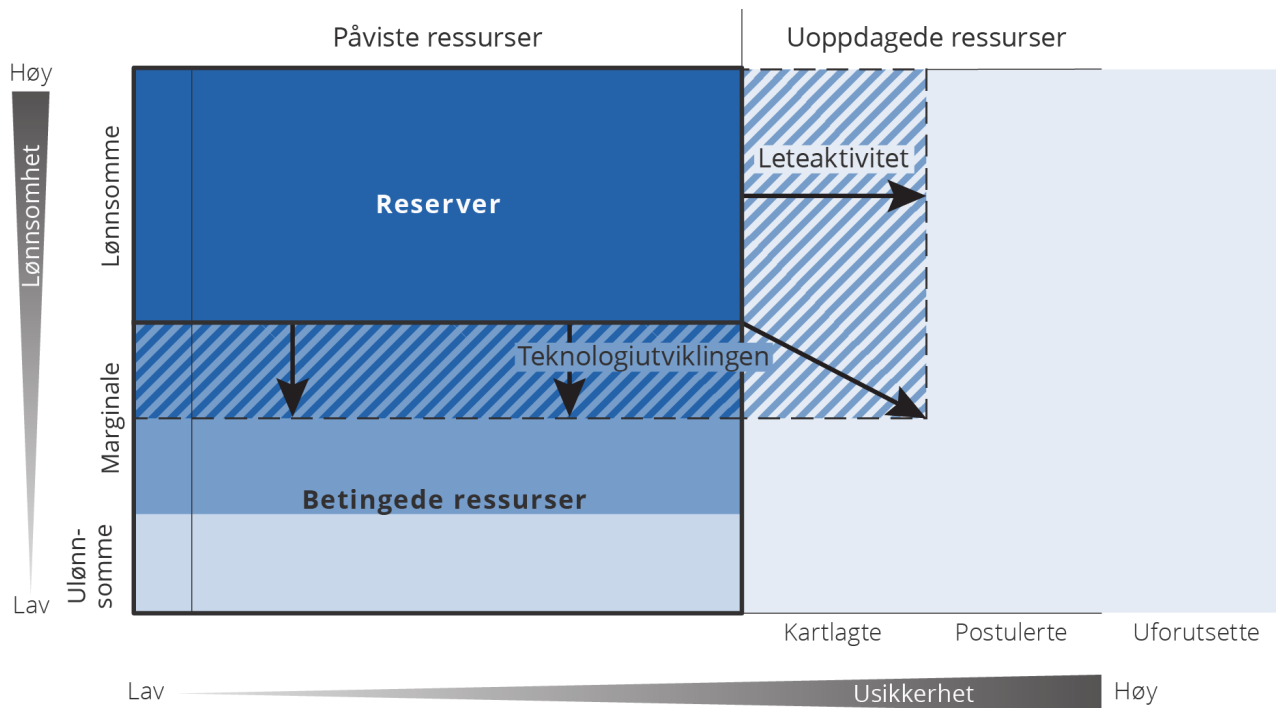
Figur 4.4 Antall påbegynte undersøkelsesbrønner og oljepris med ett års etterslep (2000–2023).

Høyere oljepris øker verdien av nye oljeprosjekt og selskapenes inntekter som igjen påvirker letebudsjettene. I perioder med høye inntekter har oljeselskapene historisk satset på å øke olje- og gassressursene ved å lete mer og ta større leterisiko. I perioder med lavere oljepris og inntekter kuttes letebudsjettene. Bare prosjekter med høyeste forventet lønnsomhet og lavest risiko blir prioritert.

I tillegg til antall undersøkelsesbrønner påvirker teknologiutviklingen reservetilveksten fra nye funn. Forbedret avbildningsteknologi av undergrunnen har vært avgjørende for høy letesuksess.

Ettersom ressursene blir stadig mer krevende å finne, blir utvikling og implementering av ny teknologi enda viktigere for letesuksessen framover. Samtidig er det nødvendig med kontinuerlig vurdering av det faglige grunnlaget og kunnskapen om ressursene på norsk sokkel.

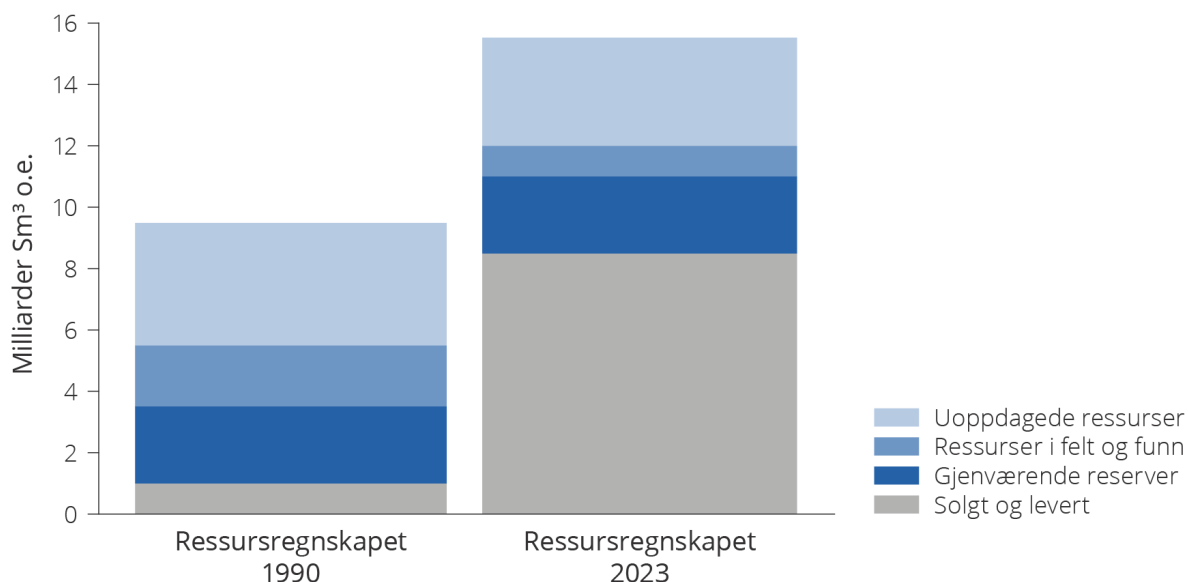
Teknologiutvikling innenfor utbyggingsteknologi og boring bidrar til at flere mindre og marginale funn blir lønnsomme å bygge ut. Videre kan betydelige tilleggsvolumer utvinnes gjennom implementering av avanserte utvinningsmetoder. Et eksempel er utvinning fra tette reservoarer ([kapittel 5](#) og [kapittel 6](#)).



Figur 4.5 Figuren er en modifisert versjon av tilnærmingen tatt av den amerikanske geologen Vincent McKelvey. Det såkalte McKelvey-diagrammet (12) deler tilstedeværende olje i lønnsomme og ulønnsomme ressurser og i oppdagede og uoppdagede ressurser. Når ny teknologi og mer informasjon definerer nye letemodeller og det gjøres funn, utvides reserveboksen mot høyre. Når teknologiutviklingen bidrar til at marginale og ulønnsomme funn blir lønnsomme å utvikle og utvinne, utvides reserveboksen nedover. For å reflektere muligheten for at det ennå kan gjøres uforutsette funn på norsk sokkel, er det også lagt til en kategori for uforutsette uoppdagede ressurser (13).

I figur 4.5 er det skissert hvordan ny teknologi og kunnskap samt evnen til raskt å ta i bruk ny teknologi, kan bidra til å øke lønnsomheten for leting, utbygging av nye funn og økt utvinning på felt. Dette er vist i figuren som økning i reservegrunnlaget, se ressursklassifisering, kapittel 3.

Historisk har det vært en tendens til å undervurdere hvordan teknologiutviklingen og økt kunnskap om undergrunnen har bidratt til økt ressurstilvekst og høyere produksjon. Figur 4.6 viser utviklingen i Sokkeldirektoratets vurdering av totale ressurser i 1990 og 2023. Direktoratets ressursestimat har økt med om lag 60 prosent i denne perioden.



Figur 4.6. Vekst i Sjøkeldirektoratets ressursestimat fra 1990 til 2023.

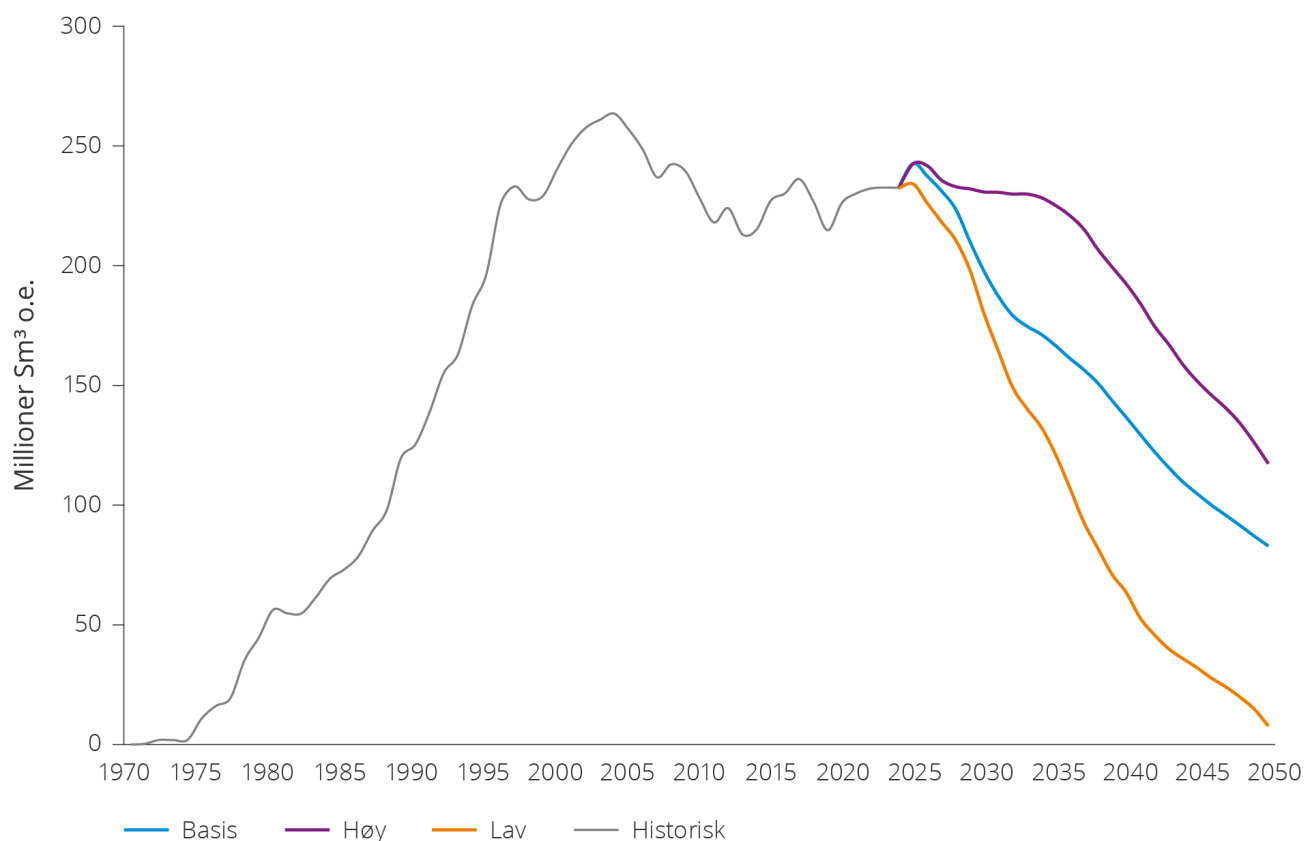
Tre mulighetsbilder fram mot 2050

Den betydelige usikkerheten i ressursgrunnlaget, leteaktiviteten og teknologiutviklingen gjør det vanskelig å lage en forventningsrett prognose for framtidig produksjon av olje og gass.

Sjøkeldirektoratet har derfor utviklet tre mulighetsbilder for total petroleumsproduksjon på norsk sokkel fram til 2050, som i større grad enn en prognose spenner ut utfalls- eller mulighetsrommet for framtidig produksjon. De tre mulighetsbildene ble første gang publisert i Oljedirektoratets ressurssrapport for 2022([14](#)). De er nå oppdatert med nye data fra oljeselskapene i forbindelse med innrapportering til revidert nasjonalbudsjett 2024, se figur 4.7.

Alle mulighetsbildene viser nedgang i produksjonen, men nedgangstakten er forskjellig avhengig av leteaktiviteten og teknologiutviklingen. Utfallsrommet viser stor spredning i produksjon i 2050.

Reduksjon i produksjonen på norsk sokkel i de tre mulighetsbildene er innenfor intervallet for det globale fallet i olje- og gassproduksjon som FNs klimapanel og IEA har anslått at er i tråd med en vellykket oppfølging av Parisavtalen([15](#)).



Figur 4.7 Tre mulighetsbilder for produksjonsutviklingen for total produksjon på norsk sokkel 2025–2050.

Metode for utvikling av mulighetsbilder

Det etableres produksjonsbaner for felt, funn og økt utvinning i hvert mulighetsbilde ved å ta utgangspunkt i innrapporterte data fra selskapene (rapportering til revidert nasjonalbudsjett (RNB)).

Sokkeldirektoratets estimat for uoppdagede ressurser i åpnete områder ligger til grunn for produksjonen fra nye funn. Produksjonsprofilen for nye funn avledes av forutsetningene i mulighetsbildene om leteaktivitet, funnrate og ledetid. For hvert funn utarbeides utbyggingsløsninger og tilhørende kostnads- og produksjonsprofiler.

Modellberegningene for nye funn bygger på forutsetninger om typiske utbyggingsløsninger (selvstendig- eller satellittutbygginger), hovedfase (olje eller gass), ressurser, reservoardybde og avstand til nærmeste infrastruktur (både felt og rør). Kostnadsnivået for leting, utbygging og produksjon er basert på historiske kostnader på norsk sokkel og forventninger om framtidig utvikling i kostnadsnivå og teknologi.

Ettersom produksjonen fra olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel ventes å falle gradvis mot 2050 vil det måtte skje en konsolidering av infrastrukturen for å holde enhetskostnadene nede. Dette reflekteres i kostnadene som legges til grunn.

Den samme markedsutviklingen ligger til grunn for alle mulighetsbildene. For beregningstekniske formål er olje- og gassprisutviklingen fra revidert nasjonalbudsjett 2024 lagt til grunn. Finansdepartementets karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomiske analyser legges til grunn for utvikling i CO₂-avgift og kvotepris⁽¹⁶⁾.

Sokkeldirektoratet har regnet ut lønnsomhet (netto nåverdi (7 prosent før skatt)) for funn, felt og økt utvinning. Bare prosjekt med positiv netto nåverdi inkluderes i produksjonsprofilen. Dette gir, for hvert mulighetsbilde, et produksjonsforløp fram til 2050. Mulighetsbildene varierer med hensyn til leteaktivitet og ressurstilvekst, kapasitetsskranker i infrastruktur og næringer, ledetid og teknologiutvikling.

Mulighetsbilde *basis*

I dette mulighetsbildet øker produksjonen av væske og gass fram mot 2025, før den gradvis går ned i takt med at ressursene tømmes. Gassens andel av totalproduksjonen øker over tid.

Produksjonsutvikling

Produksjonen reduseres gradvis fra 243 millioner Sm³ o.e. i 2025 til et nivå om lag 83 millioner Sm³ o.e. i 2050 i takt med en gradvis nedgang i produksjonen på de større feltene (basis, figur 4.7). Dette er en nedgang på om lag to tredeler fra 2025 til 2050. Dette innebærer en betydelig nedbygging av petroleumsvirksomheten fram til 2050.

Leteaktivitet og ressurstilvekst

Leteaktiviteten holder seg på dagens nivå de nærmeste årene, men avtar deretter. På kort og mellomlang sikt er det størst leteaktivitet i Nordsjøen og Norskehavet. Her er det tilgang på infrastruktur med ledig kapasitet. Det kan bidra til kort ledetid fra funn til produksjon og kort tilbakebetalingstid.

Funn som bygges ut opprettholder kapasitetsutnyttelse på vertsfelt, rør og prosessanlegg. Enhetskostnadene holdes nede. Dette gir økt overskudd på eksisterende felt og reduserer terskelen for å igangsette nye prosjekter.

På mellomlang og lengre sikt bores en økende andel av letebrønnene i Barentshavet, mens andelen i Nordsjøen avtar.

Det gjøres mange funn, men de er gjennomgående små og ressurstilveksten fra leting avtar.

Teknologiutvikling, funn og felt

Ettersom næringen drives effektivt og det skjer omfattende konsolidering, er nye funn i all hovedsak lønnsomme selv om de er små. De fleste nye funn som settes i produksjon, bygges ut som satellitter til eksisterende infrastruktur som forlenger produksjonen på felt utover det som opprinnelig var planlagt.

Flere prosjekter for å øke utvinningen på felt i drift gjennomføres. Prosjektene er imidlertid ikke tilstrekkelig store til å motvirke produksjonsnedgangen fra felt i drift.

Økonomi og samfunn

Petroleumssektoren står for en betydelig verdiskaping de neste 25 årene og vil fortsatt være viktig for statens inntekter.

I en rapport, utført av Statistisk Sentralbyrå (SSB) i 2022⁽¹⁷⁾, anslås antall direkte og indirekte sysselsatte knyttet til petroleumsakтивiteten på norsk sokkel til rundt 156 100 i 2021. Sysselsatte knyttet til leverandørnæringens leveranser til den internasjonale petroleumindustrien er ikke inkludert. SSB legger til grunn at sysselsettingen i sektoren vil følge nedgangen i produksjonen. Ettersom produksjonen reduseres med i underkant av 70 prosent fram til 2050, avtar også sysselsettingen.

I takt med at produksjonen fra feltene går ned, aktiviteten reduseres og produksjonen mer enn halveres mot 2050, vil også ringvirkningene til øvrige næringer gradvis gå ned. Derfor svekkes sektorens rolle som vekstmotor for resten av økonomien. Samtidig vil næringen i 2050 fortsatt ha betydelig inntjening per sysselsatt.

Mulighetsbilde *lav*

I dette mulighetsbildet faller produksjonen av væske og gass raskt. Det framskynder nedbygging av petroleumsvirksomheten. Et betydelig ressurspotensial i felt, funn og uoppdagede ressurser realiseres ikke.

Produksjonsutvikling

Produksjonen faller raskt fra om lag 235 millioner Sm³ o.e. i 2025 til nær ingen produksjon i 2050, se figur 4.7. Dette betyr i praksis en nedbygging av petroleumsvirksomheten.

Leteaktivitet og ressurstilvekst

Leteaktiviteten holder seg på dagens nivå de nærmeste årene, men faller deretter raskt. De fleste brønnene er tørre, det gjøres få drivverdige funn og leteaktiviteten stagnerer.

Undersøkellesbrønnene som bores i Barentshavet er tørre eller resulterer i svært små funn. Letevirksomheten konsentreres derfor om Nordsjøen og Norskehavet. Her gir god tilgang på infrastruktur insentiv til å lete videre. Men ettersom funnene er svært små, bygges få av dem ut. Letevirksomheten klarer derfor ikke bidra til å opprettholde kapasitetsutnyttelsen på vertsfelt, rør og prosessanlegg.

Teknologiutvikling, funn og felt

Få nye funn bygges ut og svært få prosjekter for økt utvinning settes i gang. Dette fører til kraftig reduksjon i produksjonen og redusert verdiskaping for næringen.

Enhetskostnadene på feltene stiger raskt siden nye funn gjennom leting ikke bidrar til vesentlig økt produksjon på vertsfelt. Dette gir redusert overskudd og fall i produksjonen. Kostnadene stiger og lønnsomhet for leting og utbygging av nye funn reduseres. Dette fører til tidlig nedstenging av mange felt.

Økonomi og samfunn

I takt med at produksjonen fra feltene faller raskt mot nær null i 2050, avtar både sysselsettingen knyttet til næringen og ringvirkningene til resten av økonomien. SSBs beregninger kan vise mulige effekter hvor sysselsettingen faller med 100 000 personer sammenlignet med mulighetsbildet basis(18).

Dette innebærer i praksis en fullstendig nedbygging av petroleumsnæringen fram til 2050. Men selv med stor nedgang i produksjonen, bidrar dette mulighetsbildet til stor verdiskaping de neste 25 årene.

Mulighetsbilde *høy*

Produksjonen av væske og gass øker fram mot 2025 og holder seg på et høyt nivå det neste tiåret. Gassproduksjonen holder seg på et høyt nivå fram til 2037 før den begynner å avta. Norsk sokkel er en attraktiv petroleumsprovins, og myndighetene og næringen bidrar til å opprettholde leteaktiviteten, teknologiutviklingen og en lønnsom petroleumproduksjon.

Produksjonsutvikling

Produksjonen fra og med 2025 opprettholdes det neste tiåret før den gradvis avtar. Produksjonen avtar fra om lag 245 millioner Sm³ o.e. i 2025 til om lag 120 millioner Sm³ o.e. i 2050, se høy, figur 4.7. Det tilsvarer at produksjonen omtrent halveres fra 2025.

Leteaktivitet og ressurstilvekst

Høy leteaktivitet, både i infrastrukturnære områder og i områder som er lite utforsket, gir raskt flere og større funn. Tidlig i perioden gjøres det flere større gassfunn i mindre modne områder i Norskehavet.

Det gjøres flere store funn i Barentshavet blant annet i vest og sentrale deler av Barentshavet. Disse bygges raskt ut. Det etableres ny og stor gasseksportkapasitet fra Barentshavet til Norskehavet. De store funnene fører til økt leting. På mellomlang og lengre sikt bores en økende andel av letebrønnene i Barentshavet.

Økt leting og flere funn i modne områder øker verdien av eksisterende felt og infrastruktur. Funn som bygges ut opprettholder kapasitetsutnyttelsen på vertsfelt, rør og prosessanlegg. Kostnadene holdes nede. Økt overskudd på eksisterende felt bidrar til å forlenge produksjonen på feltene.

Teknologiutvikling, funn og felt

Flere innovasjoner øker lønnsomheten for leting, økt utvinning og utbygging av nye funn. En rekke store funn bygges ut enten som selvstendige offshore løsninger eller som havbunnsløsninger mot landanlegg. Alle nye, selvstendige utbygginger har tilnærmet utslippsfri kraftforsyning.

Flere prosjekter for å øke utvinningen på felt i drift gjennomføres. Ny teknologi utvikles og iverksettes raskt. Det gjør det mulig å øke utvinningen også fra tette reservoarer. Flere aktører prøver ut og lykkes med avanserte metoder for økt utvinning.

Økonomi og samfunn

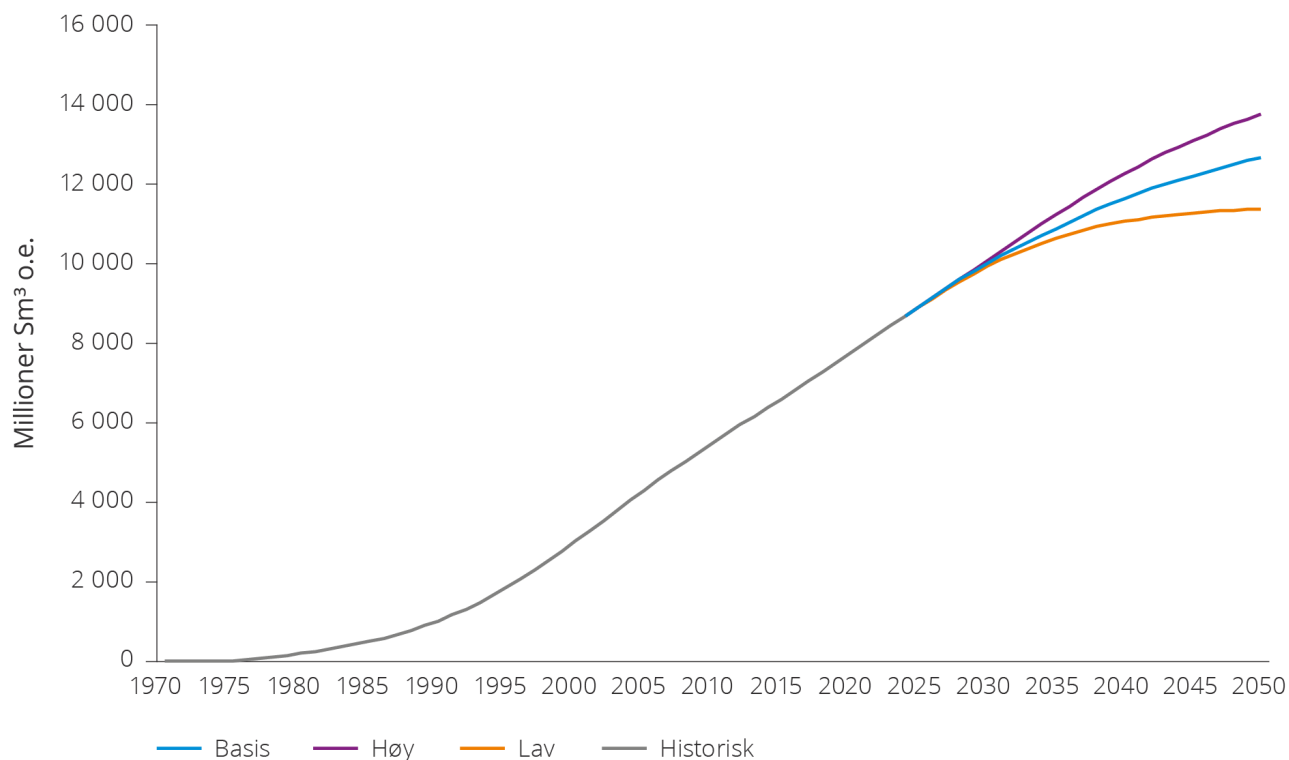
Sektorens betydning for norsk økonomi og statlige inntekter er betydelig i dette mulighetsbildet. Ettersom produksjonen opprettholdes på et høyt nivå 10-15 år utover i tid, er sysselsettingen høy og ringvirkningene til resten av økonomien omfattende.

I tråd med avtakende produksjon, avtar sektorens betydning mot slutten av perioden. Imidlertid har næringen fortsatt betydelig inntjening per sysselsatt.

Konsekvenser for framtidig produksjon og verdiskaping

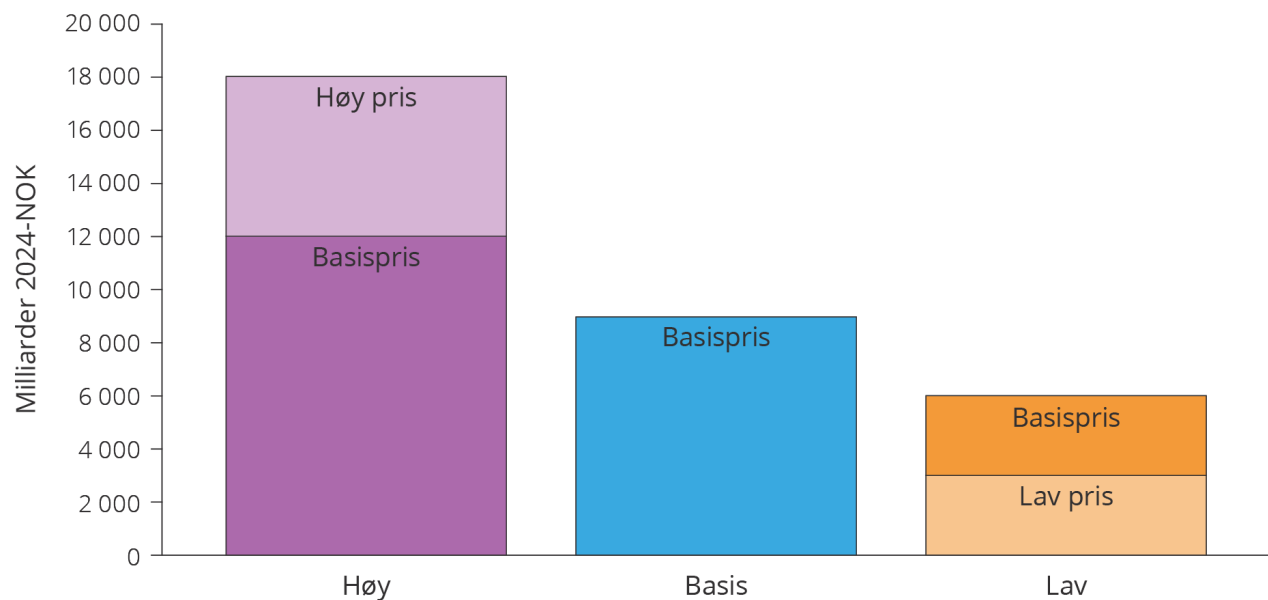
Alle tre mulighetsbildene viser en nedgang i produksjonen framover, men nedgangstakten er forskjellig i de tre mulighetsbildene. Nedgangen i produksjonen avhenger av utviklingen i omgivelsene, ressursbasen og aktørenes investeringer i leting og teknologiutvikling.

Hvordan disse faktorene utvikler seg, kan gi en betydelig forskjell i framtidig produksjon. De tre mulighetsbildene viser en forskjell i akkumulert produksjon på 2400 millioner Sm³ o.e. i 2050, se figur 4.8.



Figur 4.8 Anslag på akkumulert produksjon fram til 2050 i de tre mulighetsbildene.

Mulighetsbildene viser en betydelig forskjell i framtidig verdiskaping og framtidige inntekter til staten fra petroleumsvirksomheten, se figur 4.9.



Figur 4.9 Beregningstekniske anslag for netto kontantstrøm fra norsk petroleumsvirksomhet 2025–2050 i de tre mulighetsbildene. Her er det lagt til grunn to ulike prisbaner: En bane der alle tre mulighetsbildene har basispris på 70 USD/fat og en med prissensitivitet på 95 USD/fat i høy, og 45 USD/fat i lav.

Syssetsetting, produktinnsats og ringvirkninger nedjusteres i takt med nedgangen i produksjonen. Beregninger utført av SSB(19) viser at omstillingskostnadene knyttet til overgang til annen næringsvirksomhet er usikre selv om endringene kommer over lang tid, slik som i basis. De kan bli

store ved en rask nedbygging som i lav(20). Samtidig er det betydelig usikkerhet knyttet til framtidig aktivitetsnivå også innen hvert mulighetsbilde.

Tiltak for å øke ressurstilveksten og holde enhetskostnadene lave blir avgjørende for framtidig produksjon og framtidige inntekter i alle mulighetsbildene. Nye næringer kan bidra til å styrke de etablerte verdikjedene innen olje og gass.

Last ned

- [Bakgrunnstall \(Excel\)](#)

Gjenværende ressurser

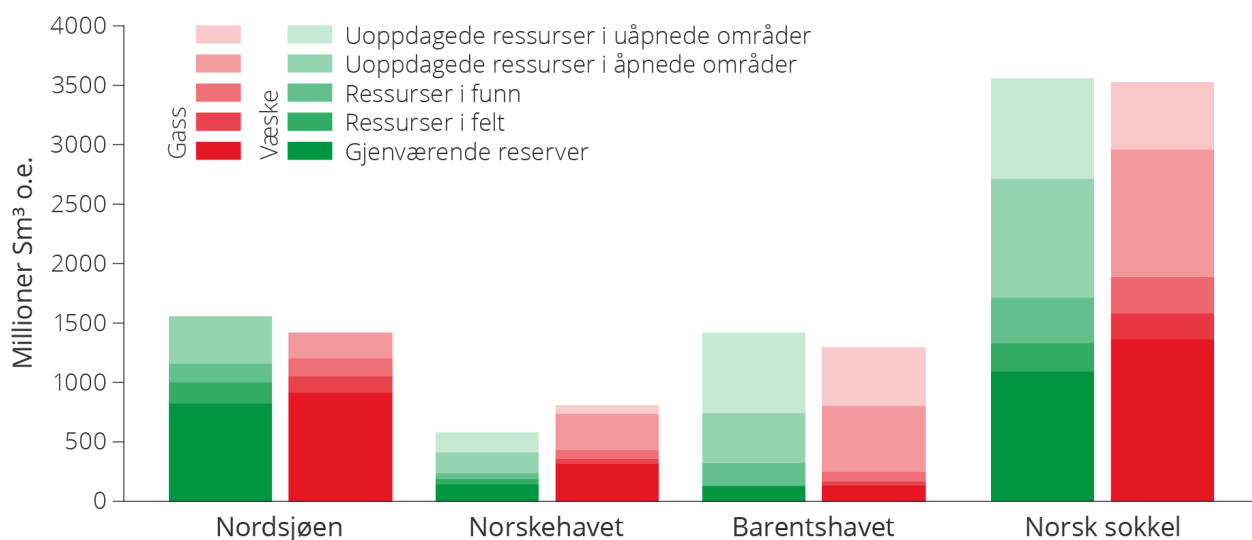
I dette kapittelet:

- [Forvaltning av petroleumsressursene](#)
- [Reserver og utfordringer i felt](#)
- [Flere tiltak kan gi økt utvinning](#)
- [Ressurser og utfordringer i funn](#)
- [Leting gir grunnlag for langsiktig produksjon](#)

En av Sjøkeldirektoratets viktigste oppgaver er å ha oversikt over de gjenværende petroleumsressursene slik at myndighetene og aktørene har et best mulig fakta- og kunnskapsgrunnlag. Det bidrar til læring, god ressursforvaltning og gode beslutninger som kan hjelpe til å opprettholde leteaktivitet og produksjon i årene framover.

Sjøkeldirektoratets estimat for de totale gjenværende ressursene på norsk sokkel er om lag 7,1 milliarder Sm³ o.e. Av de gjenværende ressursene er om lag 3,6 milliarder Sm³ o.e. reserver og ressurser i funn og felt, mens om lag 3,5 milliarder Sm³ o.e. er uoppdagede ressurser. Av disse om lag 60 prosent i åpne områder.

De gjenværende ressursene og fordelingen mellom oppdagede og uoppdagede ressurser i henholdsvis åpne og uåpne områder er vist for de tre havområdene i figur 5.1.



Figur 5.1 Totale gjenværende petroleumsressurser fordelt på væske og gass, ressursklasser og havområder per 31.12.2023.

I Nordsjøen, der det har vært aktivitet lengst og følgelig mest erfaring og informasjon, er hoveddelen (om lag 60 prosent) av væsken og gassen definert som reserver, det vil si at de har godkjente planer for utvinning, [se ressursklassifisering i kapittel 3](#).

I Norskehavet utgjør de uoppdagede ressursene i overkant av 50 prosent av de gjenværende ressursene.

Også i Barentshavet utgjør de uoppdagede ressursene den største andelen. Om lag 80 prosent av de gjenværende væske- og gassressursene i Barentshavet er ennå ikke funnet. Store områder i Barentshavet er ikke åpnet for petroleumsaktivitet, og her antas det at om lag 50 prosent av de uoppdagede ressursene i Barentshavet ligger.

De totale gjenværende ressursene danner grunnlag for produksjon av olje og gass i lang tid framover, se figurene 3.6 og 4.3.

For at norsk sokkel skal holde produksjonen på et høyt nivå, er det viktig at selskapene investerer slik at det forventede produksjonsfallet bremses. Myndighetenes pådriv for helhetlige og langsiktige løsninger kan sikre beslutninger som bidrar til god ressursforvaltning.

Forvaltning av petroleumsressursene

Petroleumsloven⁽²¹⁾ slår fast at staten har eiendomsrett til undersjøiske petroleumsforekomster og eksklusiv rett til ressursforvaltning. Petroleumsressursene skal forvaltes i et langsiktig perspektiv slik at det kommer hele det norske samfunnet til gode.

Olje- og gassressursene er ikke-fornybare ressurser, og virksomheten er kapitalintensiv og langsiktig. Det er derfor en hovedoppgave for myndighetene, som ressurseier og regulator, å etablere og vedlikeholde et rammeverk for virksomheten. Rammeverket skal medvirke til at oljeselskapene har en egeninteresse i å utnytte olje- og gassressursene til det beste for samfunnet.

I en del tilfeller er det imidlertid ikke samsvar mellom selskapenes og samfunnets økonomiske vurderinger⁽²²⁾. Dette kalles markedssvikt⁽²³⁾. Her kan offentlige tiltak bidra til bedre ressursbruk for samfunnet. I boksen under vises et utvalg eksempler på markedssvikt som kan oppstå i petroleumssektoren og som skaper behov for offentlige tiltak.

Reguleringen av petroleumsvirksomheten prøver å ta hensyn til de viktigste formene for markedssvikt og er utformet for å gi best mulig samsvar mellom selskapenes beslutninger og myndighetenes interesser.

Markedssvikt i petroleumssektoren

Det er ulike former for markedssvikt⁽²³⁾ i petroleumssektoren. Myndighetene regulerer, korrigerer eller påvirker selskapenes beslutninger for å sikre at de sammenfaller med det beste for samfunnet. De vanligste formene for markedssvikt innenfor petroleumsvirksomheten beskrives nedenfor.

Kollektive goder⁽²⁴⁾ eller felles goder er goder som har følgende egenskaper:

1) Ikke-eksklusivitet, det vil si at ingen kan stenges ute fra konsum av godet og 2) ikke-rivalisering, det vil si at en persons konsum av godet ikke forringer en annen persons konsum av det samme godet. Når det ikke er mulig å utelukke andre fra å bruke godet, er det vanskelig å etablere et marked for dette godet. Ingen vil være villig til å betale for et gode de uansett har tilgang til. Det vil heller ikke være noen som er villig til å investere i et gode som alle vil få tilgang til.

Verdien av det kollektive godet er høyere for samfunnet enn betalingsviljen til selskapene. Det kan derfor være i samfunnets interesse at myndighetene griper inn for å sikre at kollektive goder produseres.

Et eksempel er offentlig tilgjengelige data og informasjon om geologien på norsk sokkel. Et annet eksempel er statlig støtte til forskning og utvikling (FoU). Uten at myndighetene tar en aktiv rolle, forskes det for lite og for lite geodata samles inn. Det er viktig at myndighetene også som ressurseier har best mulig kunnskap til de mulighetene som foreligger på sokkelen⁽²⁵⁾.

Positive eksterne effekter er fordeler av en bedrifts aktivitet eller investeringer som bedriften ikke tar hensyn til i sine beslutninger. Eksempler er investeringer i FoU eller leting som genererer ny kunnskap. Kunnskapen kommer andre til gode uten at bedriften får kompensasjon for dette. Dette kan tilsi regulering og/eller offentlig støtte.

Økt FoU-innsats eller leting kan også stimuleres gjennom andre typer virkemidler, som for eksempel patenter eller frigjøringsregler knyttet til deling av geologisk informasjon. Slike ordninger sørger for at den som utvikler en ny løsning eller gjør et nytt funn beskyttes fra tidlig kopiering og at andre skor seg på deres ideer. Ulempen er at dette hindrer spredning av viktig informasjon eller teknologier.

Uttesting av ny teknologi, som for eksempel en EOR-pilot (Enhanced oil recovery), er også en variant av positive eksterne effekter. Uttesting av teknologi, gjennomført av rettighetshaverne i en utvinningstillatelse, har positive effekter for andre utvinningstillatelser.

Nettverkeffekter: Positive nettverkseffekter oppstår når en bedrifts kjøp av et gode øker nytten til alle andre kjøpere av godet. Dette kan være en direkte effekt: Jo flere som bruker en type plattform for videomøter, jo bedre er det for alle brukerne av denne plattformen. Det kan også være en indirekte effekt. Et eksempel er karbonfangst fra kraftverk og industri der nytten for den enkelte bedrift avhenger av tilgjengeligheten til infrastruktur for transport og lagring av CO₂.

Poenget er at en bedrift har nytte av at andre bedrifter bruker samme type teknologi. Da oppstår positive verdier utover det den enkelte bedrift tar hensyn til. Dersom det er samfunnsøkonomisk lønnsomt med den nye teknologien, tilsier det at det offentlige i en overgangperiode kan ta en koordinerende rolle og bidra til å sikre etablering av tilstrekkelig mange brukere av teknologien. Et eksempel på dette er å tildele lagringsmuligheter for CO₂ som kan framskynde fangst og transport av CO₂.

Negative eksterne effekter: Petroleumsaktivitet har ulemper som oljeselskapene ikke nødvendigvis har incentiver til å ta hensyn til i sine lønnsomhetsberegninger. Det kan dreie seg om forurensning av sjø, havbunn og kystsone samt utslipp av klimagasser og andre utslipp til luft.

Dersom oljeselskapene ikke blir stilt ansvarlige for den samfunnsøkonomiske kostnaden av utslipp, vil det medføre høyere utslipp enn det som er samfunnsøkonomisk akseptabelt. Dette kan unngås ved bruk av miljøavgifter og kvotehandel, slik at selskapene inkluderer de samfunnsmessige ulempene i sine egne kostnadsvurderinger.

Petroleumsaktivitet kan også medføre ulemper for annen næringsaktivitet.

Manglende eierskap til petroleumsressurser nær egen utvinningstillatelse kan medføre at løsninger som selskapene foreslår ikke nødvendigvis vil være i samfunnets interesse. Dette kan eksempelvis medføre at selskapene ser bort fra samordnede utbygginger som gir stordriftsfordeler og følgelig lavere totale utbyggingskostnader.

Manglende områdeperspektiv og samordning på tvers av lisensgrenser kan også skyldes at aktørene har ulik informasjon om ressurser og kostnader. Ulik tilgang til beslutningsrelevant informasjon kan skape grunnlag for ulik tilpasning og strategisk adferd som kan hindre at lønnsomme prosjekter gjennomføres.

Imperfekte kapitalmarkeder: Manglende eller asymmetrisk informasjon om lønnsomheten i prosjekter kan også føre til at potensielle långivere ikke stiller tilstrekkelig kapital til rådighet. I kapitalmarkedet vil långiver som regel ha mindre informasjon om lønnsomhetsforhold og kredittverdighet enn låntaker. Da kan investor eller kredittgiver vurdere risikoen som høyere enn den faktisk er, noe som fører til høye renter eller avslag på lån. Dette kan også bidra til mindre leting og FoU enn det som er til beste for samfunnet.

Stordriftsfordeler og markedsrett: Både felt- og transportinfrastruktur har stordriftsfordeler, det vil si at enhetskostnaden faller med økende produksjonskapasitet. Det er effektivt å samordne produksjon og transport for å utnytte fordelene ved store enheter. En

ulempe er at store enheter kan utnytte sin størrelse og markedsrett for eksempel ved å kreve høye priser for prosessering og transport. I slike tilfeller kan det være behov for offentlig regulering. I petroleumssektoren skjer denne reguleringen gjennom regulert tilgang til gassinfrastrukturen og gjennom [TPA-forskriften](#) (forskrift om andres bruk av innretninger).

Manglende langsiktighet i rettighetshavernes beslutninger kan medføre at selskapene har høyere krav til avkastning enn det som benyttes i samfunnsøkonomiske analyser. Med avkastningskrav menes det bedriften minimum krever i kompensasjon for å investere i et nytt prosjekt. Bedriften krever høyere avkastning ved høy risiko og lavere avkastning ved lav risiko. Staten vil vanligvis oppfatte risikoen som lavere enn bedriftene siden staten innehar flere prosjekter der risikoen slår ulikt til. Framtidige muligheter verdsettes lavere av selskapene enn staten på grunn av høyere avkastningskrav, eksempelvis letemuligheter.

Krav om absolutt lønnsomhet: Interne kapasitetsbegrensninger i selskapene eller begrensninger i andre markeder som eksempelvis i kapital- eller i arbeidsmarkedene, kan medføre krav om absolutt lønnsomhet i prosjektene. Et slikt krav kan være minstekrav til prosjektets nettonåverdi etter skatt. Dette kan føre til at samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter på norsk sokkel ikke prioriteres av selskapene fordi de har prosjekter med høyere lønnsomhet i andre petroleumspvinser.

Alle disse forholdene kan medføre at selskapenes beslutninger vil gi en annen løsning enn det som er den beste løsningen for samfunnet. Dette kan medføre lavere leting, mindre økt utvinning og lavere produksjon enn det som er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Selskapenes beslutninger og mulig markedssvikt kan knyttes til ulike faser fra leting til nedstengning av et felt. I resten av kapitlet er disse beslutningene knyttet til gjenværende ressurser inndelt etter ressurskategoriene reserver, ressurser i felt, ressurser i funn og uoppdagede ressurser.

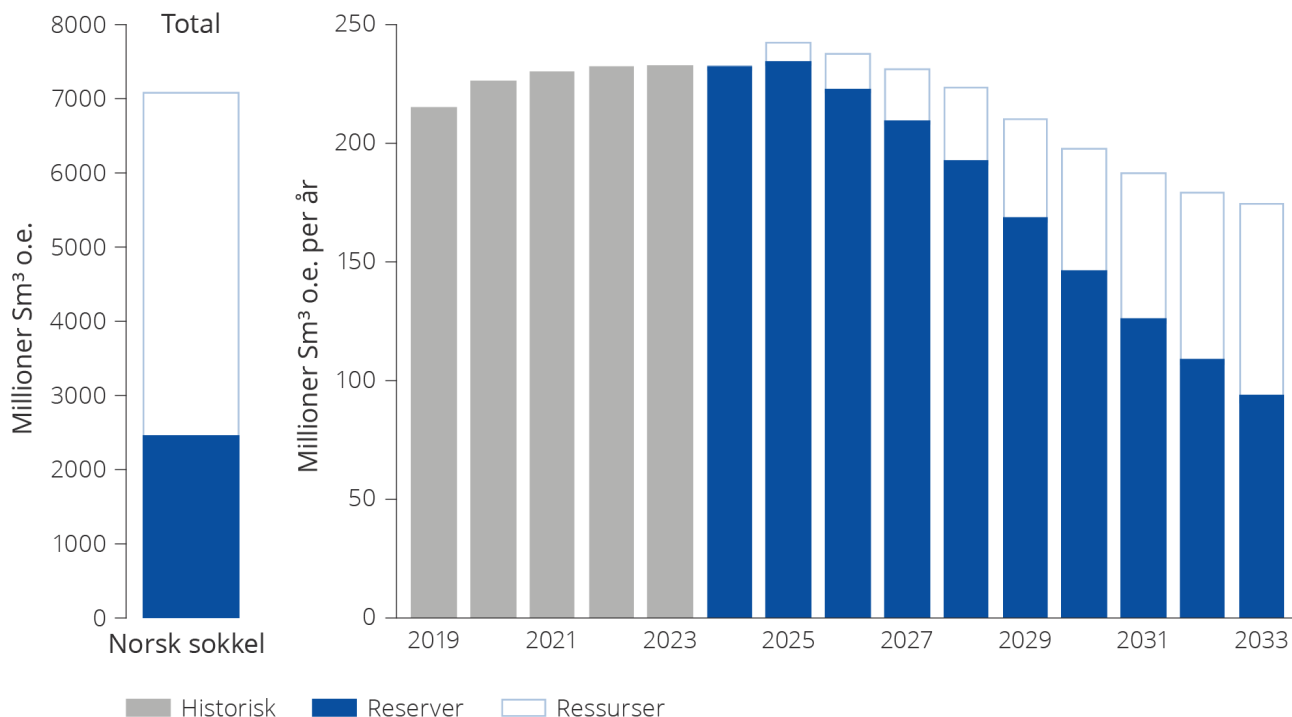
Reserver og utfordringer i felt

Ved starten av 2024 var 92 felt i produksjon. Av disse var 67 i Nordsjøen, 23 i Norskehavet og 2 i Barentshavet.

Produksjonen av petroleum på norsk sokkel var på et stabilt høyt nivå 2023. Oljeproduksjonen var på sitt høyeste nivå siden 2010, mens gassproduksjonen gikk noe ned etter å ha vært rekordhøy i 2022.

Produksjonen av petroleum har siden 2020 økt hvert år, se figur 5.2. Petroleumsproduksjonen ventes også å øke i 2024. Det anslås at nivået i 2025 vil være det høyeste siden 2006.

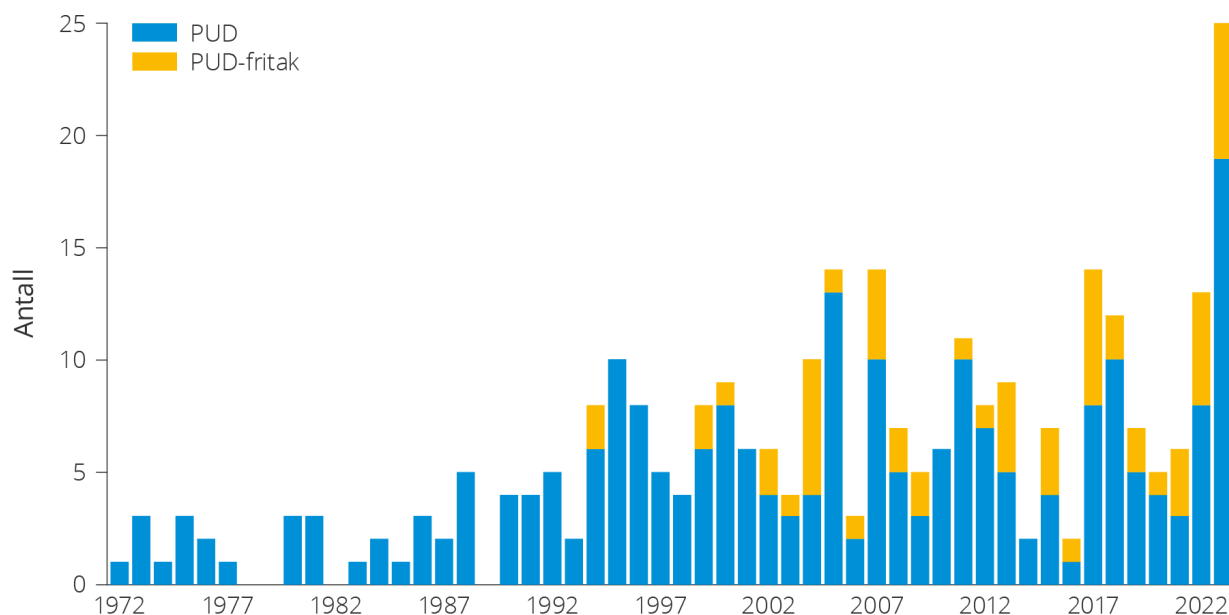
Etter 2025 antas totalproduksjonen fra reserver i eksisterende felt å falle i takt med uttømming og trykkfall i reservoarene. Basert på dagens kunnskap, forventes produksjonen fra felt i produksjon å mer enn halveres i perioden til og med 2033.



Figur 5.2 Gjenstående reserver. Historisk totalproduksjon 2019–2023 og forventet framtidig produksjon fra reserver 2024–2033.

I 2022 ble det levert mange planer for utbygging og drift (PUD) til departementet som ble behandlet i løpet av 2023, se figur 3.3 og boks om plan for utbygging og drift (PUD). Alle planene ble godkjent av myndighetene og inngår i forventet framtidig produksjon fra reserver i figur 5.2.

Den store økningen i antall PUD-er i 2023 skyldes hovedsakelig de midlertidige endringene i petroleumsskatten se boks om midlertidige endringer i petroleumsskatteloven som ble vedtatt i juni 2020. Skatteendringene har lagt til rette for at flere utbygginger kan realiseres og at flere utbygginger kan settes i produksjon tidligere enn de ellers ville blitt. Disse utbyggingsprosjektene bidrar til at produksjonen kan holde seg relativt høy de nærmeste årene. Flere prosjekter legger også til rette for kraftforsyning fra land for å redusere utslipp av CO₂ fra produksjonen.



Figur 5.3 Godkjente planer for utbygging og drift (PUD) samt PUD-fritak i 2023.

Plan for utbygging og drift (PUD)

Før rettighetshaverne kan bygge ut et eller flere funn, må myndighetene godkjenne en plan for utbygging og drift (PUD). En PUD består av en utbyggingsdel, som omhandler utbyggingen av funnet eller funnene, og en konsekvensutredningsdel, som omhandler hvilke konsekvenser utbyggingen vil få. Det kan gis fritak for innlevering av PUD. Dette vil først og fremst være aktuelt ved utbygging av mindre funn som kan nås fra eksisterende innretninger på felt med godkjent plan for utbygging og drift. Et funn som bygges ut på denne måten, vil normalt inngå som en del av det eksisterende feltet uten å få eget navn.

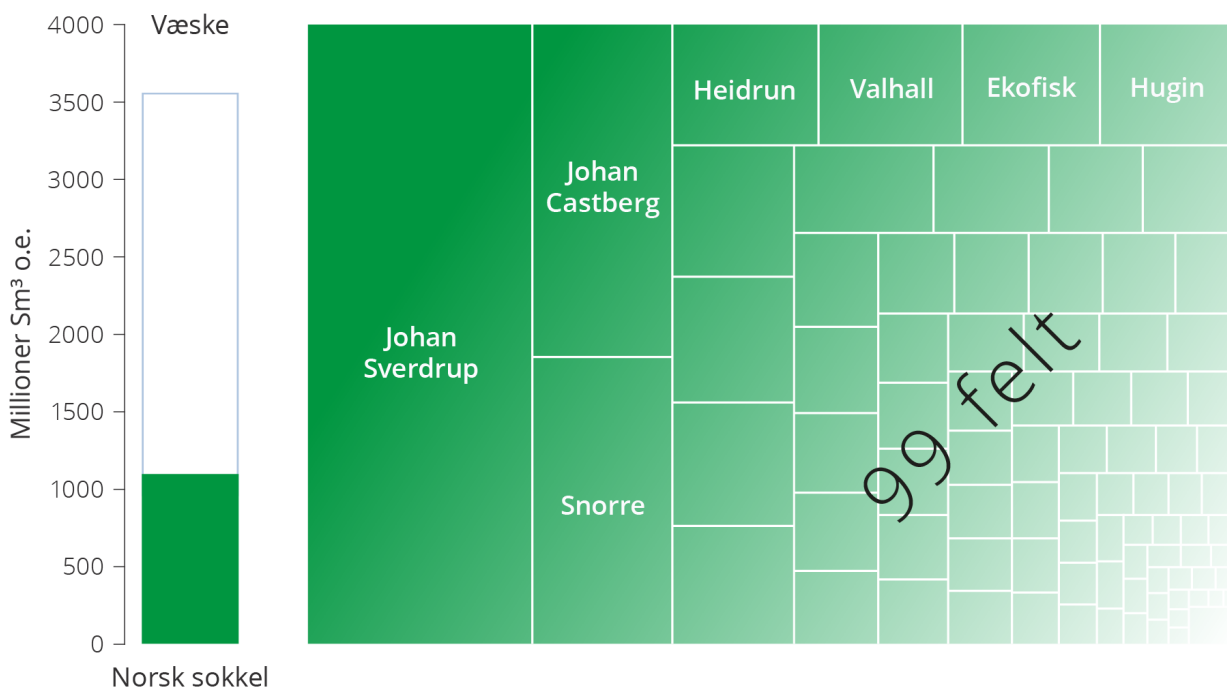
Midlertidige endringer i petroleumsskatteloven

Stortinget vedtok i juni 2020 midlertidige endringer i petroleumsskatteloven, jf. [Prop. 113 L \(2019–2020\)](#) og [Innst. 351 L \(2019–2020\)](#). Formålet var å legge til rette for at oljeselskapene kunne videreføre arbeidet med planlagte investeringsprosjekter på tross av midlertidige likviditets- og finansieringsutfordringer og økt usikkerhet om utviklingen framover på grunn av pandemien og dens effekter i energimarkedene. Bakgrunnen var at investeringsaktiviteten på norsk sokkel ville bli lavere enn forventet før pandemien, som følge av utsettelse av planlagte investeringsprosjekter. Utsettelse kunne økt risikoen for nedleggelse og konkurser i leverandørindustrien.

Betydelige mengder væske igjen

Det er fortsatt betydelige mengder væske igjen på norsk sokkel. Om lag 60 prosent av totale forventede væskeressurser er produsert siden oppstarten av Ekofisk i 1971. Gjenværende væskeressurser fordelt på felt er vist i figur 5.4. Det er Johan Sverdrup (24 prosent) som er det feltet med klart mest gjenværende væskeressurser og som produserer mest olje per år.

Nest størst er Johan Castberg (8 prosent) med forventet oppstart i løpet av 2024. Snorre står for 7 prosent. Yggdrasil med feltene Hugin, Munin og Fulla, med forventet oppstart i 2027, vil til sammen utgjøre 6 prosent av de totale gjenværende reservene.



Figur 5.4 Gjenværende væskeressurser på norsk sokkel per 31.12.2023. Andeler fordelt på felt.

Framover vil væskeproduksjonen avta også som følge av at flere felt, som inneholder både olje og gass, starter gassnedblåsing.

Gassnedblåsing

I noen felt, som inneholder både olje og gass, produseres oljen først. Dette forhindrer trykkfall i reservoaret som vanskeliggjør utvinning av den underliggende oljen. Etter hvert som det blir mindre olje å produsere, kan gassproduksjonen settes i gang, såkalt gassnedblåsing.

I løpet av de siste årene har flere felt som tidligere har injisert gass for økt utvinning av olje, stanset denne injeksjonen. En slik injeksjonsstans kan for mange felt være et første trinn mot gassnedblåsing av feltet og dermed økt gassproduksjon. Eksempler på felt som har stanset gassinjeksjonen er Visund og Gina Krog.

En full nedblåsing starter først når det aktivt gjøres tiltak for å produsere gassen i gasskappen. Det kan gjøres ved å bore nye gassproduksjonsbrønner inn i gasskappen, konvertere gassinjeksjonsbrønnene til gassproduksjonsbrønner eller ved å åpne soner som er i gasskappen i de eksisterende oljeproduksjonsbrønnene.

Når gassinjeksjon opphører og gassproduksjonen økes, vil de fleste feltene få en liten økning i oljeproduksjonen, men den totale oljeutvinningen ville i de fleste tilfellene vært høyere dersom gassinjeksjonen hadde fortsatt.

Det er vanlig at injeksjon opphører når gassnedblåsing starter. Kombinasjonen av stopp i injeksjon og økt gassproduksjon gjør at trykket i reservoaret raskt faller. Det er derfor viktig å gjøre utredninger som sikrer et tilstrekkelig antall brønner slik at alle de lønnsomme oljeressursene også kan produseres fra feltet.

Gassnedblåsing kan også gjøres ved å senke trykket i reservoaret så mye at gassen, som opprinnelig var oppløst i oljen, felles ut og produseres. Dette gjøres på Statfjord-feltet der trykkavlastningen startet i 2007.

Markedssvikt og framskyndet gassnedblåsing

Med høye gasspriser kan det være lønnsomt å framskynde tidspunktet for gassnedblåsing ved å stoppe gassinjeksjon og heller gå over til gasseksport. Konsekvensen blir at reservoartrykket reduseres og oljeproduksjonen stanser opp. Tidlig gassnedblåsing kan også påvirke oljeproduksjonen i nabofelt dersom reservoarene står i trykkommunikasjon.

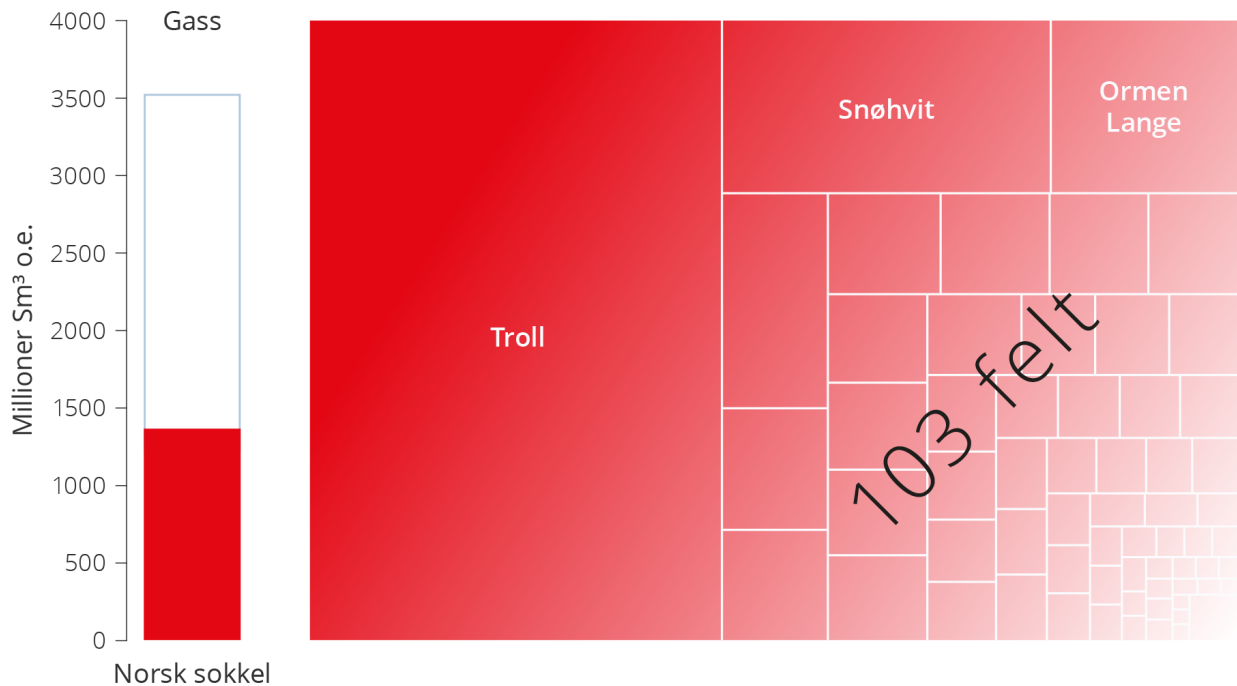
En slik framskyndet gasseksport gir inntekter og kostnader som tas hensyn til både i en tradisjonell bedriftsøkonomisk- og samfunnsøkonomisk analyse. Lønnsomheten av beslutningen påvirkes av at framskyndet gasseksport er en irreversibel beslutning som kan medføre at lønnsom olje kan gå tapt for alltid.

Så lenge gassen reinjiseres har selskapene mulighet til enten å fortsette oljeproduksjonen eller starte opp gasseksport. Hvis selskapene eksporterer gassen, vil deler av de kjente oljeforekomstene gå tapt for produksjon og salg.

Avvik mellom selskapenes og samfunnets lønnsomhetsvurdering kan medføre at framtidige verdier verdsettes lavere av selskapene enn av myndighetene. Siden gevinsten i form av økt oljeutvinning er en langsiktig gevinst, kan det tenkes at noen rettighetshavere ønsker å produsere gassen raskere enn det som er i samfunnets interesse. Jo høyere krav til avkastning, desto mindre attraktivt kan det bli å ta ut den gjenværende oljen før gassproduksjonen starter opp.

Store mengder gass igjen

Om lag 45 prosent av totale forventede norske gassressurser er produsert siden eksport av gass begynte på norsk sokkel i 1977. Gjenværende gassreserver fordelt på feltene er vist i figur 5.5. Det er Troll (44 prosent) i Nordsjøen som er feltet med klart mest gjenværende gassreserver, deretter Snøhvit i Barentshavet med 10 prosent og Ormen Lange i Norskehavet med 6 prosent.



Figur 5.5 Gjenværende gassreserver på norsk sokkel per 31.12.2023. Andeler fordelt på felt.

I 2023 ble det eksportert 117 milliarder Sm³ gass. Troll-feltet produserer mest gass og sto i 2023 for 32 prosent av norsk gassproduksjon. Når Troll etter hvert går av platå, er det ingen andre felt eller funn som er store nok til å kunne kompensere for fallet.

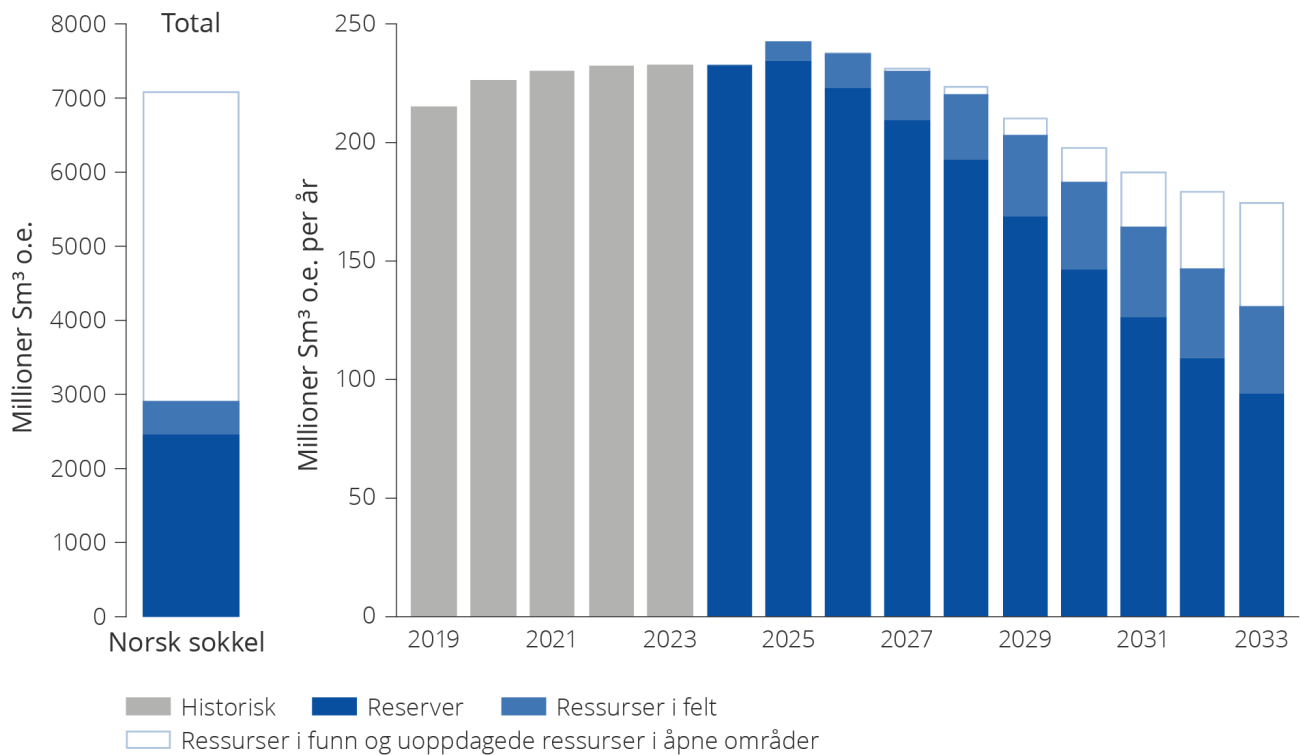
Troll-feltet har to hovedstrukturer: Troll Øst og Troll Vest. Omtrent to tredeler av de utvinnbare gassreservene befinner seg i Troll Øst. Produksjonen fra Troll øst har blitt utviklet over flere år med installasjon av kompressorer på Troll A og rørledninger til land. I 2021 startet gassproduksjon fra det første utbyggingstrinnet av Troll Vest gassprovins.

Rettighetshaverne i Troll besluttet i 2024 å framskynde gassproduksjonen fra Troll Vest. Det skal gjøres ved å installere to nye brønnrammer med til sammen 8 nye brønner og en rørledning tilbake til Troll A. Ifølge rettighetshaverne vil dette prosjektet akselerere om lag 55 milliarder Sm³ gass fra 2026. På det meste vil dette utgjøre 7 milliarder Sm³ på et år. Det tilsvarer om lag 80 TWh eller om lag halvparten av norsk kraftproduksjon i 2023.

Flere tiltak kan gi økt utvinning

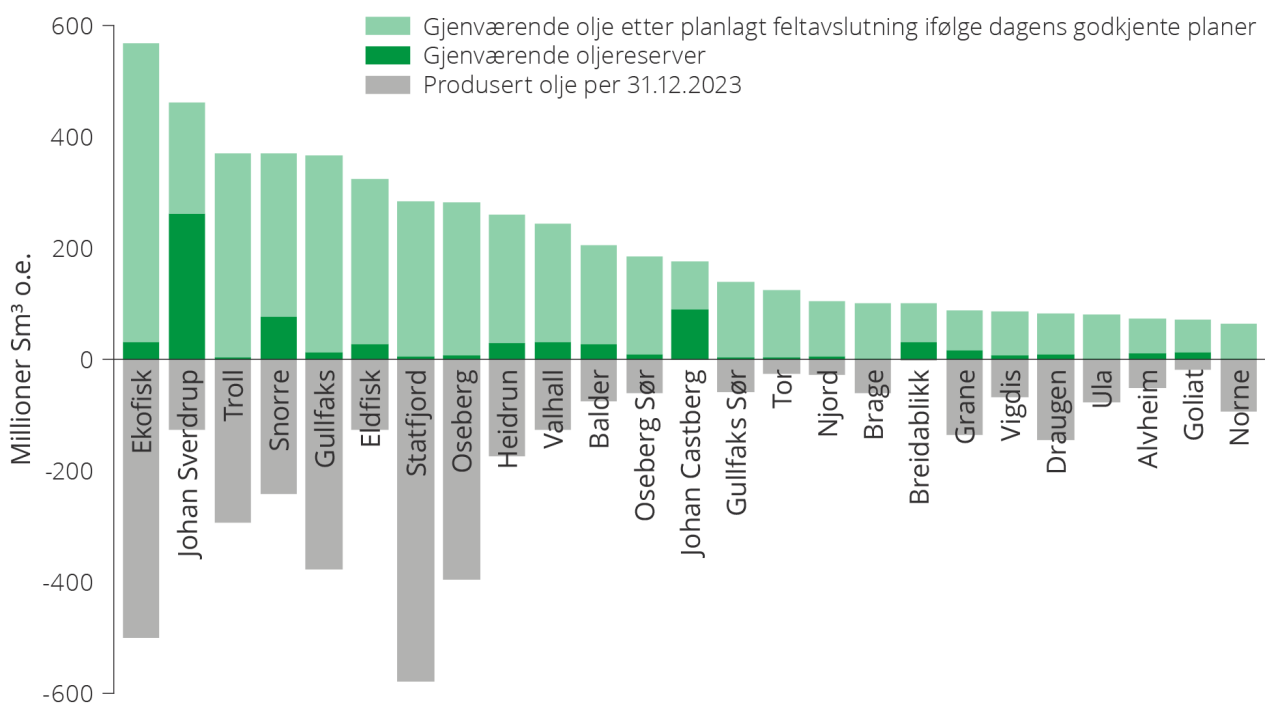
Det er flere tiltak for økt utvinning som kan bidra til å realisere deler av ressursene som per 31.12.2023 anses blir liggende igjen etter at feltet er stengt ned. Disse tiltakene kan bidra til å dempe produksjonsfallet.

Forventet estimat for betingede (ikke besluttede) væskeressurser i felt er om lag 355 millioner Sm³ og 290 milliarder Sm³ for gass. Disse ressursene er periodisert i figur 5.6.



Figur 5.6 Gjenværende reserver og ressurser i felt. Historisk totalproduksjon fra 2019–2023 og forventet framtidig produksjon fra reserver og ressurser i felt for perioden 2024–2033.

Mange felt inneholder store oljevolum utover det som er planlagt å produsere, og feltene forventes å stenge ned med betydelige mengder olje liggende igjen i reservoarene. Dersom en del av denne oljen produseres før feltet stenger ned, kan produksjonen opprettholdes lengre og betydelige verdier realiseres. Figur 5.7 viser produsert olje, gjenværende oljereserver og gjenværende olje etter planlagt feltavslutning for de største oljefeltene per 31.12.2023.



Figur 5.7 Gjenværende oljereserver, gjenværende olje etter planlagt feltavslutning i henhold til dagens planer og produsert olje per 31.12.2023.

Innrapporterte prosjekter innen økt utvinning

Rettighetshaverne arbeider kontinuerlig for å kartlegge ressursgrunnlaget, bore nye brønner og gjennomføre andre tiltak for økt utvinning på feltene som er i drift.

Selskapenes innrapportering av prosjekter til myndighetene i forbindelse med rapportering til RNB 2024 (revidert nasjonalbudsjett) viser 171 konkrete, men ikke besluttede prosjekt for økt petroleumsproduksjon og forlenget levetid.

Tiltak for økt utvinning fra feltene

Brønner er nye utvinningsbrønner (injeksjons- og produksjonsbrønner) i feltene som er planlagt boret fra eksisterende brønnsliiser på faste innretninger eller havbunnsrammer.

Videreutvikling er ulike tiltak for å utvikle felt videre, ofte ved installering av ny infrastruktur. Det kan være nye havbunnsrammer for å få flere brønnsliiser til boring eller nye rørledninger. I denne kategorien er det også prosjekter for reutvikling av nedstengte felt og for endret kraftforsyning av feltene. Videreutviklingsprosjekter er ofte tiltak som vil kreve en myndighetsbehandling.

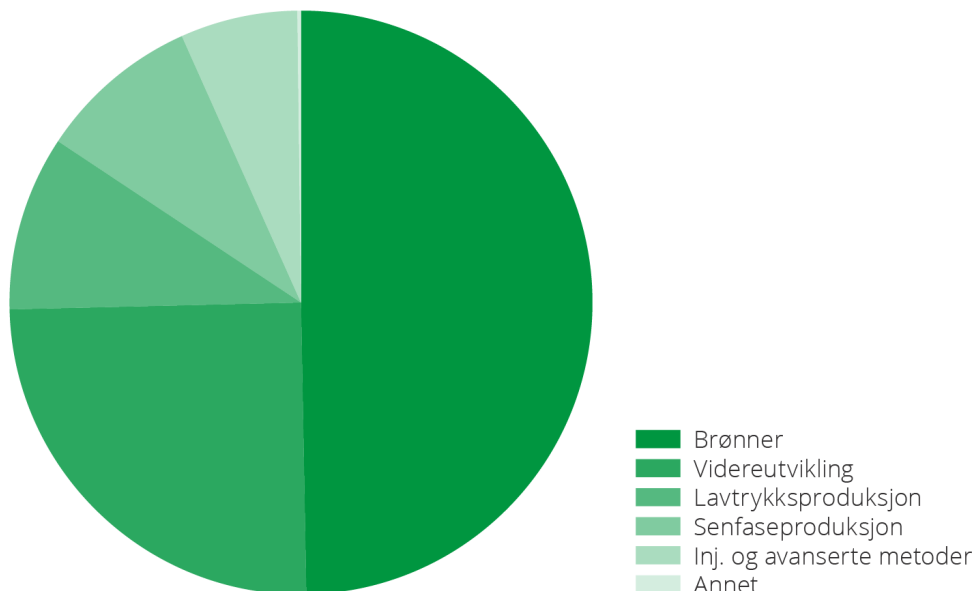
Senfaseproduksjon er produksjon i slutfasen for feltene. Senfaseproduksjon rapporteres separat fra øvrig produksjon siden det er knyttet stor usikkerhet til denne. Usikkerheten kan være teknisk levetid for innretningene eller lønnsomhet av produksjonen.

Lavtrykksproduksjon er hovedsakelig prosjekter der innløpstrykket til innretningen reduseres slik at produksjonsraten øker fra reservoar med lavere trykk. Lavtrykksproduksjon gir en redusert prosesskapasitet på innretningen dersom det ikke samtidig investeres i kompresjon på havbunnen eller innretningen. Kompresjon bidrar til at trykket i prosessanlegget forblir det samme, [se lavtrykksproduksjon, kapittel 6](#).

Injeksjon og avanserte metoder omfatter et vidt spekter av tiltak. Det kan være økt eller optimalisert injeksjon av for eksempel vann og/eller gass. Bruk av teknologier for oppsprekking av tette reservoarer er også eksempler innen denne type prosjekter, [se kapittel 4, EOR](#).

Implementering av ny teknologi er viktig for å realisere nye prosjekter for feltene. Figur 5.8 viser hvilke innrapporterte, men ikke besluttede tiltak i 2023 som kan bidra til økt væskeutvinning. Totalt vil dette gi økt utvinning på om lag 155 millioner Sm³ o.e. væske dersom prosjektene gjennomføres.

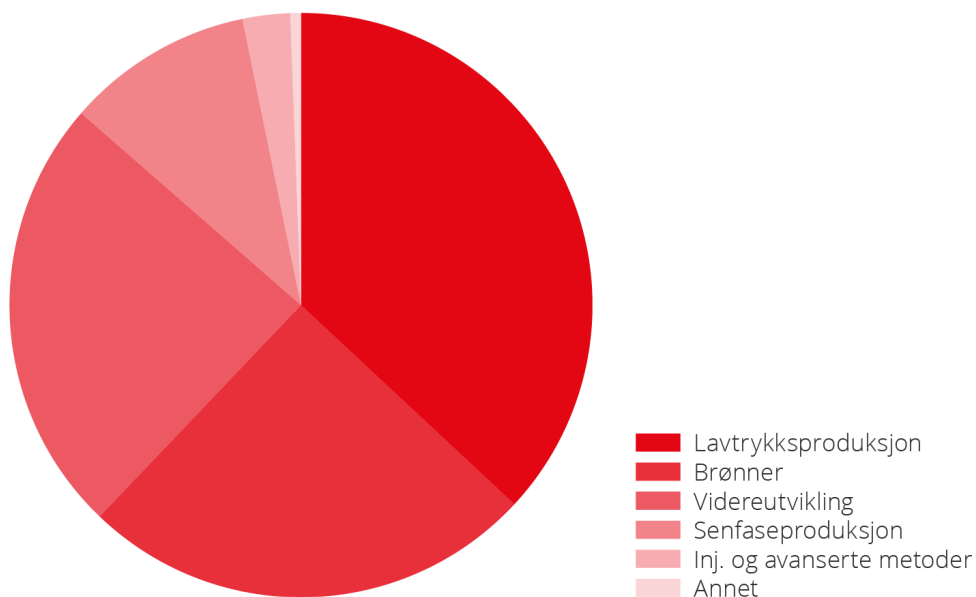
Boring av nye brønner er tiltaket som står for det klart største bidraget til økt utvinning, mens videreutvikling bidrar med en firedel av økte væskeressurser.



Figur 5.8 Mulige tiltak i 2023 for økt væskeutvinning fra feltene fordelt på ulike prosjekttyp. Totalt dreier det seg om cirka 155 millioner Sm³ o.e. væske.

Figur 5.9 viser innrapporterte, men ikke besluttede tiltak som kan bidra til økt gassutvinning. Totalt kan dette gi om lag 170 milliarder Sm³ gass dersom disse gjennomføres.

Det tiltaket som bidrar mest til økt gassutvinning er lavtrykksproduksjon, etterfulgt av brønner og videreutvikling. Det er svært få innrapporterte prosjekter innenfor injeksjon og avanserte metoder.



Figur 5.9 Mulige tiltak for økt gassutvinning fra feltene fordelt på ulike prosjekttyp. Totalt dreier det seg om cirka 170 milliarder Sm³ gass.

Markedssvikt og økt utvinning

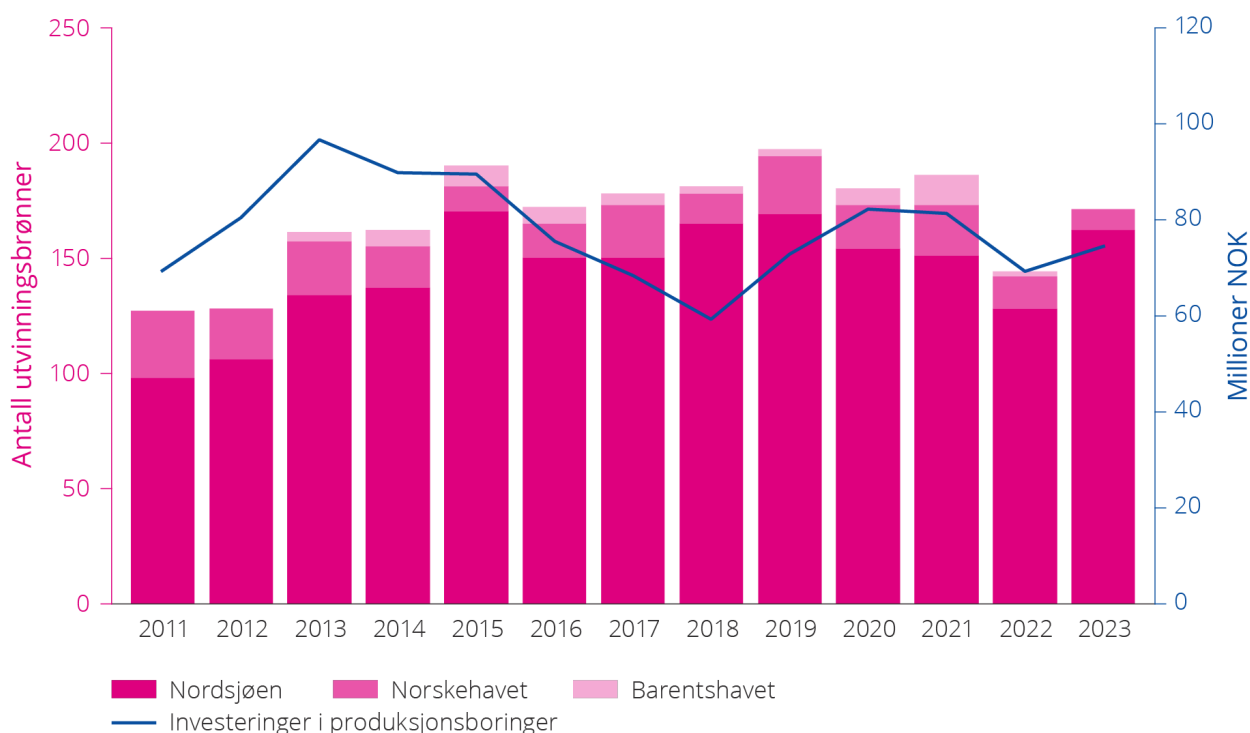
Selskapenes krav til avkastning og krav om absolutt størrelse på netto nåverdi medfører at færre økt utvinningsprosjekter vinner fram i selskapenes prosjektutvelgings- og beslutningsprosesser. Det fører til at samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter ikke blir gjennomført.

Dette ble også understreket av Riksrevisjonen som i en rapport fra 2015 viste at selskapene gjennomgående har høyere avkastningskrav enn staten. Det tilsier at færre økt utvinningsprosjekter blir lønnsomme når selskapenes egne avkastningskrav legges til grunn.

Sammenholdt med selskapenes begrensede tilgang på kapital, innebærer dette, ifølge Riksrevisjonen, at heller ikke prosjekter som har positiv netto nåverdi med selskapenes egne avkastningskrav nødvendigvis blir realisert. Det er kun de bedriftsøkonomisk mest lønnsomme prosjektene (prosjekt med høy netto nåverdi) som blir realisert ettersom selskapene bruker ytterligere kriterier før de aksepterer et prosjekt. Riksrevisjonen var bekymret for manglende satsing på samfunnsøkonomiske lønnsomme tiltak for å øke produksjonen fra modne felt.

Nye utvinningsbrønner

Tiltak for å øke utvinningen domineres av nye brønner, både med hensyn til antall og volum. Særlig for oljefelt er boring av nye utvinningsbrønner helt sentralt for å bremse produksjonsfallet, se figur 5.10.



Figur 5.10 Utvikling i antall utvinningsbrønner og investeringer i produksjonsboring på norsk sokkel, 2011–2023.

Lavtrykksproduksjon

Det er trykkforskjellen mellom reservoaret og brønnhodene på innretningen som gjør at olje og gass kan produseres. Når det produseres fra et reservoar uten at en tilsvarende mengde blir injisert, vil reservoartrykket reduseres.

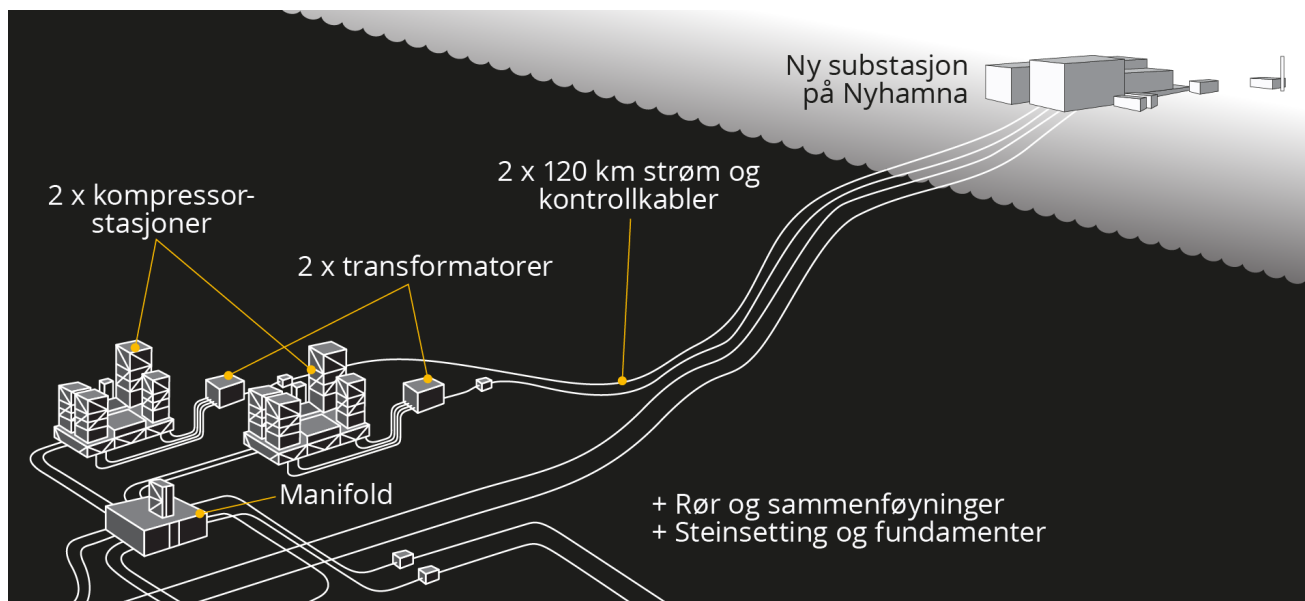
Gassfelt har normalt ikke injeksjon for trykkstøtte. Synkende reservoartrykk gjør at brønnene etter hvert vil produsere med lavere rater (mengde per tidsenhet), som følge av redusert trykkforskjell mellom reservoaret og brønnhodet. Et tiltak som kan settes i verk for å opprettholde høyere produksjonsrate er å senke brønnhodetrykket.

Lavere trykk ved brønnhodet gir større produksjonsrate opp fra brønnene og sikrer at en større del av ressursene kan utvinnes. Dette oppnås enten ved å montere kompressorer mellom brønnhodene og prosessanlegget eller ved å senke mottakstrykket på innretningen/landanlegget. Åsgard og Ormen

Lange er eksempler på felt som henholdsvis har og er i gang med å installere kompresjon på havbunnen.

Ormen Lange-feltet startet med kompresjon på land i 2019, og nå utvikles feltet videre med havbunnskompresjon. Planen for utbygging og drift ble godkjent i 2022. To kompressorstasjoner som håndterer rikgass skal installeres på havbunnen nær brønnhodene. Det er forventet at dette vil øke utvinningen med opptil 30-50 milliarder Sm³ gass fra Ormen Lange, noe som er forventet å øke feltets utvinningsgrad fra 75 til 85 prosent, se figur 5.11.

Dersom lavtrykksproduksjon gjennomføres ved at mottakstrykket på innretningen/landanlegget reduseres, vil det påvirke prosesseringskapasiteten. Det kan da være nødvendig å gjøre tiltak på eksportkompressorene for fortsatt å kunne levere gass som oppfyller kravet til eksporttrykk.

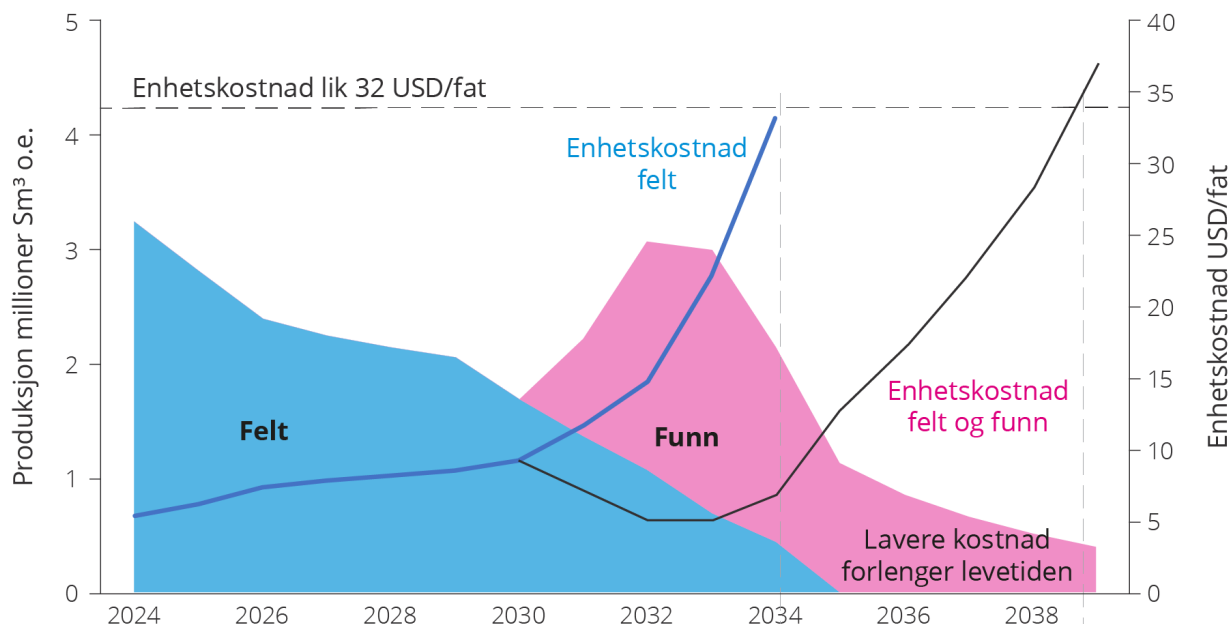


Figur 5.11 Ormen Lange havbunnskompresjon (justert etter illustrasjon fra Shell).

Innfasing av funn til eksisterende felt og infrastruktur

Innfasing av funn til eksisterende felt kan bidra til å forlenge levetiden for vertsfeltet og dermed til fortsatt lønnsom produksjon og økt utvinning fra feltet.

Eksempelet i figur 5.12 er fra norsk sokkel og viser at det nye funnet bidrar til å holde enhetskostnadene nede. Dette kan bidra til forlenget levetid på feltet og gi insentiver til videre leting i området.



Figur 5.12 Tilkobling av nye funn til eksisterende felt og infrastruktur.

Tidskritiske ressurser

Tid er en kritisk faktor ved tilknytning til et produserende felt (vertsfelt) på grunn av den begrensede levetiden til vertsfeltet og stigende enhetskostnader jo nærmere vertsfeltet nærmer seg nedstenging. Det er viktig at innfasingen skjer før enhetskostnaden på vertsfeltet blir for høy. Framtidig utbygging av funn er derfor ikke bare avhengig av ledig kapasitet, men ledig kapasitet med lave enhetskostnader, [se kapittel 6, leting skaper store verdier](#).

Flere av innfasingsprosjektene er i tillegg komplekse, der knapp kapasitet i prosess- og transportsystemer og konkurranse mellom alternativer kan påvirke løsningsvalg. Ulike eierstrukturer kan også gjøre det krevende å finne gode løsninger på tvers av felt, funn og infrastruktur.

Enhetskostnader og behov for konsolidering

Etter hvert vil ressurstilgang fra nye funn ikke være stor nok til å motvirke produksjonsnedgangen fra feltene, og det vil bli behov for konsolidering for å unngå at enhetskostnadene blir for høye. Konsolidering kan føre til at enkelte installasjoner stenges ned og at bruk av gjenværende infrastruktur optimaliseres.

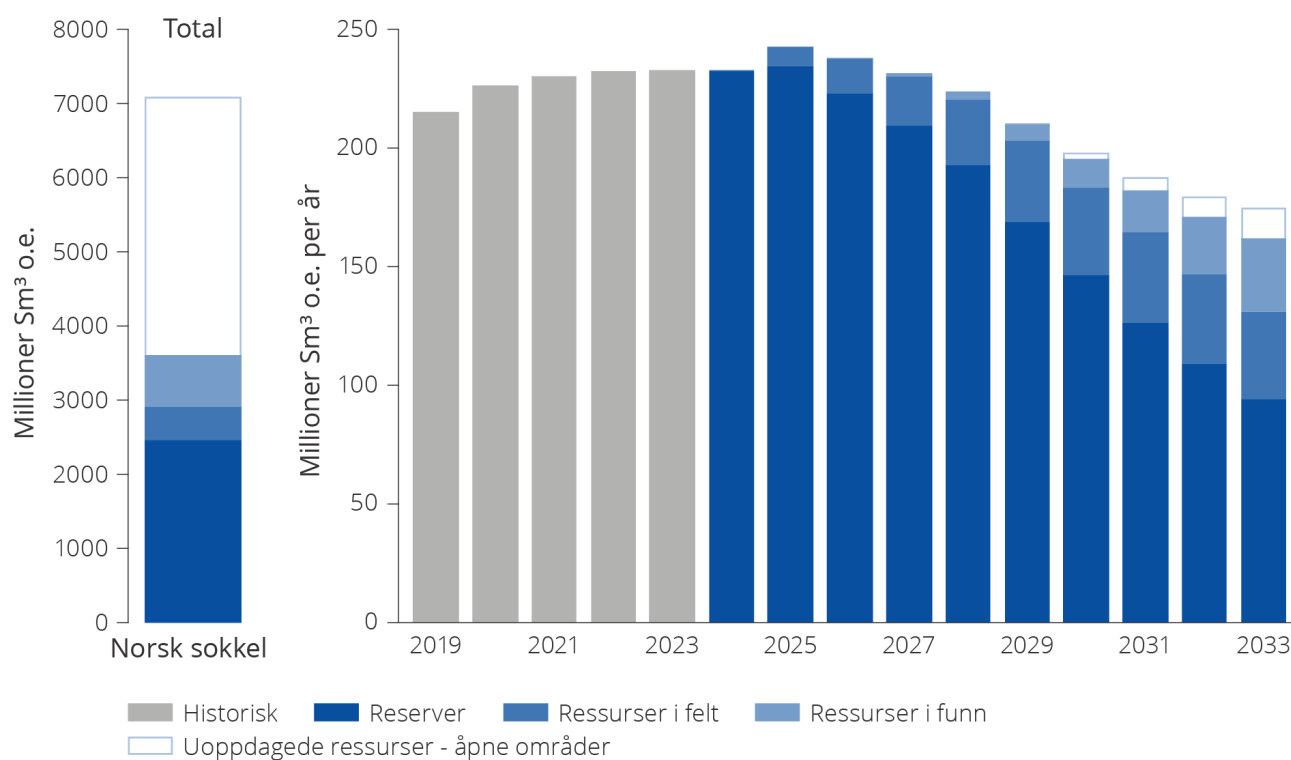
Nedstengning av installasjoner kan også føre til at letemuligheter eller andre prosjekter for økt ressurstilgang i et område faller vekk. Verdien av disse må vurderes opp mot kostnaden ved å opprettholde infrastruktur med høye enhetskostnader.

Områdeanalyser viser at tap av ressurser og verdier som følge av nedstengning av felt, kan reduseres i områder med godt utbygd infrastruktur ved at ressurser omdirigeres til et annet vertsfelt. Det er imidlertid vanskelig å få til i praksis, se boks om markedssvikt ved innfasing av funn. Erfaringer tilsier at i forkant av slike beslutninger må felt, funn og uoppdagede ressurser sees i sammenheng slik at nødvendige utredninger for dette gjennomføres i tide.

Ressurser og utfordringer i funn

Produksjonsnedgangen kan bremses dersom funn bygges ut og settes i produksjon (figur 5.13). Ved utgangen av 2023 var det 79 funn, se [note i ressursklassene 4F, 5F, 7F i ressursregnskapet for 2023](#) på norsk sokkel som ennå ikke er besluttet utbygd, men som rettighetshaverne vurderer å bygge ut.

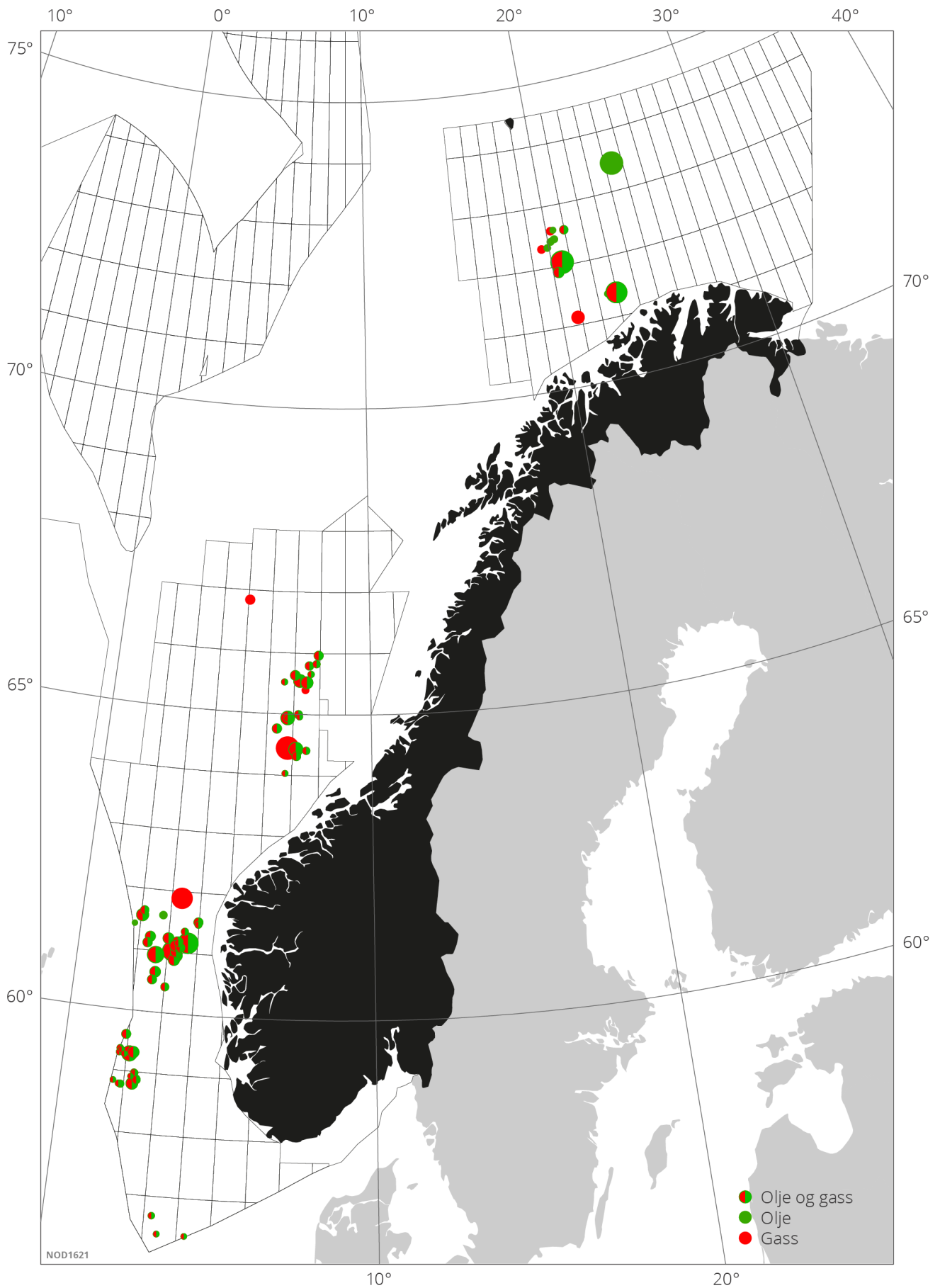
Ressursene i funnene utgjør til sammen 494 millioner Sm³ o.e., fordelt på 261 millioner Sm³ væske og 233 milliarder Sm³ gass. Til sammen er ressursene i de 79 funnene på størrelse med de opprinnelige ressursene i Åsgardfeltet.



Figur 5.13 Gjenværende reserver og ressurser i felt og funn. Historisk totalproduksjon fra 2019–2023 og forventet framtidig produksjon fra reserver og ressurser i felt og funn for perioden 2024–2033.

Funnporteføljen er vist i figur 5.14 etter størrelse per havområde. Det er enkelte større funn og flere små i alle havområdene på norsk sokkel. Det er flest funn i Nordsjøen.

Det er få funn av en slik størrelse at de kan bidra til å opprettholde produksjonen utover i tid. De største funnene er 7324/8-1 (Wisting) i Barentshavet, 6406/9-1 (Linnorm) i Norskehavet og 35/2-1 (Peon) i Nordsjøen.

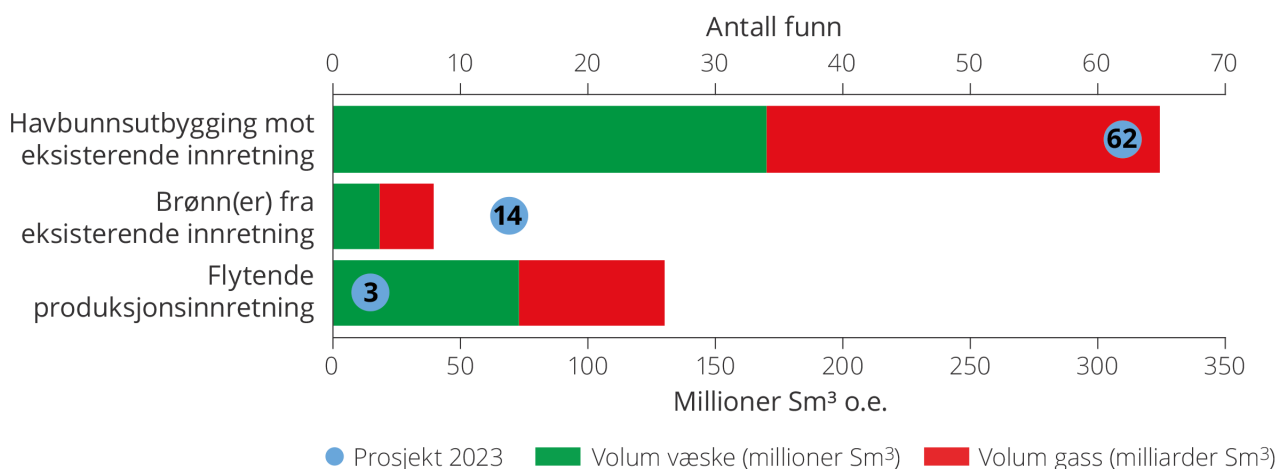


Figur 5.14 Funnportefølje i RNB (dette inkluderer alle funn i ressursklassene 4F, 5F og 7F ved utgangen av 2023). Fase (olje = grønn, gass = rød) vises i sirkler. Sirklenes størrelse representerer funnernes relative størrelse, det vil si størst sirkel viser funnet med størst

volum.

Utbygging til eksisterende infrastruktur

De fleste funnene i funnporteføljen ligger i nærheten av eksisterende infrastruktur og planlegges å bygges ut for tilknytninger/innfasinger til eksisterende infrastruktur, se figur 5.15.



Figur 5.15 Sannsynlige utbyggingsløsninger for utvikling av de 79 funnene i funnporteføljen per 31.12.2023 samt ressursene samlet per utbyggingsløsning.

For 76 av de 79 funnene i porteføljen planlegges en utbyggingsløsning med innfasing til eksisterende felt eller til andre større utbyggingsprosjekter.

Det vanligste utbyggingskonseptet er havbunnsutbygginger. For 62 av funnene er dette den mest sannsynlige løsningen. En annen mulig løsning for mindre funn nær infrastruktur er å bruke ledige brønnsliiser på eksisterende felt. Totalt er det antatt en slik løsning for 14 funn.

Markedssvikt ved innfasing av funn til eksisterende felt og infrastruktur

Tilknytning av et funn til et produserende felt krever ofte kompliserte og tidkrevende forhandlinger. Det skyldes som regel ulik eiersammensetning i utvinningstillatelsene og at eiere kan sitte på begge sider av bordet.

I tillegg til ulik eiersammensetning i utvinningstillatelsene, har eierne ofte andre kompliserende særinteresser knyttet til nærliggende infrastruktur. Her vil ulike strategiske interesser og asymmetrisk informasjon vanskeliggjøre forhandlingene og innebære betydelige transaksjonskostnader og tidsbruk.

Dersom forhandlinger fører til samme løsning som når det er samme eiere av verfts- og satellittfelt, kan maksimal verdiskaping oppnås.

Frie forhandlinger vil imidlertid ikke nødvendigvis sikre en slik løsning. Det kan føre til effektivitetstap.

En årsak til at beste løsning ikke realiseres, er at verftsfeltet er i en monopolsituasjon ettersom det ikke er lønnsomt med selvstendig utbygging og andre verftsfelt i rimelig nærhet ikke finnes. Det er kjent at monopolløsning kan gi overprising og underforsyning.

Videre kan ulik tilgang til informasjon (asymmetrisk informasjon) mellom avtalepartnere medføre at det tar lang tid å inngå en avtale, i den grad forhandlingene fører fram. Enda en markedssvikt kan vi få som følge av vertikal integrasjon, det vil si når eieren av infrastruktur selv er bruker.

Markedssvikt gir altså flere grunner for myndighetene til å gripe inn overfor tilknytningsavtaler. Samtidig står myndighetene selv overfor en del av de samme utfordringene, eksempelvis asymmetrisk informasjon, slik at effektiv direkte regulering er vanskelig å få til.

Norsk politikk er derfor å behandle hver forhandlet tilknytningsavtale separat. Forskrift om andres bruk av innretninger trekker opp en del prinsipper og prosedyrer for partenes forhandlinger for å redusere transaksjonskostnader og forhindre at forhandlingene drar for langt ut i tid.

Selvstendige utbygginger

Investering i selvstendige produksjonsinnretninger krever relativt store funn eller samordning av flere mindre funn. Samordning av flere funn utnytter stordriftsfordeler og bidrar til lavere enhetskostnader enn om funnene bygges ut og produseres hver for seg. Selv om samordning er åpenbart rasjonelt, vil ikke slike samordnede løsninger nødvendigvis realiseres på grunn av ulike eierinteresser og asymmetrisk informasjon, se boks om markedssvikt over.

Selvstendige utbygginger i områder der det ikke er tilgang til tilstrekkelig prosess- eller transportkapasitet eller der avstanden til eksisterende infrastruktur er stor, kan være viktige for utviklingen av andre ressurser i området. Etablering av ny kapasitet åpner opp for innfasing av framtidige funn og for eldre funn som i dag ikke er lønnsomme å bygge ut.

Ny infrastruktur i slike områder bør ha fleksibilitet til å kunne ivareta andre funn, påviste eller framtidige. Sokkeldirektoratet har vært spesielt opptatt av at utbygging av 7324/8-1 (Wisting) har fleksibilitet til også å kunne ivareta framtidige tilleggsressurser. Dette området i Barentshavet har et betydelig ressurspotensial, men det er ikke infrastruktur der fra før.

7324/8-1 (Wisting)

7324/8-1 (Wisting) i Barentshavet er det største oljefunnet på norsk sokkel som ikke er bygd ut. Rettighetshaverne arbeider med prosjektet, som også er et strategisk viktig prosjekt for utvikling av infrastruktur i dette havområdet. Dersom utbyggingsløsningen har fleksibel kapasitet til å ivareta framtidige tilleggsressurser, vil verdien av olje- og gassressursene i området øke.

Ulike løsninger for gassen vurderes, herunder samordnet løsning med feltene Johan Castberg og Snøhvit. Mer informasjon om dette finnes i [Sokkeldirektoratets årsrapport 2023](#).

For få funn realiseres

Rettighetshavere på sokkelen krever i tillegg til høy forventet avkastning at utbygging av funn er økonomisk robust mot vesentlig lavere olje- og gasspriser enn forventet, se boks om markedssvikt og økt utvinning i kapittel 5.

Konsekvensen kan bli at samfunnsøkonomisk lønnsomme funn ikke bygges ut. Dette trekker i retning av lavere investeringer, produksjon og verdiskaping på sokkelen enn det samfunnet er tjent med.

Balansepris brukes som beslutningskriterium

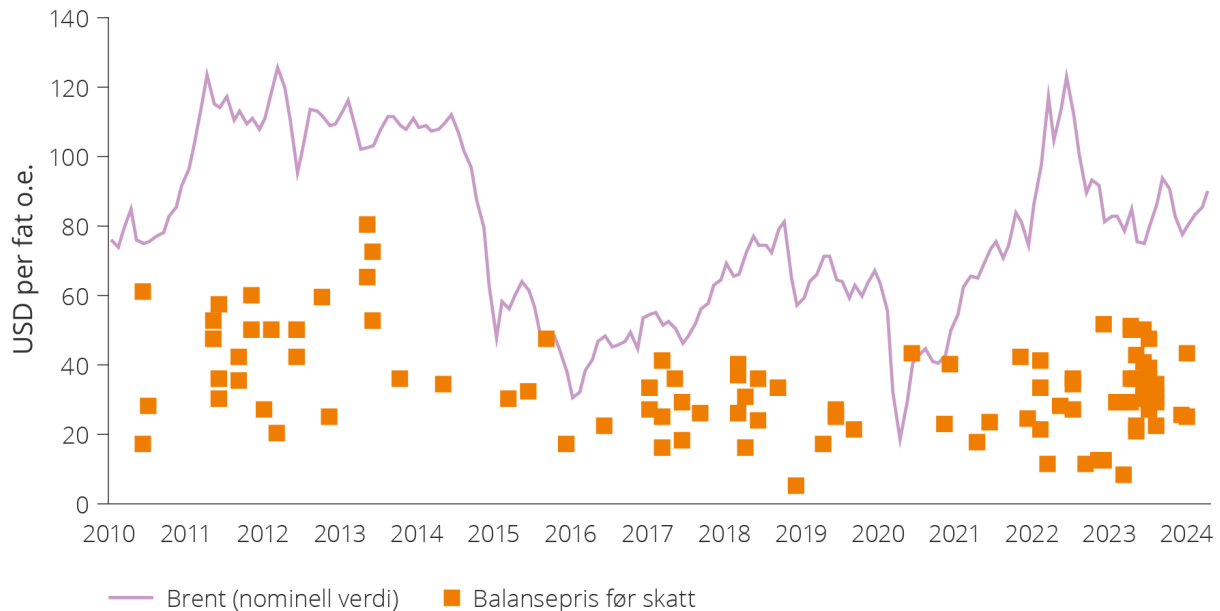
Balansepris belyser hvor robust et prosjekt er mot lavere markedspriser. Den defineres som den gjennomsnittlige, framtidige oljeprisen et funn må ha for å dekke alle framtidige investerings- og driftskostnader og samtidig gi en god avkastning av kapitalen.

Krav til balansepris er siden oljeprisfallet i 2014 i økende grad blitt brukt som kriterium for å vurdere om et funn skal bygges ut eller ikke. For eksempel kan et krav til balanseprisen på 30 USD/fat bety at prosjekter med høyere balansepris ikke blir gjennomført. Krav til balansepris brukes også ved valg av utbyggingskonsept⁽²⁹⁾.

Utvikling i balansepris

Sokkeldirektoratet har sammenlignet forholdet mellom balansepriser og faktiske oljepriser fra 2010 til 2024 for 94 ulike prosjekter, herav 71 funn. Sammenstillingen viser, med unntak av 2, at alle prosjekter har hatt en lavere balansepris enn oljepris på godkjenningstidspunktet for PUD. Med få unntak har beregnet balansepris ligget under 60 USD.

Den gjennomsnittlige balanseprisen i perioden fra 2010 til oljeprisfallet i 2014 var høyere enn i perioden etterpå og fram til pandemien i 2020. Resultatet vises i figur 5.16.



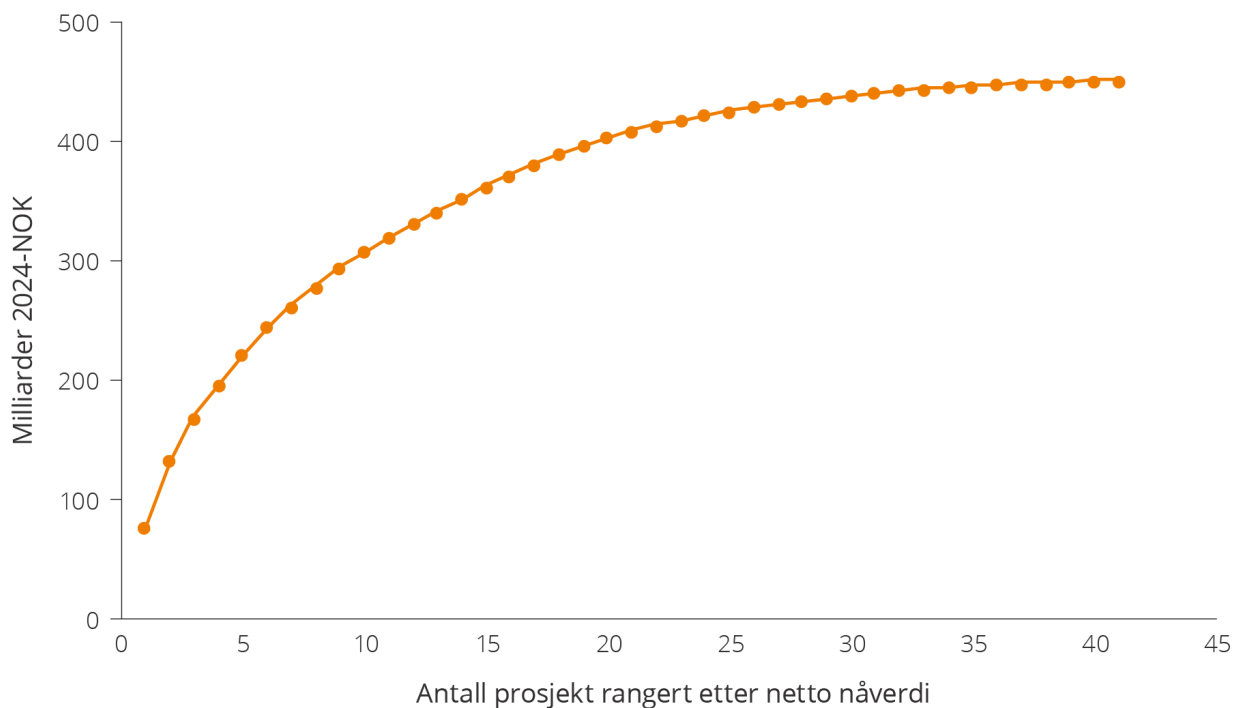
Figur 5.16 Balansepriser før skatt for utbyggingsprosjekter med PUD, endret PUD eller PUD-fritak. Figuren viser ulike funn (felts) balansepris på PUD-godkjenningstidspunktet. Balanseprisen er beregnet med 7 prosent diskonteringsrate.

Etter 2020 ble det levert inn flere PUD-er enn i perioden før. I 2022 ble det levert inn hele 13 PUD-er. I perioden etter 2020 er det flere funn med balansepris høyere enn 40 USD/fat enn i perioden etter oljeprisfallet i 2014 og fram til 2020.

Det er ulike forklaringer til denne utviklingen. En forklaring kan være de midlertidige endringene i petroleumsskatteloven(30), som i en situasjon preget av stor usikkerhet om framtiden, ble innført for å hindre at utbyggingsprosjekter havnet i skuffen i forbindelse med pandemien i 2020.

Denne endringen, kombinert med at olje- og gassprisene etter hvert økte fra et svært lavt nivå i 2020, forhindret at prosjektene ble satt på vent. De økte prisene medførte også at forventningene om framtidige priser gradvis økte og at usikkerheten om framtiden derfor avtok.

Sammenstillingen viser at verdien av alle prosjektene som ble realisert under den midlertidige skatteordningen i 2020-2022 er betydelig. Netto nåverdi utgjør til sammen 450 milliarder 2024-NOK. Prosjektene er rangert etter netto nåverdi, se figur 5.17.



Figur 5.17 Akkumulert verdi fra prosjekt som ble realisert under den midlertidige skatteordningen i 2020 –2022. Produktpriser er anslag fra nasjonalbudsjett/revidert nasjonalbudsjett.

Gassfunn som ikke er bygget ut

82 gassfunn er ikke bygget ut. To av de største er 35/2-1 (Peon), et gassfunn som ligger veldig grunt i Nordsjøen, og 6406/9-1 (Linnorm) i Norskehavet, som har til dels tette reservoarer dypt under havbunnen. For 47 av disse er utvinning lite sannsynlig (ressursklasse 6, se kapittel 3).

Grunne og tette reservoarer er noen av årsakene til at funn ikke bygges ut. En av hovedutfordringene med grunne reservoarer er lavt opprinnelig trykk. Utfordringer med tette reservoarer er blant annet lav gjennomstrømming.

Andre årsaker kan være krevende gassammensetning som kan være dyrt å produsere eller rense. Det kan også være mangel på nærliggende infrastruktur. Videre kan rettighetshavere og operatører nedprioritere utbyggingen på grunn av mangel på personell, teknologi og materiell. Årsakene til utsettelse av utbygginger er mangfoldige og ofte komplekse, se markedssvikt kapittel 3.

Måltrettet arbeid for å implementere teknologi for økt produktivitet i tette og grunne gassreservoarer, kan bidra til økt utvinning og verdiskaping, se [kapittel 6](#).

Eksempler på gassfunn som ikke er bygget ut

35/2-1 (Peon)

Peon i Nordsjøen er et av de største gassfunnene på sokkelen som ennå ikke er bygget ut. Funnet ble gjort i 2005 og ligger nord for Gjøfæltet. Det er påvist 27 milliarder Sm³ gass. Ressursene ligger grunnere enn 1000 meter og i til dels ikke konsolidert sandstein. Gassen er tørr, det vil si den består av nesten ren metan (99,5 prosent).

En av hovedutfordringene med grunne reservoarer er lavt opprinnelig trykk og lav gasstetthet (Ressursrapport (2019)). Det gjør det vanskelig å få til effektiv drenering av store nok volumer per brønn.

Fordi reservoaret i 35/2-1 (Peon) ligger svært grunt ble det i 2020 boret en testbrønn for å bekrefte mulighet for å bore en avlastingsbrønn. For å kunne utvinne gassen kan det være behov for kompresjon, enten offshore, eller ved et mottaksanlegg. Rettighetshaverne arbeider i 2024 med studier for valg av utbyggingsløsning.

6406/9-1 (Linnorm)

I Norskehavet er det flere eksempler på funn gjort i tette reservoarer, blant annet 6406/9-1 (Linnorm). Reservoaret ligger på om lag 5000 meters dyp og har relativt høyt CO₂- og H₂S-innhold. Utvinning er utfordrende på grunn av høy trykk på 840 bar og høy temperatur opp til 184 grader og et komplekst reservoar med varierende kvalitet.

Det finnes store forekomster av gass i dype og tette reservoar. Høyt trykk, høy temperatur og sementering som følge av økende dyp, bidrar til at effektiv utvinning blir komplisert. Se [Ressursrapport 2017 \(32\)](#).

Dårlig gasskvalitet kan være svært fordyrende for funn som allerede har andre utfordringer, som for eksempel stort havdyp, tett reservoar eller stor avstand til eksisterende infrastruktur.

I noen tilfeller kan utsettelse av utbygging åpne for nye muligheter. Ny teknologi kan bidra til at mer av gassen i de tette sonene kan utvinnes. Det kan også føre til at mindre investeringer for å fjerne CO₂-blir nødvendig fordi nye muligheter for utblanding åpner seg.

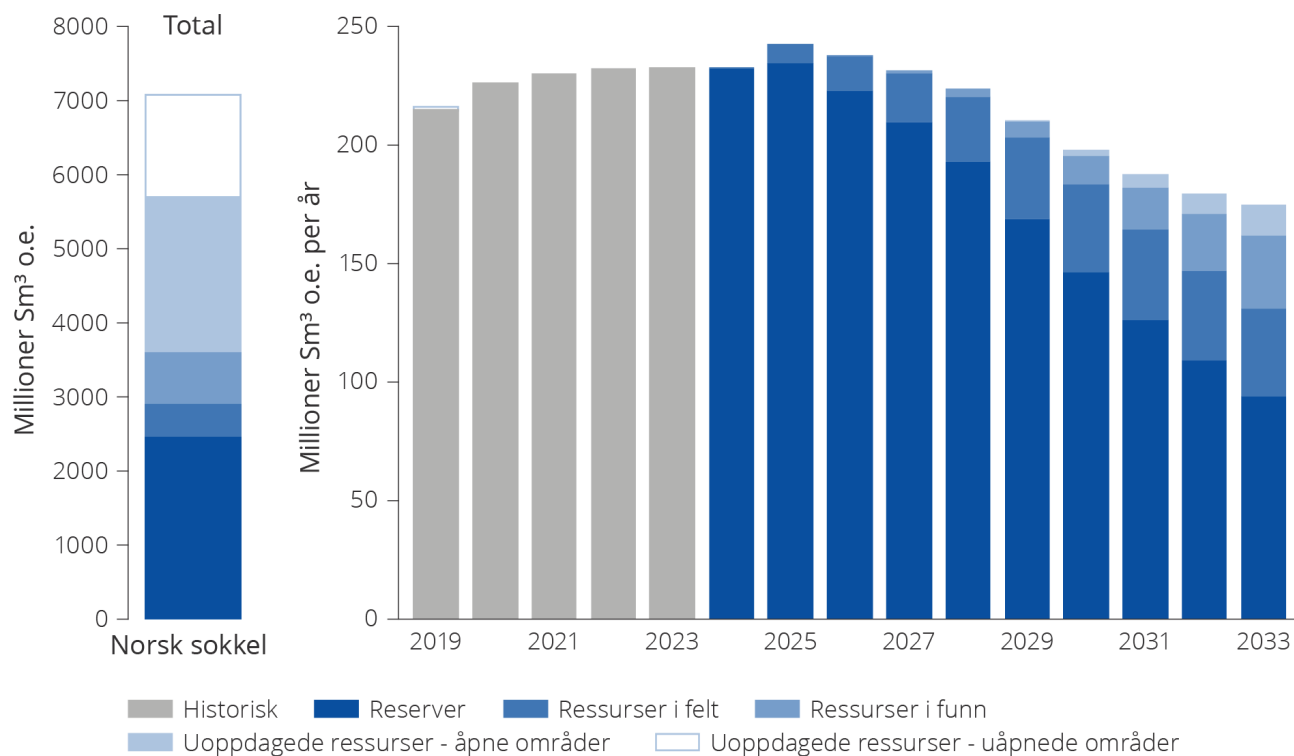
Leting gir grunnlag for langsiktig produksjon

Det er fortsatt store uoppdagede ressurser igjen på norsk sokkel. Uoppdagede ressurser er de mengder petroleum som er anslått til å kunne bli utvunnet fra forekomster som ennå ikke er påvist ved boring. For å finne tilstrekkelige ressurser til å opprettholde aktivitet og produksjon over tid, må det letes mer både nær infrastruktur og i mer umodne områder.

De uoppdagede ressursene gir store muligheter både i modne og mindre utforskede områder. Økt kunnskap, bedre datadekning, nye arbeidsmetoder og ny teknologi åpner for nye letemuligheter og kan gi flere lønnsomme funn.

De forventede uoppdagede ressursene inneholder antagelser om antall og størrelse på uoppdagede petroleumforekomster. På basis av disse antagelsene, samt forutsetninger om framtidig antall undersøkelsesbrønner, funnrate og ledetid fra funn til produksjonsstart, er det laget en framskrivning av produksjonen fra framtidige funn.

Hvor mye vi anslår kan komme i produksjon fram mot 2033, vises i figur 5.18. Siden det kan ta flere år fra det blir gjort et funn til det er i produksjon, er det begrenset med produksjon fra leting fram til 2030.

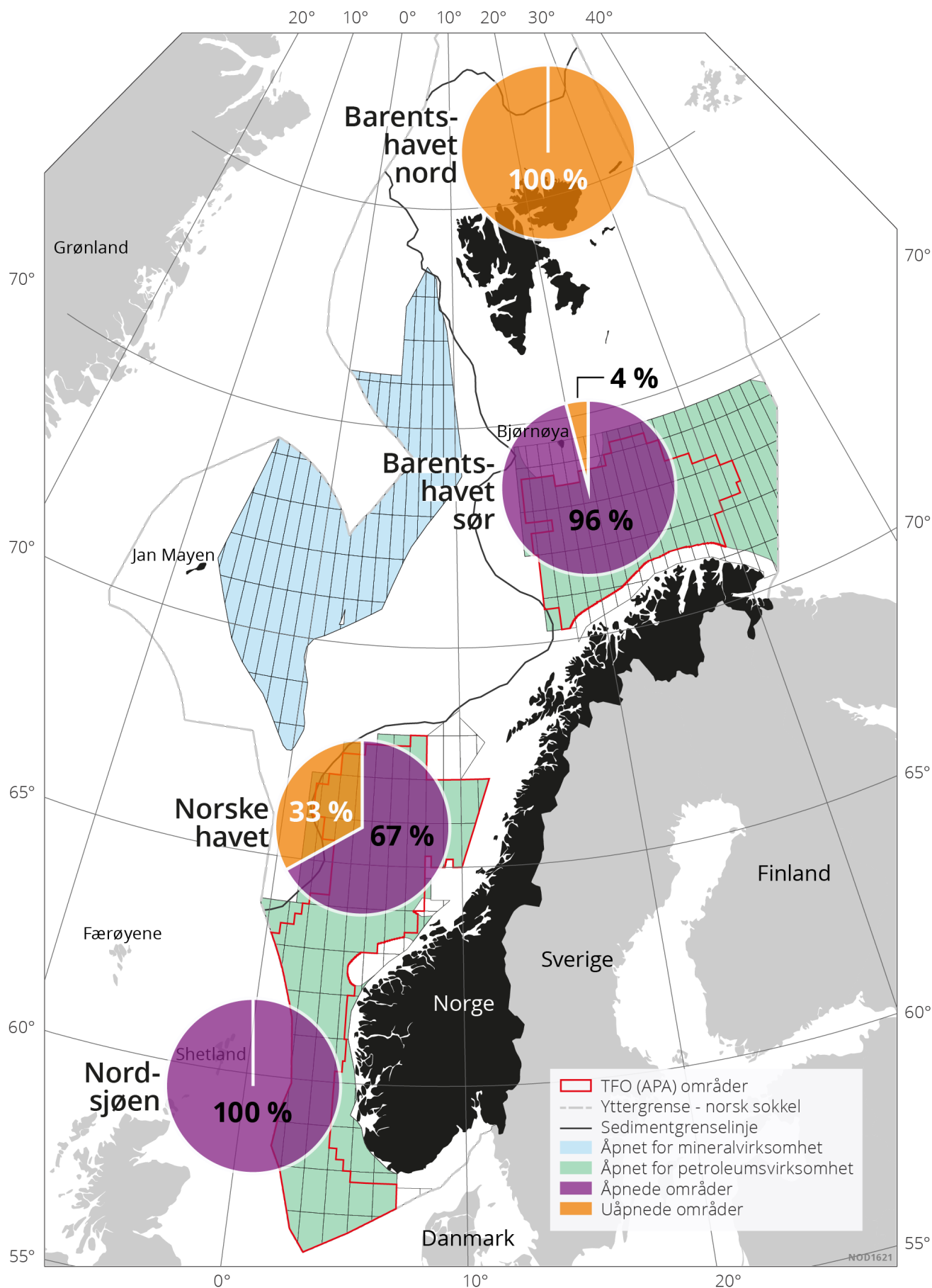


Figur 5.18 Gjenværende reserver og ressurser. Historisk totalproduksjon 2019–2023, forventet framtidig produksjon fra reserver og ressurser i felt og funn og uoppdagede ressurser i åpne områder for perioden 2024–2033.

Store uoppdagede ressurser

Sokkeldirektoratet skal ha best mulig kunnskap om ressursgrunnlaget på norsk sokkel. Det er derfor viktig å ha så god og oppdatert oversikt over petroleumsressursene som mulig. Dette skjer gjennom eget geologisk arbeid, egen innsamling av data og ved å innhente og bearbeide eksterne data, herunder data fra næringen. Samtidig er det nødvendig med kontinuerlig vurdering av det faglige grunnlaget og kunnskapen om ressursene.

Oppdatert estimat for uoppdagede ressurser er 3480 millioner Sm³ o.e (figur 4.3, kapittel 4). Over halvparten (60 prosent) av de uoppdagede ressursene forventes å være i områder som allerede er åpnet for petroleumsvirksomhet. Ressursene fordeler seg med 28 prosent i Barentshavet, 14 prosent i Norskehavet og 18 prosent i Nordsjøen. Figur 5.19 viser fordelingen av ressursene på åpnet og uåpnet areal i hvert havområde.



Figur 5.19 Prosentvis fordeling av uopptagede ressurser på åpnete og uåpnede områder.

I tabellene (tabeller 5.1 og 5.2) vises sannsynlighetsfordelingen med P95- og P05-estimer. Disse viser sannsynlig volum av uoppdagede ressurser større enn eller lik henholdsvis 95 prosent og 5 prosent.

Havområde	Væske millioner Sm ³			Gass milliarder Sm ³			Sum oljeekvivalenter millioner Sm ³		
	P95	Forventning	P05	P95	Forventning	P05	P95	Forventning	P05
Nordsjøen	150	395	835	90	215	440	300	610	1 100
Norskehavet	105	350	770	145	375	750	265	725	1 485
- Barentshavet sør	135	445	990	190	575	1 230	330	1 020	2 185
- Barentshavet nord	85	655	1 805	90	470	1 195	210	1 125	2 950
Barentshavet	385	1 100	2 325	430	1 045	2 015	845	2 145	4 280
Totalt, norsk sokkel	945	1 845	3 200	905	1 635	2 650	1 940	3 480	5 700

Havområde	Alle områder			Åpnede områder			Uåpnede områder		
	Væske mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	Sum o.e. mill Sm ³	Væske mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	Sum o.e. mill Sm ³	Væske mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	Sum o.e. mill Sm ³
Nordsjøen	395	215	610	395	215	610			
Norskehavet	350	375	725	180	305	485	170	70	240
- Barentshavet sør	445	575	1020	425	555	980	20	20	40
- Barentshavet nord	655	470	1125				655	470	1125
Barentshavet	1 100	1 045	2 145	425	555	980	675	490	1 165
Totalt, norsk sokkel	1 845	1 635	3 480	1 000	1 075	2 075	845	560	1 405

Tabeller 5.1 og 5.2 Ressursregnskap per 31.12.2023.

Slik estimeres uoppdagede ressurser

Sokkeldirektoratet bruker en statistisk metode kalt letemodellanalyse for å beregne uoppdagede petroleumsressurser. Metoden går ut på å systematisere og beskrive den geologiske forståelsen av et område og definere letemodeller.

Analyser av mer enn 70 letemodeller danner grunnlag for estimatet for uoppdagede ressurser. Blant de viktigste parameterne som inngår i analysene er antall prospekt og prospektmuligheter (mulige petroleumsforekomster), volum og funnsannsynlighet. Direktoratet får i tillegg informasjon om kartlagte prospekter gjennom søknader om utvinningstillatelser i konsesjonsrunder og fra dokumentasjon i aktive og tilbakeleverte utvinningstillatelser.

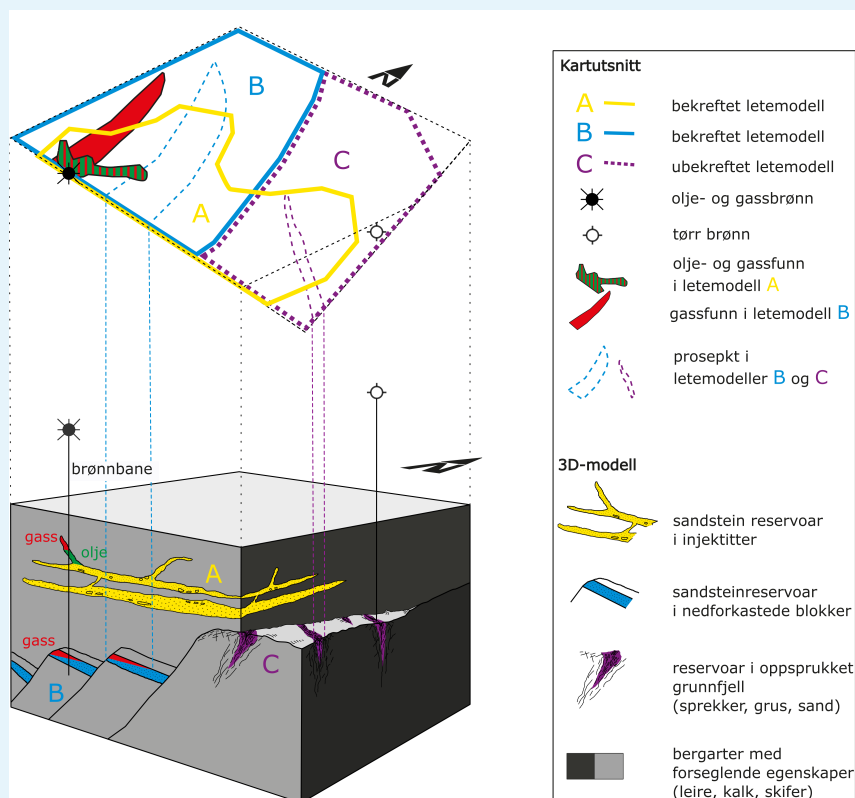
Brønninformasjon, funnrater og utvinningsgrader samt data som er samlet inn gjennom eget feltarbeid og seismisk kartlegging er andre eksempler på data som benyttes i analysene. Letemodellene analyseres hver for seg. Deretter legges det inn avhengigheter mellom relevante modeller før de estimerte ressursene summeres områdevis. Dette gjøres for å få et totalt estimat for henholdsvis Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet (sør og nord).

Estimatene for uoppdagede ressurser i områder åpnet for petroleumsvirksomhet oppdateres årlig. Oppdateringen baseres på vurderinger rundt siste års leteresultater, eventuelle nye studier samt relevant informasjon fra selskapene. For områder som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet oppdateres estimatene bare hvis det er innhentet nye data som har gitt vesentlig ny informasjon.

Hvor mye estimatene endres som følge av brønnresultater, avhenger både av hvor mye resultatet fra brønnene avviker fra forventningene og hvor mye data som var tilgjengelig før brønnen ble boret. For en moden letemodell med mange brønner og mange funn, endres estimatene vanligvis ikke like mye som for eksempel for en letemodell uten funn eller tidligere brønner.

Selv om datamengden bak analysene er betydelig, vil estimatene alltid ha en viss usikkerhet. Kun boring av brønner kan avkrefte eller bekrefte hydrokarbonforekomster og -størrelse. Usikkerheten i områder der det er boret mange brønner er mindre, fordi store mengder brønndata og geologiske analyser har ført til økt kunnskap om området.

På engelsk brukes ofte begrepet "yet-to-find" om uoppdagede ressurser. Dette kan lett tolkes som om det er et estimat på hva som kommer til å bli funnet heller enn et estimat på hva som kan finnes. Sokkeldirektoratets estimat for uoppdagede ressurser omfatter olje og gass som antas å kunne påvises og produseres med dagens kunnskap og dagens teknologi. I estimatet er det ingen antakelser om lønnsomhet eller leteaktivitet.



Det todimensjonale kartutsnittet over letemodellen viser en projeksjon av letemodellene, funnene og brønnene. Metodikken, letemodeller og prospekt er utdypende forklart i [Ressursrapport 2022, kapittel 2](#) og i [Ressursrapport 2020, kapittel 3](#). Den vestlige brønnen (olje-gass-brønn) ble boret for å teste letemodell A og B. I brønnen ble det påvist olje og gass i letemodell A og gass i letemodell B. Disse letemodellene ble dermed bekreftet. Det vil si at petroleumssystemet fungerer og produserer hydrokarboner, migrasjon inn i reservoar fungerer og letemodellene har feller som hindrer olje og gass i å migrere videre til overflaten. Den østlige brønnen ble brukt for å teste letemodell C som er et letekonsept med reservoar i oppsprukket grunnfjell. Brønnen påviste ikke hydrokarboner (er tørr) og letemodellen ble ikke bekreftet.

Uoppdagede ressurser i uåpnede områder i Barentshavet

En viktig del av Sokkeldirektoratets arbeid har historisk vært å kartlegge uåpnede områder for å øke forståelsen og kunnskapen om geologien i disse områdene.

Siden 2012 har vi i hovedsak samlet inn data i Barentshavet nord, særlig i de nordøstlige delene mot grensen til Russland.

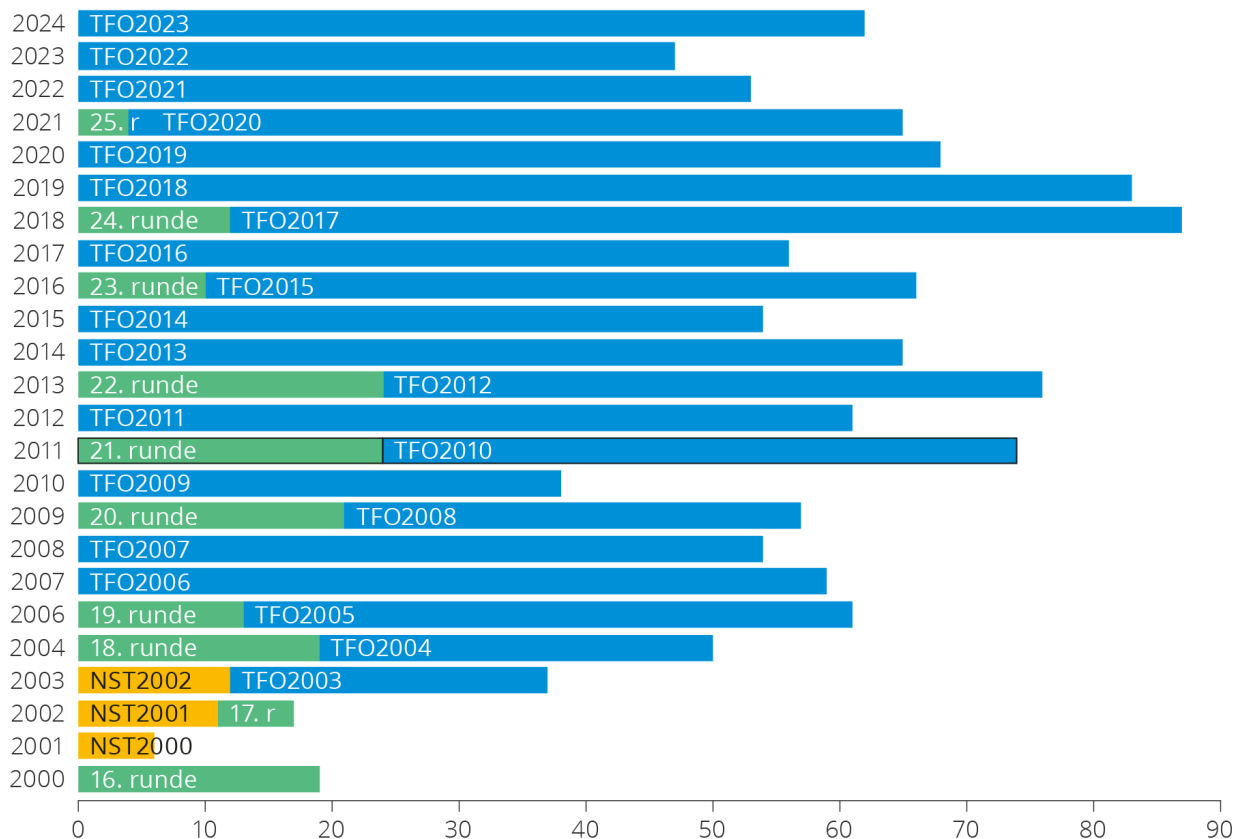
Litt over halvparten av de uoppdagede ressursene i Barentshavet ligger i områder som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet, for det meste i Barentshavet nord, se tabell 5.1 og 5.2.

I dette området er sannsynligheten for å gjøre nye store funn på norsk sokkel størst. Kartleggingen viste store strukturer som kan inneholde betydelige mengder olje og gass i deler av de uåpnede områdene i Barentshavet nord. Deler av området kan være en prospektiv petroleumspровins med flere store bassenger, plattformer og høyder(33,34). Usikkerheten er betydelig ettersom kartleggingen er basert på begrensede mengder 2D-seismiske data og ingen letebrønner, kun grunne borehull. Ingen av letemodellene i området er bekreftet med letebrønner.

Tilgang til areal

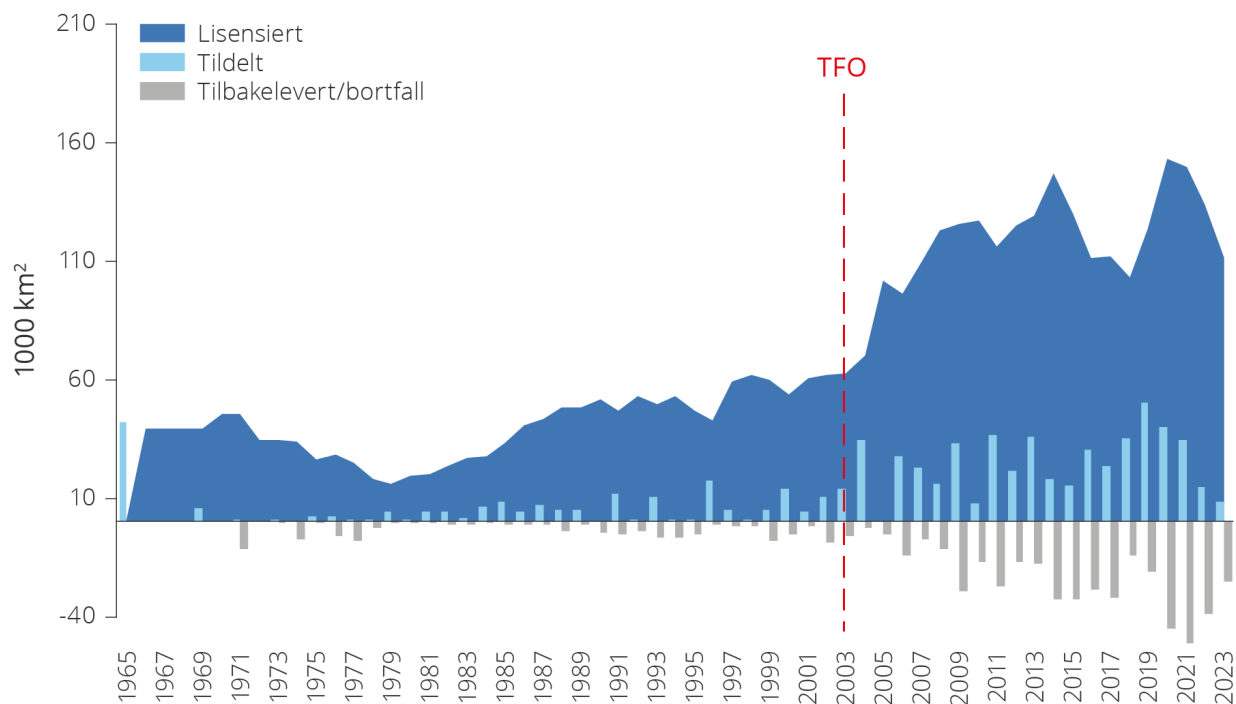
God tilgang på attraktivt leteareal i konsesjonsrunder er viktig for å opprettholde letevirksomheten og legge til rette for nye funn. Det er to likestilte typer konsesjonsrunder på norsk sokkel, nummererte runder og tildelinger i forhåndsdefinerte områder (TFO). Etter 1999 har det vært årlige TFO-runder. De nummererte rundene i mindre utforskede leteområder har som regel kommet hvert annet år. Den siste nummerte runden ble utlyst i 2020.

Antall tildelinger per år er vist i figur 5.20.



Figur 5.20 Antall utvinningstillatelser tildelt siden 2000.

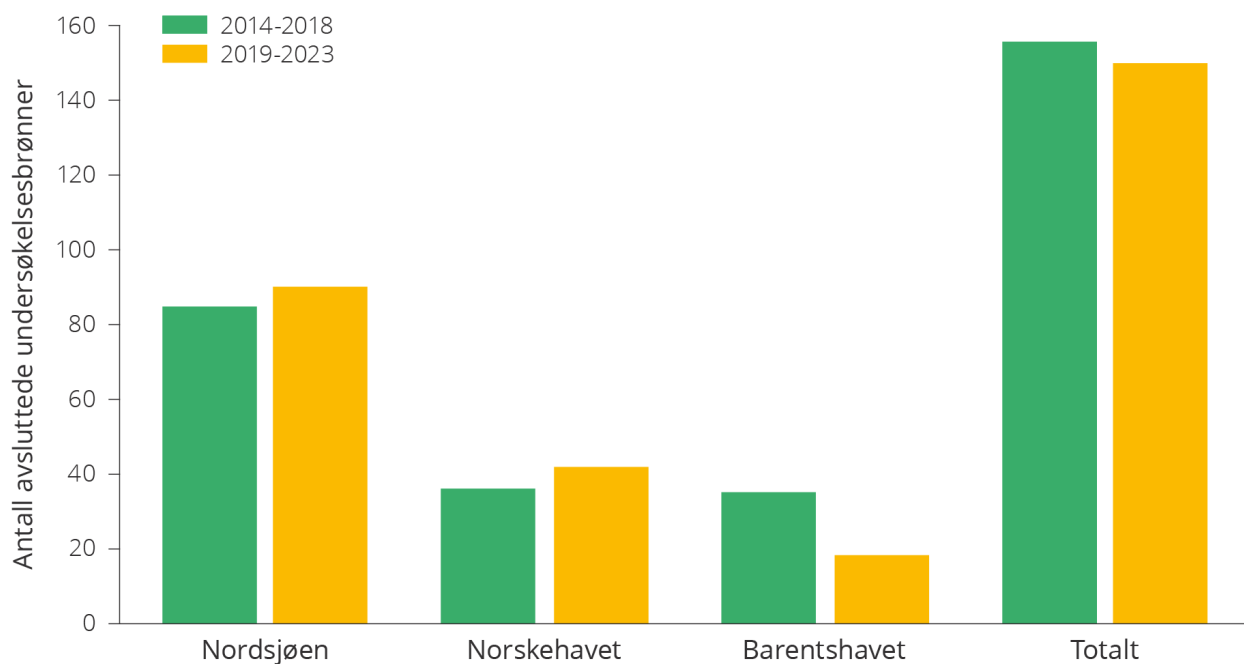
Omfanget av tilgjengelig areal vist i figur 5.21. Den viser tildelt, lisensiert og tilbakelevert areal i 1000 km².



Figur 5.21 Utvikling i tilgjengelig leteareal på norsk sokkel.

Letetrender 2019–2023

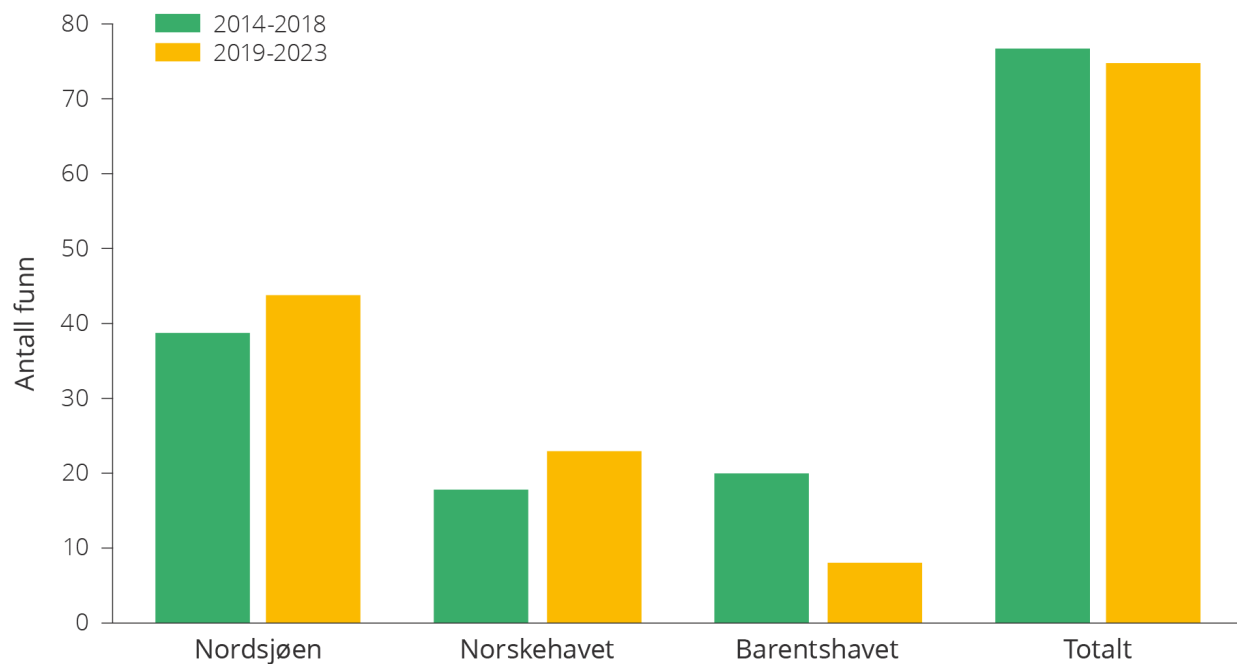
I perioden 2019–2023 ble det avsluttet 150 undersøkelsesbrønner på norsk sokkel. I femårsperioden før var tallet 156, se figur 5.22. I perioden 2014 til 2023 har antallet per år vært relativt stabilt på om lag 30 brønner. Antall avgrensingsbrønner i perioden 2019–2023 var 43, mot 73 i perioden 2014–2018. Totalt sett har antall letebrønner falt med 16 prosent sammenlignet med femårsperioden før, mens antallet undersøkelsesbrønner er redusert med 4 prosent.



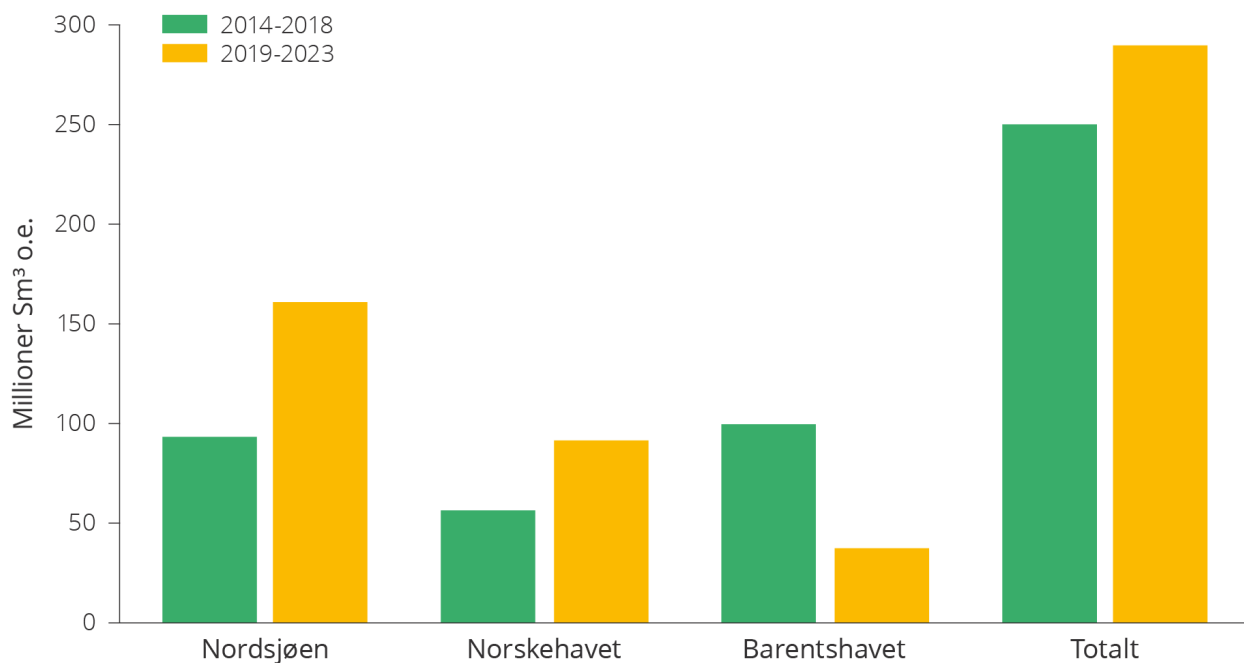
Figur 5.22 Avsluttede undersøkelsesbrønner på norsk sokkel i perioden 2014–2023.

Antall undersøkelsesbrønner i Nordsjøen de siste fem årene har økt fra 85 til 90 og fra 36 til 42 i Norskehavet, mens antallet i Barentshavet har gått ned fra 35 til 18.

Antall funn i perioden 2019–2023 var 76, se figur 5.23. Det er 2 mindre enn i femårsperioden forut. Imidlertid er totale ressurser i funn i perioden 2019–2023 40 millioner Sm³ mer enn femårsperioden forut, totalt 290 millioner Sm³. Det er særlig i Nordsjøen letevirksomheten har gitt økt ressurstilvekst, se figur 5.24.



Figur 5.23 Antall funn på norsk sokkel i perioden 2014–2023.

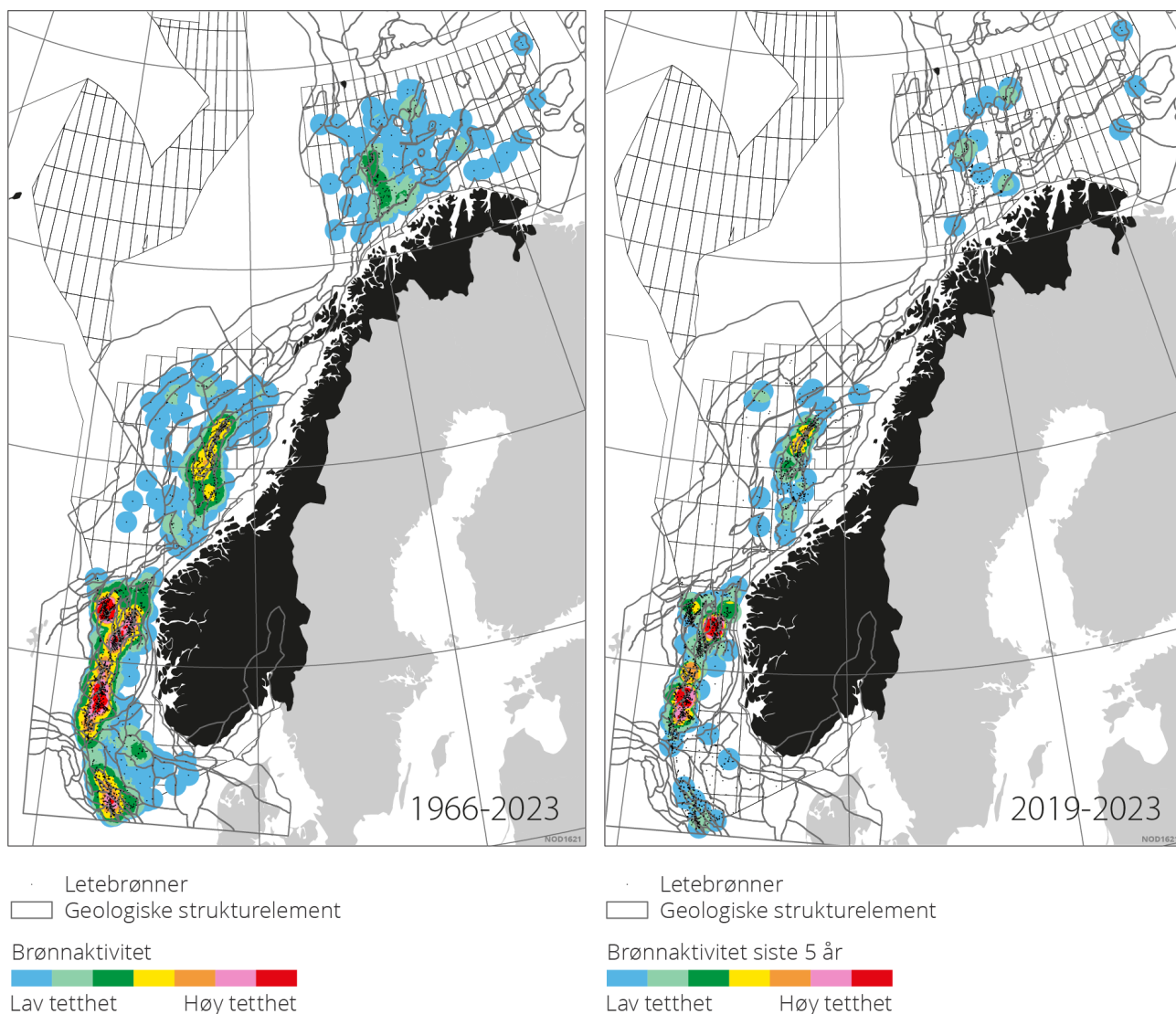


Figur 5.24 Ressurser i funn på norsk sokkel i perioden 2014–2023 (inkludert ressurser i ressursklasse 6).

Undersøkellesbrønnene mellom 2019 og 2023 ble stort sett boret i kjente områder. På kartet til venstre i figur 3.25 vises tettheten av undersøkellesbrønner boret fra 1966 til og med 2023.

Konsentrasjon av brønner er høy i Sentralgrabenen i den sørlige delen av Nordsjøen, nordover i Vikinggrabenen, på Tampenkilen og Hordaplattformen i den midtre og nordlige delen av Nordsjøen. I Norskehavet ble det boret flest brønner på Halten- og Dønnaterrassene. I Barentshavet er tettheten størst i og omkring Hammerfestbassenget og nordover over Loppfjella og i Johan Castberg-området.

Kartet til høyre i figur 5.25 viser tilsvarende at i Nordsjøen er aktiviteten i perioden 2019 til 2023, konsentrert i de samme områdene som i kartet til venstre. Unntaket er den sørlige delen av Nordsjøen. Det er få brønner utenfor disse områdene. I Norskehavet er brønnene konsentrert på Halten- og Dønnaterrassene. Det er få brønner utenfor dette området. I første del av denne femårsperioden ble det boret flere brønner i mindre kjente områder i Barentshavet, mens de fleste brønnene ble boret i Johan Castberg-området mot slutten av perioden.



Figur 5.25 Kartene viser brønntetthet. Områder med få brønner vises med blåfarger. Områder med høyt antall brønner per areal (høy brønntetthet) vises med rødt. Det er brukt 30 kilometer som buffer rundt brønnene.

Nordsjøen

Leteaktiviteten i den sørligste delen av Nordsjøen har vært relativt lav med 11 undersøkelsesbrønner fra 2019 til og med 2023. Resultatene fra de 11 brønnene var 3 små funn, hvorav 2 er klassifisert i ressursklasse 6 (utvinning lite sannsynlig). Leteaktiviteten var også lav i perioden 2014–2018 med 10 undersøkelsesbrønner, men resultatene var bedre i og med funnet 2/4-23 S (Julius) i 2015 som nå er en del av Fenris-feltet. Feltet er under utbygging.

I midtre del av Nordsjøen har aktiviteten fra 2019 til og med 2023 vært høy med 34 undersøkelsesbrønner, mot 25 i femårsperioden forut. 8 av brønnene er boret på Utsirahøyden. De øvrige er boret i Vikinggrabenen og terrassene opp mot Utsirahøyden. Det er gjort funn i 19 av de 34 brønnene. De største var 25/8-20 B i 2021 (nå inkludert i Balderfeltet) og 25/7-11 S (Norma) i 2023.

Aktiviteten har vært størst i den nordlige delen av Nordsjøen. Her ble det boret 45 undersøkelsesbrønner i perioden 2019–2023. Det er en nedgang fra 50 i forhold til forrige periode. Det var funn i 22 av brønnene. De tre største funnene var 35/10-10 S (Carmen) i 2023, 30/2-5 S (Atlantis) i 2020 og 31/2-22 S (Blasto) i 2021. Leteaktiviteten har vært særlig høy i området vest for Fram-feltet og mot vestflanken av Troll (Lomreterrassen) med i alt 15 av de 45 brønnene.

Norskehavet

Det ble boret 42 undersøkelsesbrønner i Norskehavet i perioden 2019 –2023. Det er 6 flere enn i perioden 2014–2018. 25 av brønnene er boret på Halten- og Dønnaterrassene. Det ble gjort funn i 19 av disse. Det gir en teknisk funnrate på 76 prosent.

Det ble videre boret 8 brønner på Frøyhøgda, Trøndelagsplattformen, Sørhøgda og Grønnøyhøgda. Det ble gjort 1 lite funn på Grønnøyhøgda, 6611/1-1 (Toutatis). Ellers var alle tørre. Det ble også boret 8 brønner i bassengene og synklinalene vest og nordvest for Halten- og Dønnaterrassene. Her ble det gjort 3 små gassfunn.

Barentshavet

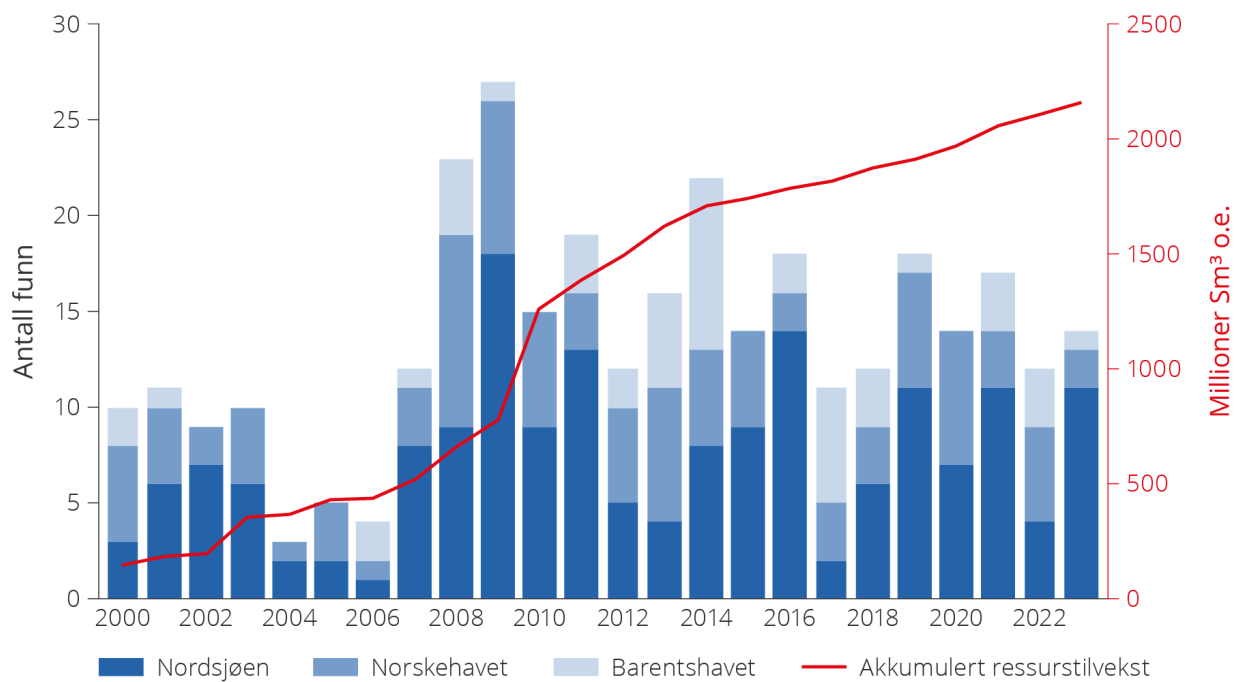
I perioden 2019–2023 ble leteaktiviteten nesten halvert i forhold til den foregående femårsperioden. 18 undersøkelsesbrønner ble boret, men bare 1 i 2023. Det ble gjort 8 funn.

De siste brønnene, som selskapene hadde forpliktet seg til å bore i den sørøstlige delen av Barentshavet i 23. konsesjonsrunde, ble boret i denne perioden. Resultatet ble 2 tørre brønner på Signalhorndomen i 2019, 1 tørr brønn på Haapetdomen i 2020 og 1 lite gassfunn på Fedynskyhøda i 2021. Funnet ble gjort i en tidligere ikke påvist letemodell med reservoar i karbonater i Ørn-formasjonen av senkarbon til tidligperm alder.

I siste del av denne perioden ble det boret 5 brønner i områdene rundt Johan Castberg-, Snøhvit- og Goliatfeltene. Det var funn i alle brønnene. Det største funnet var 7122/9-1 (Lupa) gjort mot slutten av 2022. Det ble også gjort 3 funn i Johan Castberg-området som kan gi betydelige tilleggsressurser til feltet. 7220/7-4 (Isflak) og 7220/8-2 S (Snøfonn Nord) var de største av dem.

Betydning av leting for framtidig produksjon

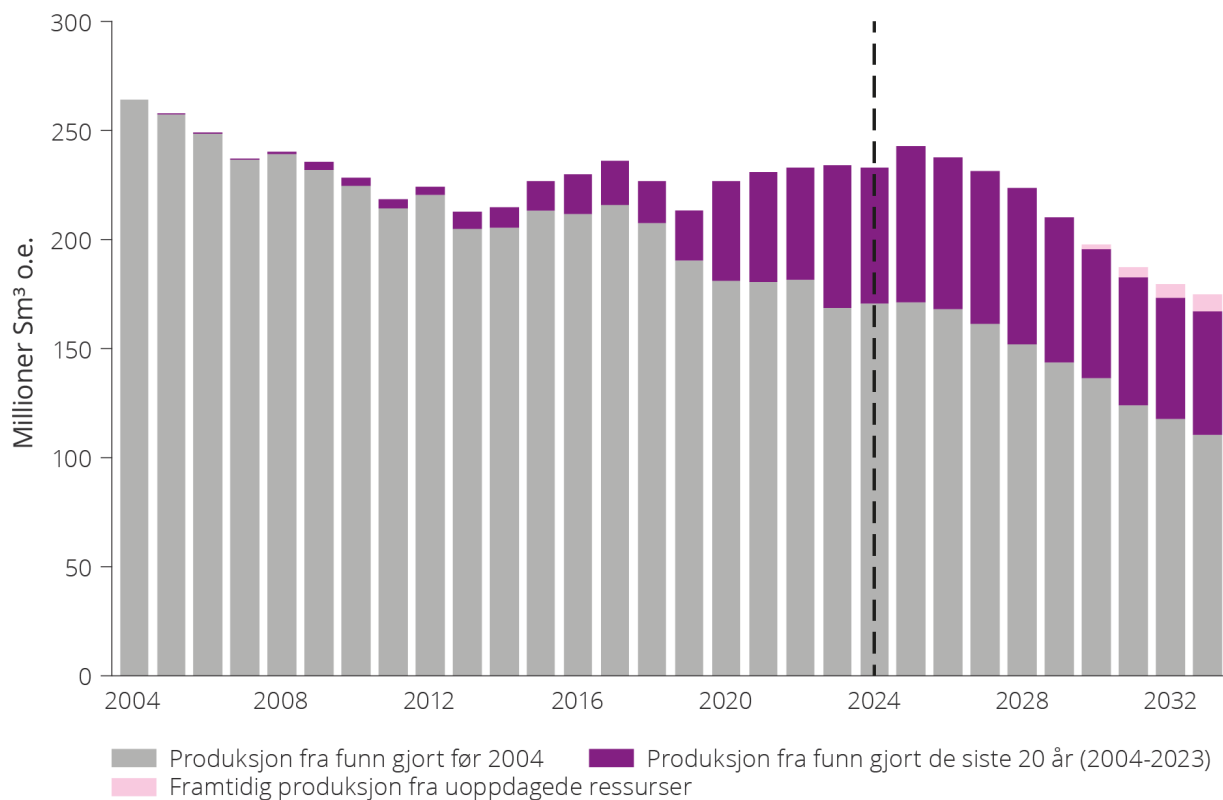
Total ressurstilvekst og antall funn fra letevirksomheten siden 2000 er vist i figur 5.26.



Inkl RK6

Figur 5.26 Antall funn per havområde og total ressurstilvekst, 2000–2023.

Selv om leteaktiviteten er relativt stabil og det gjøres funn, er ikke ressurstilveksten stor nok til å motvirke effekten av fallende produksjon fra de eksisterende feltene etter 2027. Figur 5.27 viser effekten på totalproduksjon av letevirksomheten de siste 20 årene (i mørk lilla). De nye funnene har bidratt til å bremse produksjonsnedgangen fra 2017 og ventes å bidra til å holde produksjonen relativt stabil fram til 2027–2028 før den faller raskt.

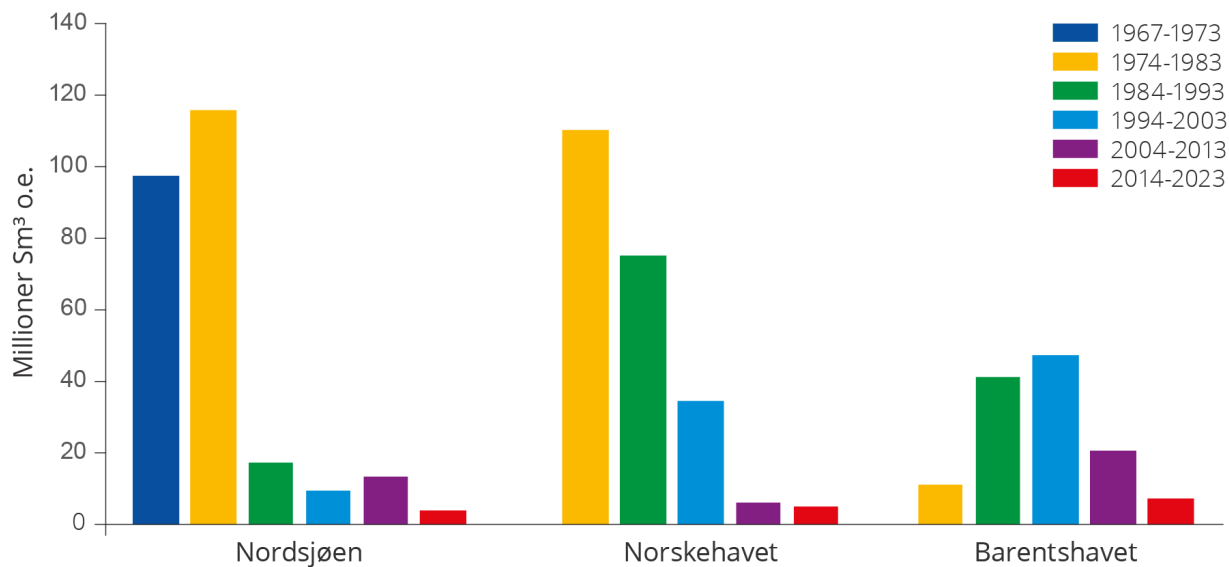


Figur 5.27 Effekt av letevirksomheten de siste 20 årene på historisk og framtidig totalproduksjon.

Funnene som blir gjort er gjennomgående små. For å bremse nedgangen i produksjonen, må det bores flere undersøkelsesbrønner per år enn det som i gjennomsnitt er boret siden 2016. I tillegg må det gjøres flere og større funn. Det er størst mulighet for å gjøre store funn i mindre utforskede områder i åpne områder og i områder som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet.

Funnene er mindre

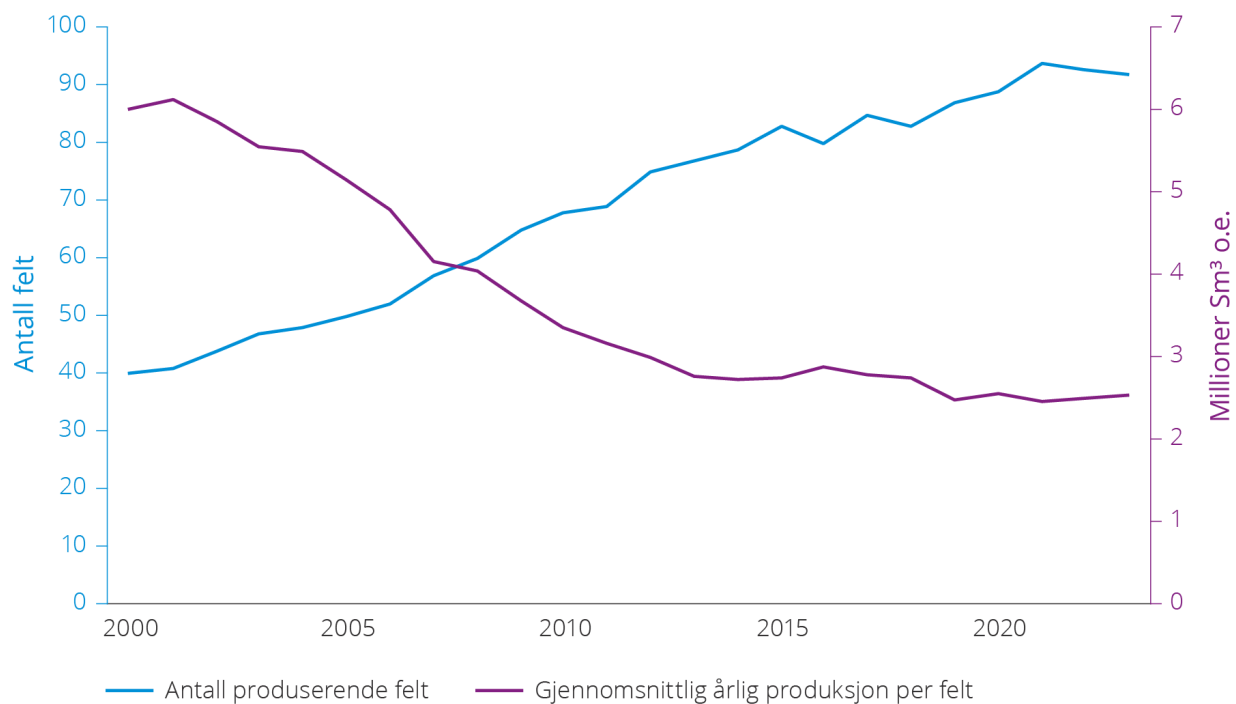
Internasjonal erfaring viser at de største funnene blir gjort tidlig i utforskningsfasen i en ny petroleumsprovinns, og at funnstørrelsen avtar etter hvert som petroleumsprovinser modnes. Dette gjelder også på norsk sokkel, se figur 5.28.



Figur 5.28 Gjennomsnittlig funnstørrelse fordelt på områder og perioder (uten ressursklasse 6).

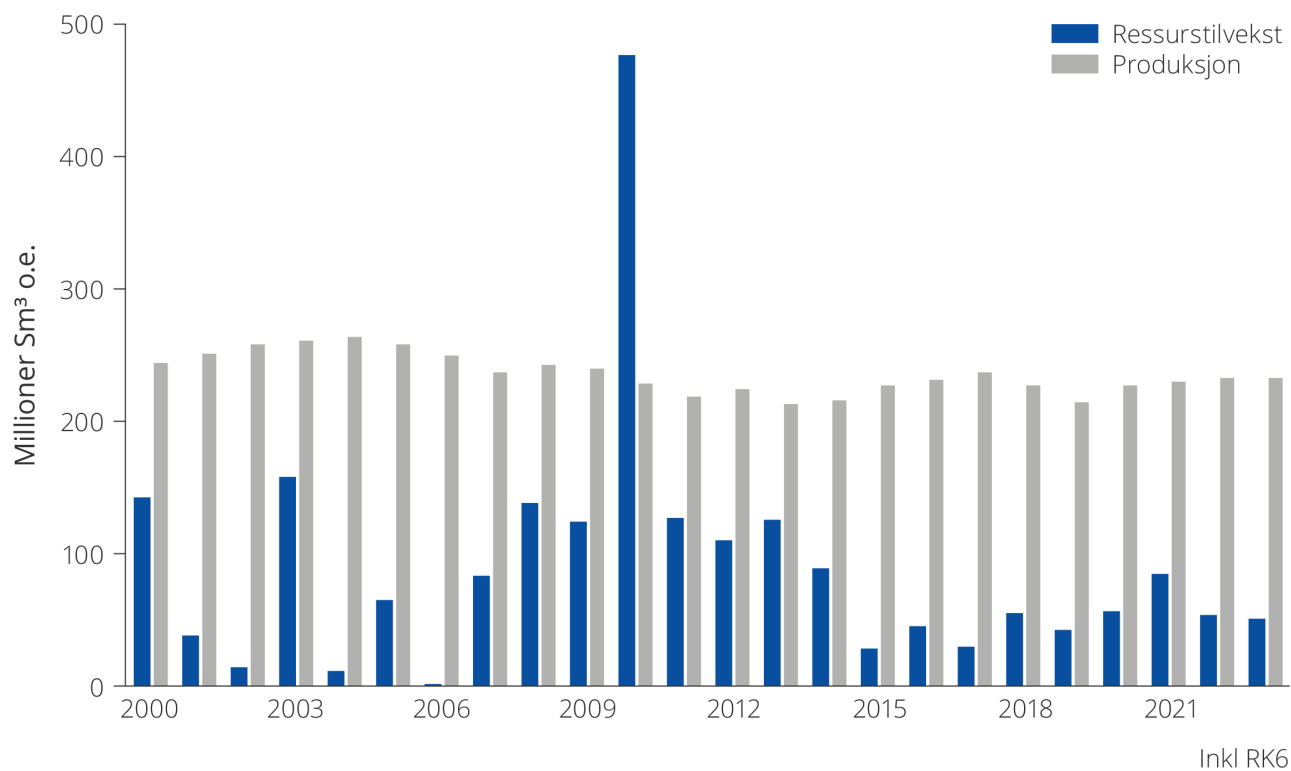
De største funnene, med unntak av Ormen Lange i 1997 og Johan Sverdrup i 2010, ble gjort på 1970- og 1980-tallet. Gjennomsnittlig funnstørrelse i årene 2014–2023 har vært om lag 5,2 millioner Sm³ o.e. på sokkelen totalt, 3,5 i Nordsjøen, 4,8 i Norskehavet og 7,2 i Barentshavet.

Nedgangen i gjennomsnittlig funnstørrelse reflekterer en naturlig utvikling i en moden petroleumsprovinns hvor det ikke åpnes opp nye arealer. Med avtakende funnstørrelse må produksjonen fra de store feltene erstattes av flere mindre funn. Denne utviklingen, med antall produserende felt og produksjon per felt, er vist i figur 5.29.



Figur 5.29 Utvikling i antall produserende felt og produksjon per felt, 2000–2023.

Siden 2000 har den årlige ressurstilveksten fra leting, med unntak av Johan Sverdrup i 2010, vært lavere enn den årlige produksjonen, se figur 5.30.



Figur 5.30 Årlig produksjon og ressurstilvekst fra leting, 2000–2023 (inkludert ressursklasse 6).

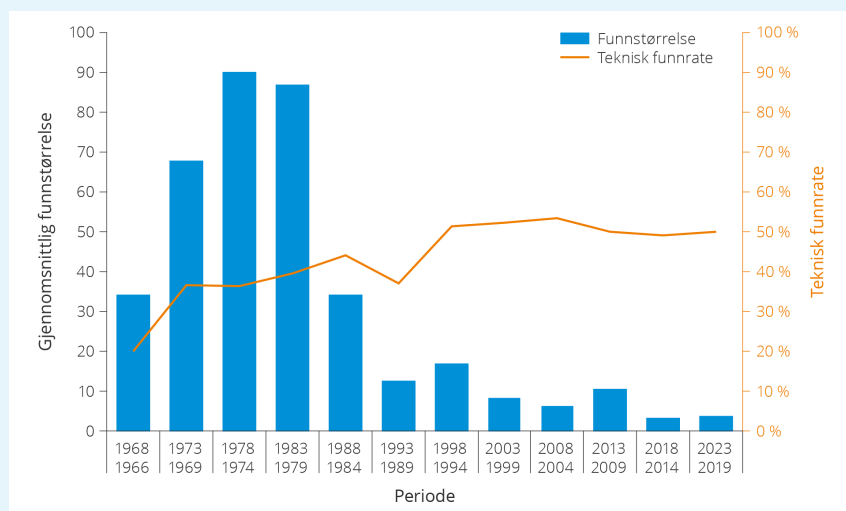
Funnraten opprettholdes mens funnene blir mindre

Etter hvert som en petroleumsprovinns modnes og de «lette» og store forekomstene er funnet, vil det være færre store forekomster igjen å finne. Dermed vil den gjennomsnittlige funnstørrelsen avta dersom det ikke åpnes opp nye prospektive områder. Denne utviklingen er tydelig på norsk sokkel og vises som blå søyler i figur 5.30.

Samtidig øker kunnskapen og forståelsen av geologien i området på grunn av bedre tilgang til mer og bedre data. Det kan være data fra letebrønner, innsamlet seismikk og bedre geologiske modeller.

Stadig teknologiutvikling bidrar til bedre kartlegging som igjen bidrar til å opprettholde funnraten. På norsk sokkel holder funnraten seg høy til tross for at det blir mer krevende å finne nye forekomster og funnene blir mindre. Utviklingen i funnrate er vist i samme figur som utviklingen i gjennomsnittlig funnstørrelse i figuren under.

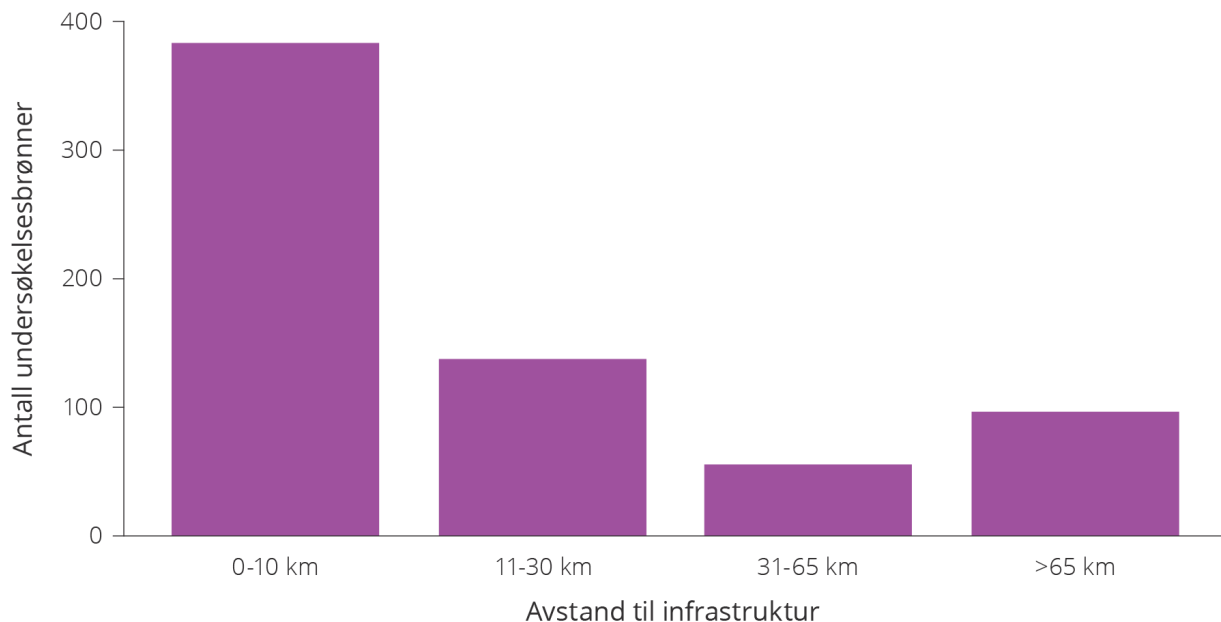
Utviklingen reflekterer at teknologiutvikling, bedre kartlegging, mer og bedre bruk av data og økt forståelse av geologien har bidratt til å dempe effekten av at ressursbeholdningen i åpnete områder gradvis tømmes ut⁽³⁵⁾.



Utvikling i funnrate og -størrelse, 1966–2023.

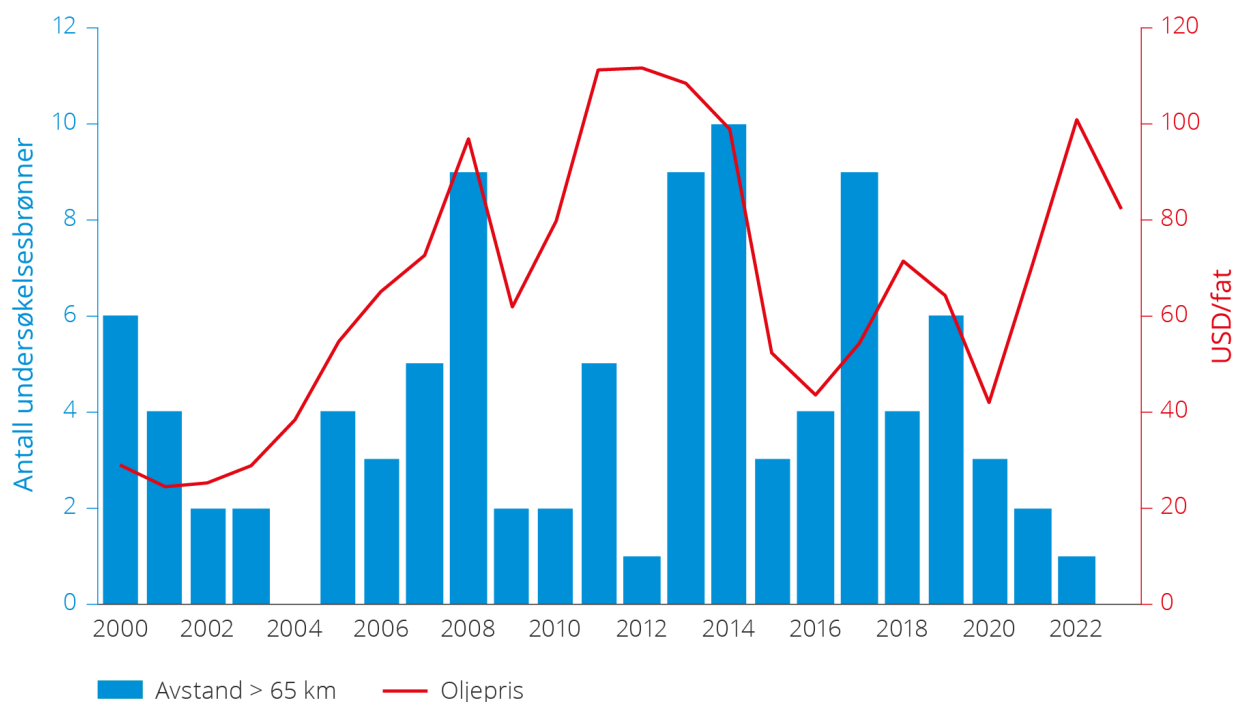
Leting nær infrastruktur

De fleste undersøkelsesbrønner på 2000-tallet er boret nær eksisterende infrastruktur, se figur 5.31.



Figur 5.31 Undersøkelsesbrønner og avstand til infrastruktur, 2000–2023.

Antall undersøkelsesbrønner langt fra infrastruktur ser ut til å følge utviklingen i oljeprisen. Det kan imidlertid se ut til at denne trenden er brutt etter 2020. Det bores stadig færre slike brønner. I 2023 ble ingen brønner boret med en avstand større enn 65 kilometer fra infrastruktur, se figur 5.27.

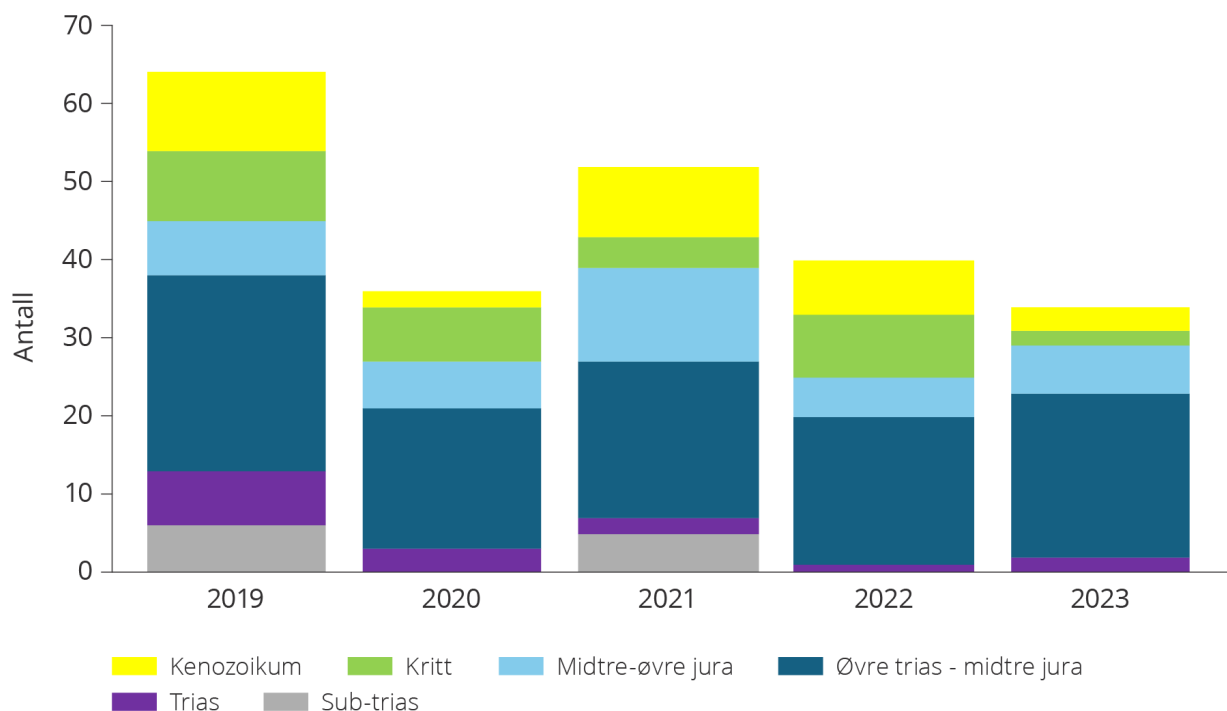


Figur 5.32 Oljepris og andel undersøkelsesbrønner med avstand mer enn 65 kilometer til nærmeste infrastruktur, 2000–2023.

Leting på kjente letetekonseppter

Leteaktiviteten har også dreid seg mer og mer mot letemål i veletablerte letemodeller. Markedssvikt kan være en av flere årsaker til denne utviklingen, se boks om markedssvikt innen leting. En sammenligning av alle letemål boret 2019–2023 viser at de fleste letemål ligger i klassiske letemodeller av trias og jura alder.

Selskapene borer mindre på letemodeller som er lite utforsket eller ikke bekreftet. Eksempler er vist figur 5.33. Utviklingen reflekterer både sokkelens modenhet og industriens hovedstrategi som nå er å lete nær eksisterende infrastruktur.



Figur 5.33 Letemål boret 2019–2023 fordelt på geologisk alder.

For å dempe det ventede produksjonsfallet på norsk sokkel, må det gjøres større funn. Det trengs derfor leting også i mindre modne områder og leting på nye letekonsepter. I Barentshavet har industrien tatt tak i dette. Det har vært økt interesse for utvinningstillatelser i området, og selskapene planlegger en betydelig økning i boreaktiviteten i 2024 og 2025.

Markedssvikt innenfor leting

Det er flere former for markedssvikt innenfor leting som kan føre til at det letes for lite. Leting kan sammenlignes med forskning ved at flere av de samme faktorene som fører til for lite forskning også fører til for lite leting⁽³⁶⁾. Dette er knyttet til at leting gir informasjon som i mange tilfeller kan være et kollektivt gode, og der verdien av det kollektive godet er høyere for samfunnet enn for det enkelte selskapet.

Leting kan også ha positive eksterne effekter ved at leting frambringer ny kunnskap som kommer andre til gode uten at selskapet får kompensasjon for dette. Dette kan gi grunnlag for strategisk atferd som kan føre til for lite leting.

Manglende sammenfall mellom selskapenes og samfunnets risikovurdering medfører at selskapene er mer utålmodige enn myndighetene og tilpasser sin letestrategi til mer kortsiktig inntjening. Dette kan føre til at selskapene tar mindre leterisiko.

Flere uavklarte muligheter i Barentshavet

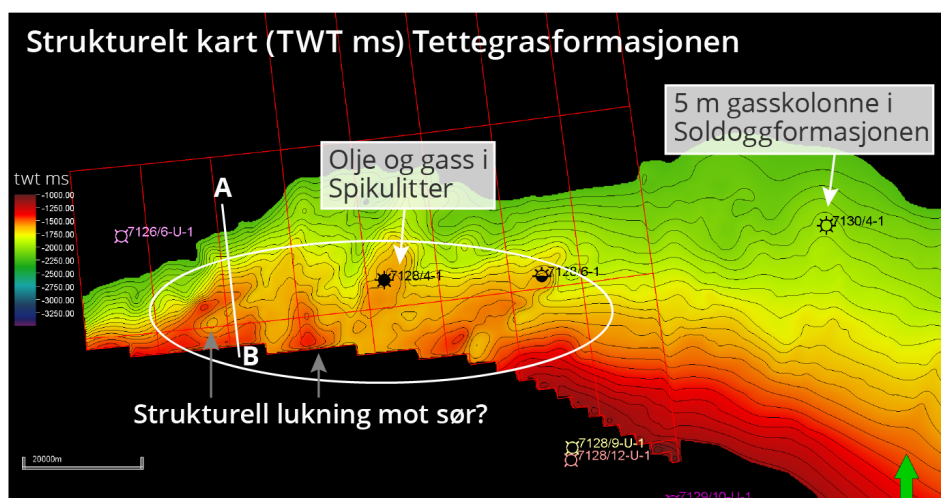
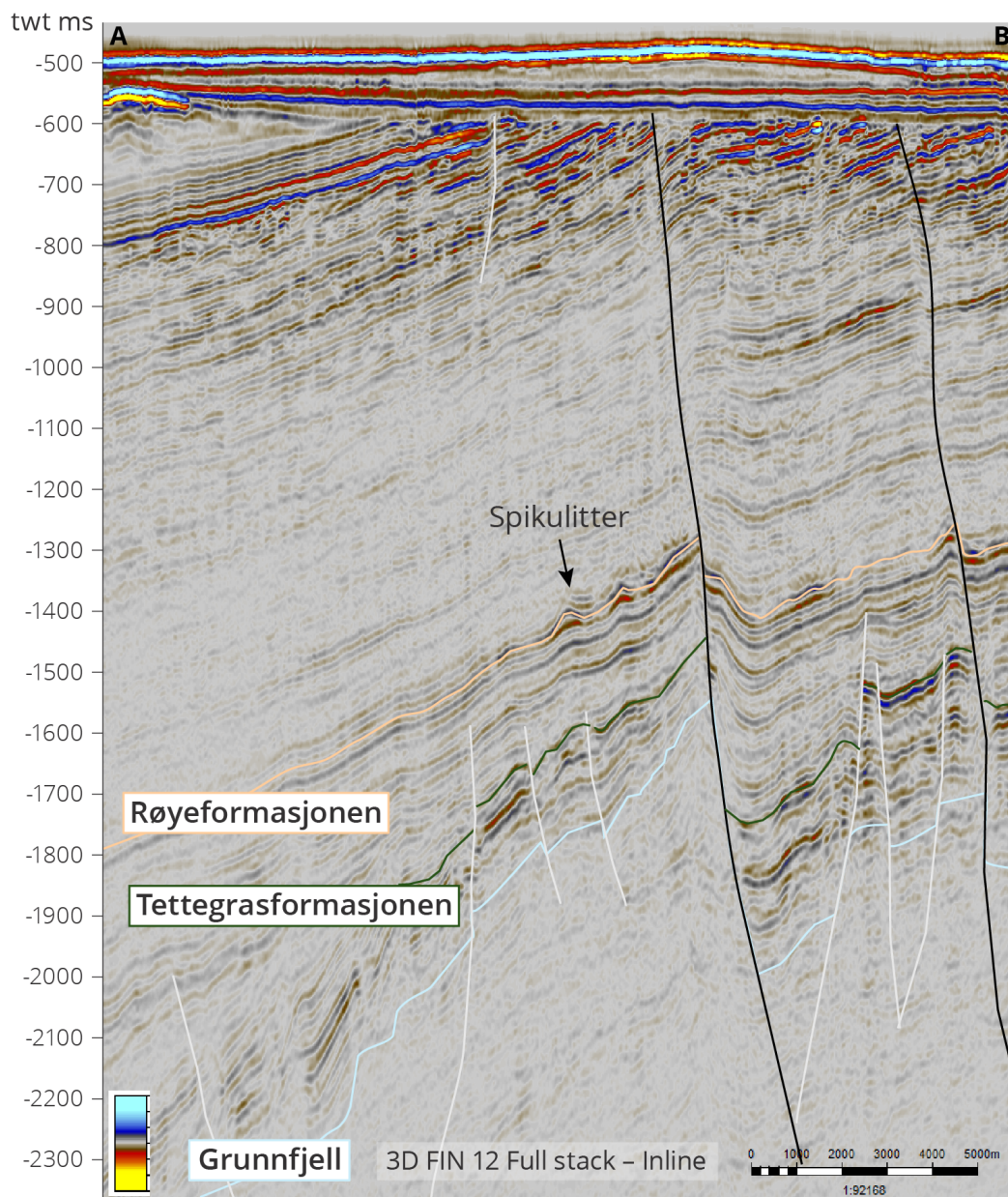
I TFO 2023 ble det tildelt 8 utvinningstillatelser i modne deler av Barentshavet. De fleste av disse ligger i vestlige deler av Barentshavet, der de yngste letemodellene av paleocene og eocene alder er mest aktuelle.

Det er fortsatt store områder i Barentshavet sør som er lite utforsket. Leting har hovedsakelig vært konsentrert i kjente letemodeller i Hammerfestbassenget og rundt 7324/8-1 (Wisting) og Johan Castberg.

I sentrale deler av Barentshavet sør, på Mercuriushøyden og Bjarmelandplattformen er det karbonatavsetninger i Gipsdalengruppen. Denne letemodellen ble bekreftet med 7234/6-1 (Stangsnestindfunnet). Letemodellen har flere store strukturer i Barentshavet sør. På Finnmarkplattformen er det kartlagte strukturer i Billefjordgruppen av devon til tidligkarbon alder. Denne letemodellen er bekreftet med et lite gassfunn i 2016, 7130/4-1 (Ørnen), med et reservoar i Soldoggformasjonen.

Det er også kartlagte strukturer i den overliggende Røyeformasjonen av perm alder. Røyeformasjonen kan bestå av både silisifiserte karbonater, sandsteiner og spikulitter, se figur 5.34. Letemodellen er bekreftet med funnet 7128/4-1 (Omd Vest) tilbake i 1994, som ble gjort i et slikt spikulittreservoar.

Det finnes store mengder tilgjengelig 2D- og 3D-seismikk i Barentshavet, og det blir fortløpende frigitt seismikk([37](#)). Bedre avbildning bidrar til økt kunnskap om de ulike prospektive nivåene.



Figur 5.34 Det seismiske tverrsnittet til venstre viser Røyeformasjonen som kan inneholde spikulitter. Tverrsnittet er vist på kartet til høyre (hvit linje). Kartet viser utbredelsen av den kartlagte Topp-Tettegrasformasjonen-reflektoren.

Større hydrokarbonpotensial enn tidligere antatt i Barentshavet vest

Sokkeldirektoratet har i flere år deltatt i tokt som tar for seg kartlegging og prøvetaking av naturlige lekkasjer av olje og gass på sokkelen.

Basert på analyser og tolkninger av oljeprøver fra denne type lekkasjer ble det i 2023 påvist en ny fungerende kildebergart av tidlig miocen alder.

Direktoratet samarbeider med flere universiteter og har pågående forskningsprosjekter for bedre å forstå dannelsen av denne nye kildebergarten. Målet er å undersøke om kildebergarten er til stede under Bjørnøyvifta og i den vestlige delen av Barentshavet, samt hvor langt den strekker seg sørover mot Vøringplatået i Norskehavet.

Hvis den er til stede under Bjørnøyvifta og helt vest i Barentshavet, kan den ha betydning for prospektiviteten i dette området.

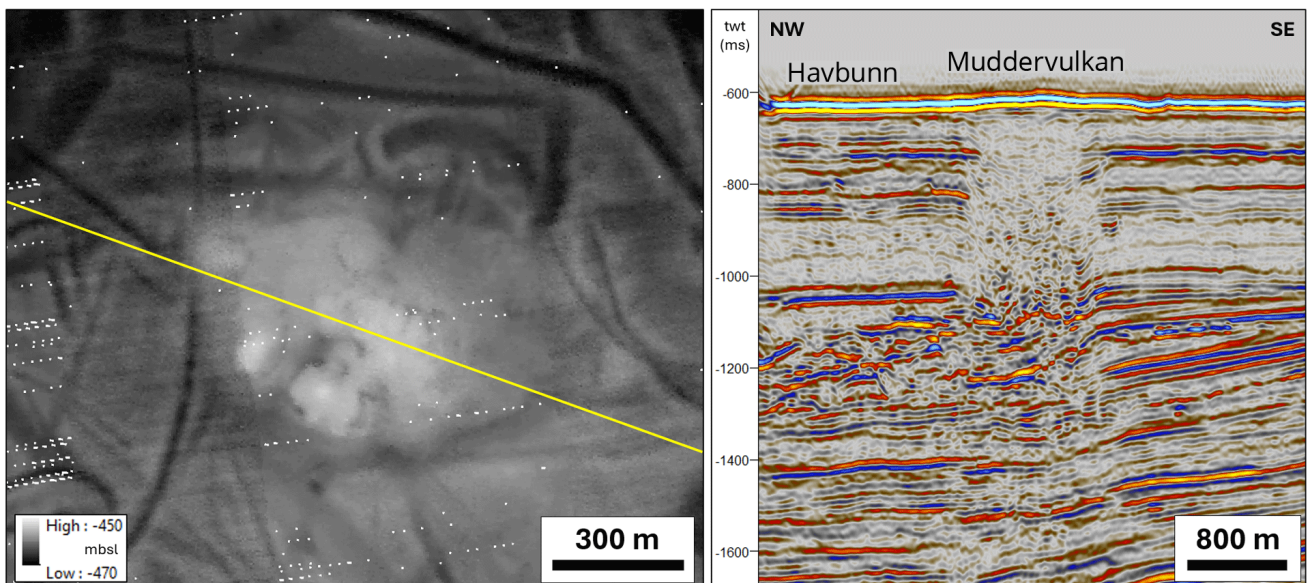
I mai 2023 deltok Sokkeldirektoratet på et vitenskapelig forskningstokt i Barentshavet sammen med Universitetet i Tromsø (UiT). Toktet dreide seg spesielt om å dokumentere naturlige gassutsivinger og ta prøver for geokjemiske analyser, for å sette det i sammenheng med andre prøver tatt i områder med den nye unge kildebergarten. I løpet av toktet ble det oppdaget en muddervulkan i Sørvestsnagsbassenget. Dette er den andre som noen gang er oppdaget i norske områder. Muddervulkanen ble døpt Borealis.

Våren 2024 ble det i et område vest i Barentshavet, som ble del av TFO-ordningen i 2023, oppdaget ti nye muddervulkaner. Flere hauger på havbunnen som hadde interessant seismisk avbildning var på forhånd plukket ut for utforskning. Vulkanene ble bekreftet ved bruk av multistråleekkolodd og undersøkelser med ROV (fjernstyrt undervannsfarkost).

Muddervulkanene ble oppdaget av EXTREME24-ekspedisjonen med forskningsskipet FF Kronprins Haakon. Hovedformålet med forskningsekspedisjonen i regi av UiT, var å gjøre videre studier av muddervulkanen Borealis.

Det ble tatt både gass- og sedimentprøver fra de fleste muddervulkanene. Disse prøvene skal til biostratigrafiske og geokjemiske analyser. Hensikten er å få bekreftet både alder av muddret og undersøke hvilken kilde som genererer gassen og eventuelt andre hydrokarboner.

Indikasjoner på en ny kildebergart og oppdagelse av flere muddervulkaner kan tyde på et større hydrokarbonpotensial enn tidligere antatt i Barentshavet vest.



Figur 5.35 Kartet til venstre viser havbunnen kartlagt med ekkolodd (uprosessert data, ti meter oppløsning). I sentrum av kartet ligger en av de nyoppdagede muddervulkanene (lysegråe sjatteringer i sentrum). Den gule linjen indikerer posisjonen til tverrsnittet vist til høyre. Muddervulkanen er en haug på havbunnen på rundt 600-700 meter i diameter, opptil sju meter høy over omkringliggende havbunn. I tverrsnittet gjennom muddervulkanen er det tydelige seismiske indikasjoner på mudder og gass som kommer opp i et bredt område under muddervulkanen, her indikert med kaotisk uttrykk i sentrum av bildet. Kilden for mudderet ser ut til å være grunt, rundt 400 meter under havbunnen.

Last ned

- [Bakgrunnstall \(Excel\)](#)

Drivkrefter, utfordringer og muligheter

I dette kapittelet:

- Teknologiutvikling flytter grenser
- Leting skaper store verdier
- Gassinfrastruktur er viktig for å realisere gjenværende ressurser
- Tiltak mot utslipp av klimagasser
- Elektrifisering reduserer utslippene

Teknologiutvikling flytter grenser

Læring og utvikling av ny kunnskap og teknologi har vært viktig for å finne, bygge ut og produsere olje- og gassressursene på norsk sokkel.

Gode og forutsigbare rammevilkår har stimulert oljeselskapene til å satse på forskning og utvikling (FoU) i Norge. Det gis også betydelig offentlig støtte fra Energidepartementet (ED) til forskningsprogrammer innenfor petroleumssektoren.

For å sikre en samordnet, effektiv og målrettet forsknings- og teknologiinnsats, opprettet ED strategigruppen OG21 (Olje og gass for det 21. hundreåret). Oppdraget er å utarbeide nasjonale FoU-strategier for petroleumssektoren som kan være retningsgivende både for næring og myndigheter.

OG21-strategien

Forskning, teknologiutvikling og innovasjon innen åtte teknologiområder som spesielt viktige⁽³⁸⁾:

- **Forbedret undergrunnsforståelse** og tilhørende verktøy er grunnleggende for norsk sokkels attraktivitet og konkurranseevne.
- **Kostnadseffektiv boring og plugging og forlating av brønner** (P&A) er rettet mot to store kostnadselementer på norsk sokkel.
- **Benytte eksisterende infrastruktur effektivt** vil være nøkkelen til å produsere gjenværende reserver i feltene og for å realisere betingede ressurser.
- **Ubemannede installasjoner og havbunns-tilbakeføringsløsninger** (tie-back solutions) inkluderer teknologier som for eksempel flerfase-modellering. Disse forlenger mulige tilbakeføringsavstander, havbunns-prosesseringsteknologier og ubemannede produksjonsinstallasjoner.
- **Energieffektivitet og kostnadseffektiv elektrifisering** er vesentlig for å nå bransjens mål om å redusere klimagassutslippene med 50 prosent innen 2030.
- **Karbonfangst og lagring (CCS)** er et sentralt teknologiområde for å redusere CO₂-utslipp.
- **Verdensledende HMS- og miljø** er en grunnleggende verdi for sektoren og en forutsetning for å opprettholde samfunnets aksept.
- **Digitalisering** er grunnleggende for å oppnå raskere og bedre beslutningsprosesser. Det gir lavere kostnader, økt tilfang av ressurser, reduserte klimagassutslipp og bedret sikkerhet.

OG21-strategien danner rammene for Sokkeldirektoratets pådriv for teknologiutvikling samt økt og bedre teknologibruk på norsk sokkel.

Med bakgrunn i direktoratets oppdrag og kjennskap til hvor selskapene har for lav innsats (markedssvikt) er det utarbeidet en strategi for økt teknologibruk på norsk sokkel. Strategien⁽³⁹⁾ består av utvalgte teknologiområder for å finne mer, utvinne mer og redusere utslipp.

Tette reservoarer er utfordrende å utvinne

Et tett reservoar er et reservoar med lav permeabilitet.

Utvinning fra tette reservoar innebærer normalt relativt lave produksjonsrater over en lang produksjonshorisont. Utvinningen kan normalt bare bli lønnsom dersom utbyggingen baseres på tilknytning til eksisterende infrastruktur. Det er derfor viktig å komme i gang med utvinningen tidlig nok til at ressursene kan produseres innenfor levetiden til eksisterende infrastruktur, se kapittel 6, tidskritikalitet.

I 2023 utarbeidet Sokkeldirektoratet en oversikt over alle brakke gassfunn (funn som så langt ikke er bygget ut) og identifiserte tiltak som kan iverksettes for å gjøre det mulig å utvinne disse ressursene. Studien viste at svært mange av de brakke gassfunnene i Nordsjøen og Norskehavet inneholder tette reservoarer i hele eller deler av funnene. Teknologi for økt produktivitet i tette gassreservoarer er tiltak som kan gi økt utvinning og verdiskaping.

En større kartlegging av tette reservoarer på norsk sokkel ble utført og presentert i [Ressursrapporten 2019](#). Kartleggingen identifiserte til sammen rundt 2000 millioner Sm³ tilstedeværende o.e. i tette reservoar fordelt på 42 funn og felt. Ressursene fordelte seg på rundt 1200 millioner Sm³ olje og 800 milliarder Sm³ gass.

Utfordringen ved produksjon fra tette reservoarer er at produksjonsratene blir for lave til at utvinningen blir lønnsom ved bruk av standard brønnløsninger. Det må derfor settes inn tiltak som øker reservoareksponeringen, og dermed produktiviteten til brønnen, slik at oljen og gassen strømmer bedre. Dette kan gjøres ved å spreke opp reservoaret nær brønnene og/eller bore mange brønnbaner i de tette sonene.

Ulike varianter av oppsprekking og flergrensbrønner er i dag de mest aktuelle metodene for å utvinne ressursene i tette reservoar. På kalksteinsfeltene i den sørlige Nordsjøen brukes oppsprekking i kombinasjon med syrestimulering.

Tynnhullsteknologi er også aktuelt flere steder. Mange tynne borehull i samme brønn øker reservoareksponeringen og fører til at olje og gass lettere strømmer inn i brønnene. Oppsprekking i kombinasjon med vann- og gassinjeksjon kan også bidra til økt utvinning.

Det eksisterer flere bore- og brønnteknologier som har til hensikt å sikre god produktivitet av brønner i tette reservoarer og dermed mulig lønnsom utvinning. Noen eksempler er tynnhullsboring, brønnstimulering og hydraulisk oppsprekking, flergrensbrønner og diverse kombinasjoner av disse. Disse teknologiene er sporadisk testet, men i liten grad tatt i bruk i tette reservoarer på norsk sokkel.

Økt oljeutvinning fra marginale reservoar på Edvard Grieg-feltet

Produksjonsbrønnen 16/1-A-3 ble boret sommeren 2023. Formålet med brønnen var å øke utvinningsgraden i grunnfjell og konglomerater på og rundt den nordøstlige høyden av Edvard Grieg-feltet i Nordsjøen (Tellus Øst). Brønnen har to greiner.

Den første greinen (grunnfjell og konglomerat) ble komplettert med fem separate skjermseksjoner der ulike deler av reservoaret er isolert med svellende pakninger. Den andre greinen (konglomerat) ble komplettert med såkalte Fishbones, som innebærer at en serie mindre greiner bores inn i formasjonen og sørger for å øke eksponeringen mot reservoaret og dermed produktiviteten i brønnen.

I alt seks separate og styrbare produksjonsstasjoner (Manara) ble installert i brønnen. Fem av stasjonene ligger i den første greinen for å kunne overvåke og balansere produksjonen mellom de ulike sonene i konglomerat og grunnfjell. Den sjettede og siste sonen kontrollerer produksjonen fra hele den andre greinen.

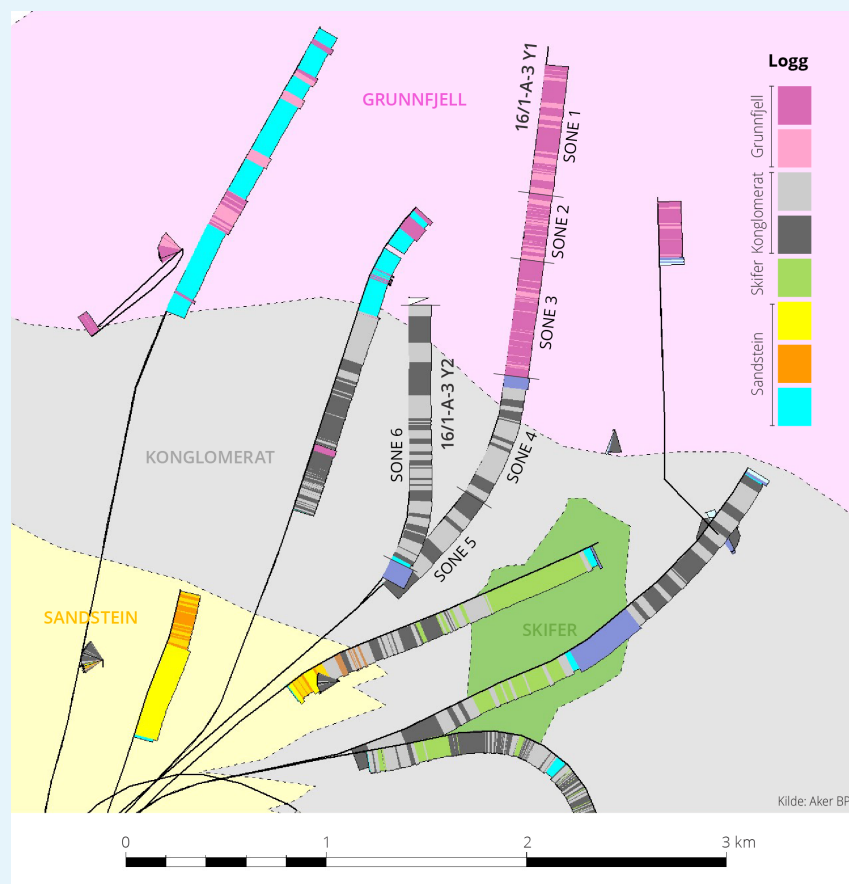
Opprenskningen av brønnen, der produksjonsratene i perioder var over 1500 Sm³ olje per dag, viser godt strømningspotensial. Imidlertid har produksjonen etter oppstart vært holdt tilbake. Det er gjort i påvente av at pakninger skal få tid til å sette seg. Hensikten er å hindre at for mye

formasjonsvann trekkes inn tidlig.

Våren 2024 produserte brønnen rundt 250 Sm³ per dag og et totalt vannkutt på omtrent 10-20 prosent.

Muligheten til å overvåke utviklingen og styre produksjonen langs brønnbanen og mellom grenene er viktig for å optimalisere den totale ressursutnyttelsen på feltet og for å innhente data som gir en mer presis forståelse av hvordan de ulike typene grunnfjellsreservoar oppfører seg over tid.

Det antas at det ligger store oljevolumer i grunnfjellet rundt Edvard Grieg, men på grunn av reservoærets ukonvensjonelle natur er det usikkert hvor mye som kan produseres fra dette reservoæret. Slik sett vil data og erfaringer fra 16/1-A-3 utgjøre et lite, men viktig skritt i det videre arbeidet med å utvikle en strategi for framtidig utnyttelse av disse ressursene.



Kartutsnitt over Edvard Grieg-feltet som viser lokasjonen til brønnbanene og inndeling i produksjonssoner (figur justert etter Aker BP).

Avanserte metoder for økt utvinning (EOR)

På de fleste oljefelt på norsk sokkel injiseres vann, gass eller en kombinasjon av disse for å øke utvinningen. Dette holder trykket oppe og skyver samtidig olje gjennom reservoarene og inn mot produksjonsbrønnene. Likevel blir en betydelig mengde olje liggende igjen som ikke kan utvinnes på denne måten, se kapittel 5, figur 5.7.

Ressursrapporten fra 2019 peker på et betydelig potensial knyttet til EOR og behovet for feltpiloter. Her anslås at om lag halvparten av oljen som vil bli liggende igjen etter at feltet er stengt ned, er immobil. For å kunne utvinne noe av oljen, trengs mer avanserte metoder enn injeksjon av vann og gass.

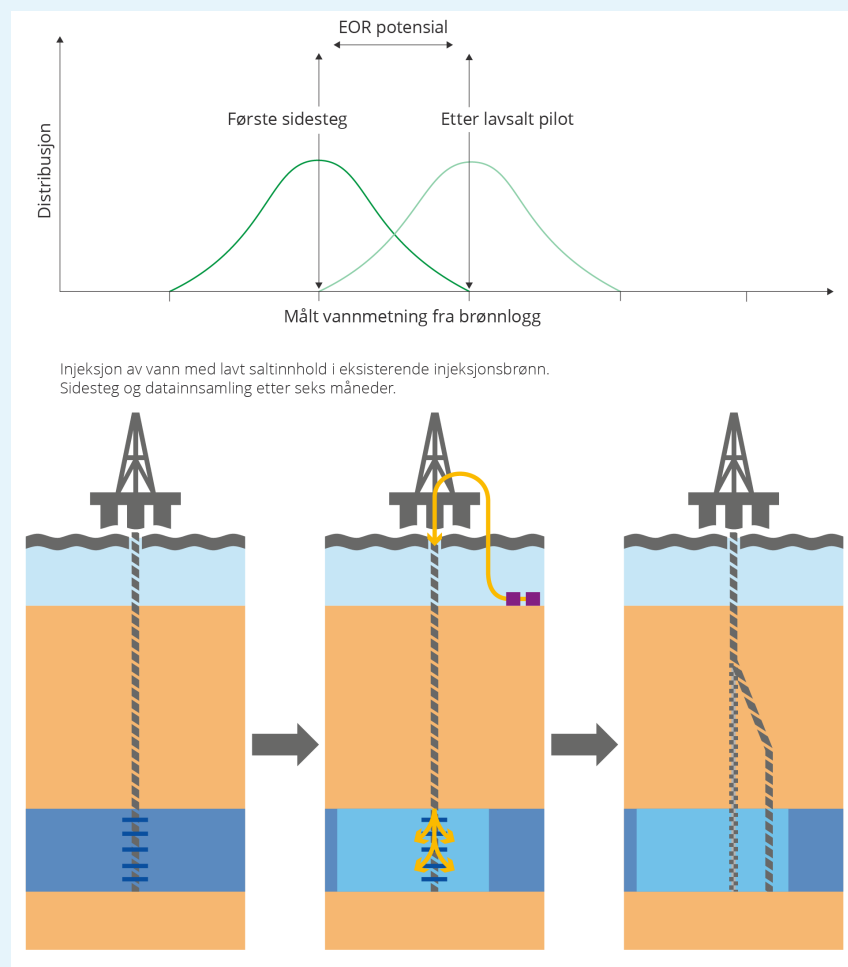
Vannbasert EOR – injeksjon av vann med lavt saltinnhold på Ekofisk

Det er utført mange studier og laboratorieforsøk av ulike metoder for økt utvinning (EOR), men uttesting av metodene i felt har så langt vært begrenset. Våren 2024 startet en test med injeksjon av vann med lavt saltinnhold på Ekofiskfeltet i Nordsjøen.

Laboratorieeksperimenter har vist at injeksjon av vann med lavt saltinnhold kan, sammenlignet med injeksjon av sjøvann, gi økt oljeutvinning. Den ekstra oljen kan utvinnes som følge av kjemiske reaksjoner mellom lavsalt vannet og overflaten av bergarten. Det gjør at mer olje frigjøres og kan produseres. I laboratorier er gjenværende oljemetning i reservoaret redusert med fire til åtte prosent ved injeksjon av lavsaltvann sammenlignet med sjøvann.

Piloten på Ekofisk gjøres i en brønn som allerede har injisert sjøvann i en årrekke, og der det ble utført mye datainnsamling i brønnen da den ble boret. Det er installert utstyr for fjerning av salt, reversert osmose, og filter for å fjerne partikler. Planen er først å injisere vann med lavt saltinnhold. Deretter skal det bores et sidesteg om lag 30 meter fra injeksjonsbrønnen for å samle inn data, inkludert kjerner.

Data fra injeksjonsbrønnen og sidesteget skal analyseres slik at den økte utvinningseffekten av lavsaltvannet kan bestemmes. Piloten er en suksess dersom både teknisk gjennomføring er vellykket og økt oljeutvinning kan dokumenteres. Det er ventet at resultatene fra piloten på Ekofisk vil være klare i 2025. Seinere skal implementering av metoden i større skala vurderes.



Figuren og diagrammet skisserer pilotprosjektet på Ekofisk. Planen er å injisere vann med lavt saltinnhold i en allerede eksisterende injeksjonsbrønn. Deretter bores et sidesteg 30 meter fra injeksjonsbrønnen. Fra sidesteget skal det samles inn data og kjerner skal tas. Vannmetningen måles via brønnlogger.

Nye metoder gir bedre undergrunnsdata

God avbildning av undergrunnen er helt nødvendig for å identifisere og beskrive olje- og gassforekomstene. Avbildningen utføres med geofysiske målemetoder, der seismikk er helt avgjørende, mens elektromagnetiske metoder og annen teknologi kan være verdifulle supplement.

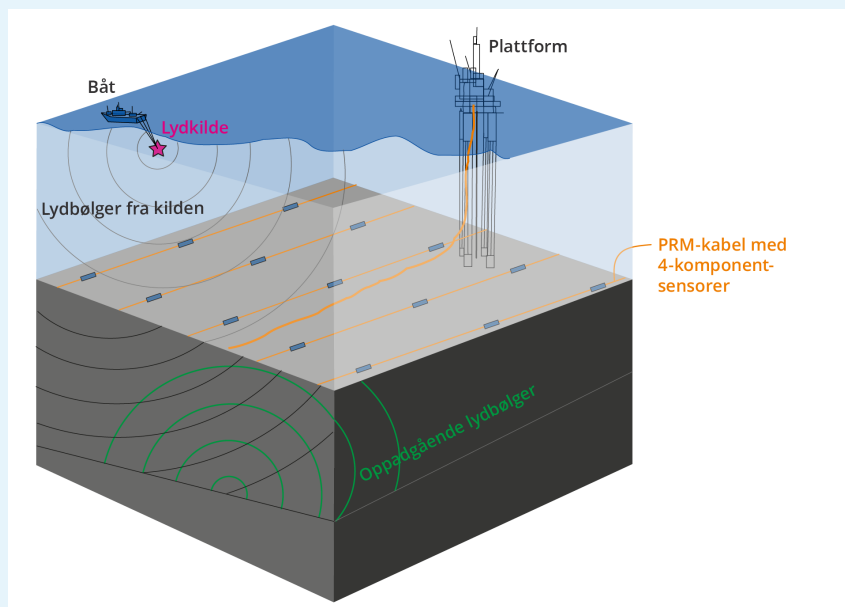
God avbildning av undergrunnen og mulighet til å overvåke endringer over tid er viktig for å oppnå effektiv utvinning av ressursene. 4D-seismikk utføres for å se om det har skjedd forandringer i reservoaret som følge av produksjon eller injeksjon over tid. Her skjer det teknologiutvikling innenfor 4D-seismikk som bidrar til mer effektiv reservoarovervåking, herunder teknologi for permanent reservoarovervåking.

4D-seismikk kan gjøres på tre forskjellige måter: Kabler med lyttesensorer (og fiber) som enten er permanent plassert (PRM), havbunnsnoder som er midlertidig utplassert eller lyttekabler som taues i de øvre vannlagene. Under datainnsamlingen benyttes fartøy som sleper luftkanoner (lydkilder) over området.

De nye metodene samler inn data og med større tetthet av sensorer som gir bedre avbildning. De seismiske avbildningene blir raskere tilgjengelig gjennom økt regnekraft og med bedre prosesseringsløsninger. I 2024 var det sju felt på norsk sokkel som har installert permanent reservoarovervåking, herunder Grane.

Permanent reservoarovervåking på Granefeltet

Permanent reservoarovervåking (PRM) på Grane-feltet startet i 2014. Lyttekablene er gravd ned i havbunnen med en innbyrdes avstand på 300 meter og ligger tett opptil produksjonsplattformen. En ulempe med lyttekabler som taues (streamere) er at de ikke kan gå så nær installasjoner. Det gir dårligere data dekning i et område rundt installasjonene.



Skisse over oppsett for permanent reservoarovervåking. Lyttekablene med sensorer (4C) er gravd ned i havbunnen med 300 m avstand mellom kablene og 50 m avstand mellom sensorene langs kabelen. Via lead-in kabel står plattformen i kommunikasjon med lyttekablene. Når seismikken samles inn, tauer båten en lydkilde via et forhåndsbestemt grid over arealet med noder. Sensorene plukker opp refleksjonene fra grenseflater i reservoaret i undergrunnen og sender signalene videre til plattformen.

Neste generasjons produksjonssystemer

Et stort antall havbunnsutbygginger skal fases inn til eksisterende infrastruktur de nærmeste årene. Framtidens feltutbygginger består blant annet av ubemannede prosesseringsinnretninger og havbunnsutbygginger som krever teknologiutvikling innen neste generasjons produksjonssystemer. Dette inkluderer blant annet teknologi for separasjon, injeksjon, kompresjon på havbunnen og elektriske undervannssystemer.

Standardisering av havbunnsutbygging ved implementering av elektriske juletrær (eVXT)

Elektrifisering av ventiltrær er utviklet fra et mangeårig konsept til ferdig utviklet utstyr, som er nå klart til bruk i de første feltutbyggingene. Utstyret reduserer terskelen for tilkobling til eksisterende felt, da modifikasjoner til plattform blir minimale for å ta produksjonen ombord.

Teknologi

Den nyutviklede elektriske teknologien reduserer infrastrukturbehovet både for havbunnsinstallasjoner og plattformer. Dette er oppnådd ved å fjerne dagens hybridløsning, som krever både hydraulikk- og elektrisk distribusjon for å drive systemene. Teknologien er basert på et helelektrisk system, hvor ventilene drives av elektriske motorer/girsystemer styrt gjennom et kontrollsystem som benytter lokale batterier som energikilde.

Standardisering

Operatørene, som utviklet elektrisk opererte juletrær, har standardisert de tekniske kravene. Resultatet er et aktiveringssystem som kan brukes på alle juletreplattformer uavhengig av vanddyp og applikasjon.

Prosjektimplementering og drift

Helelektrisk undervannsteknologi kan redusere kostnadene for både utbygging og drift, gi økt tilgjengelighet samt åpne for nye operasjonsmodeller og legge til rette for digitalisering. Videre vil implementeringen av denne standarden resultere i fjerning av hydraulikksystemene for operasjon av juletresystemene, færre og planlagte intervensjonsaktiviteter grunnet økt grad av redundans og kontinuerlig overvåkning.

Digitalisering og KI

Det skjer også en rivende utvikling innenfor digitalisering og kunstig intelligens (KI). KI kan bidra til å prosessere seismiske data raskere, tolke seismikken automatisk og analysere store datamengder. Det kan være til hjelp i analyser og modellering av geologiske data, noe som kan øke sannsynligheten for å gjøre nye funn, redusere kostnader og utvinne mer ressurser.

Sokkeldirektoratet deltar i denne utviklingen gjennom blant annet å gjøre informasjon og data i alle faser av virksomheten enkelt tilgjengelig og formidle fakta og faglig kunnskap til myndigheter, næring og samfunnet ellers.

Markedssvikt, se kapittel 5, kan medføre at det blir for lite deling av data slik at det fulle verdipotensialet fra deling av data ikke blir realisert.

Direktoratets arbeid med å samle inn og gjøre data og informasjon offentlig tilgjengelig, har gitt norsk sokkel et konkurransefortrinn i forhold til mange andre petroleumsprovinser der det er mer krevende å få tilgang til data.

Dette gir også økonomiske gevinster for industrien. En rapport utarbeidet av Menon Economics⁽⁴⁰⁾ på oppdrag av direktoratet fant at rettighetshavere og operatører oppnår årlige gevinster tilsvarende 1,5 milliarder kroner kun i tids- og ressursbesparelser.

Utvikling og utprøving av ny teknologi kan bidra til mer effektiv utnyttelse av det omfattende datagrunnlaget fra norsk sokkel. Her tar Sokkeldirektoratet en aktiv rolle.

AI-Nina

Sokkeldirektoratet har lenge hatt et ønske om å utforske potensialet i kunstig intelligens. Teknologiselskapet Fabriq har utviklet en pilot som bruker en database med tilbakeleveringsrapporter og brønnresultater.

AI-Nina ble lansert i mai 2023. Dette er en av de første løsningene, rettet mot energiindustrien, som tar i bruk store språkmodeller for å finne og bruke informasjon i dokumenter. AI-Nina bruker en stor språkmodell (LLM – Large Language Model) sammen med ny søketeknologi for å få presise svar når brukeren stiller spørsmål til den kunstige intelligensen.

AI-Nina svarer på spørsmål enten på norsk eller engelsk. Svarene baserer seg på innholdet i den underliggende databasen til løsningen. Alle svar kommer med kildehenvisning og lenke til dokumentet hvor svaret kommer fra. Løsningen er i dag isolert fra andre eksterne tjenester som ChatGPT, det vil si stilte spørsmål holdes innenfor løsningen.

Første utgave av AI-Nina opererte mot en database med brønnresultater fra Sokkeldirektoratet samt tilbakeleveringsrapporter. Som resultat kan brukeren ha en samtale med over 600 tilbakeleveringsrapporter, hvor hver inneholder en oppsummering av alt arbeid gjort i tillatelsen.

En ny versjon av AI-Nina er under utvikling. Der åpnes det for mer komplekse spørsmål som ikke kan besvares ved hjelp fra et enkelt kildedokument. Målet er en løsning som i enda større grad kan gi brukeren verdifull informasjon fra ustrukturerte kilder.

Betydningen av digitalisert mikroplankton for industri og akademisk

Equinor har tatt i bruk «self-supervised learning» for å knekke mikroplanktonkoden. Det er gjort ved hjelp av digitale kopier av palynologiske preparater som vi har gjort tilgjengelig i Diskos-databasen [\(41\)](#).

Fra den første brønnen ble boret på Norges kontinentalsokkel har petroleumsindustrien brukt mikrofosiler til å tolke alder og avsetningsmiljø av gjennomborete bergarter. Sokkeldirektoratet et omfattende fysisk arkiv av biopolymerfosiler i form av flere enn 100 000 palynologiske preparater. Disse ble produsert av borekaks- og kjerneprøver fra over ett tusen lete-, avgrensings- og utvinningsbrønner.

Fra selskapenes side er det stadig behov for nye analyser av biostratigrafisk data i lys av ny geologisk kunnskap. Derfor har Sokkeldirektoratet lånt ut deler av sitt palynologiske arkiv til industri og universiteter siden begynnelsen av 1980-tallet. Dette er et ledd i direktoratets mandat om frigivning av utolkete data.

Utlån av mikroskoppreparater er en tidkrevende og lite effektiv måte å oppnå bedre analyser på. Sokkeldirektoratet har samarbeidet med forskere innen patologi og cytologi. Det har ført til innkjøp av verdens raskeste robotskanner for mikroskoppreparater. Dette var opphavet til prosjektet Avatara-p, «Avansert augmentert analyserobot for palynologi».

Gjennom avatara-prosjektet har Sokkeldirektoratet realisert verdens første offentlige arkiv av digitale mikroskoppreparater for fossilt mikroplankton, pollen og sporer. På sikt blir hele datasettet som er for tiden 50 000 preparater, nedlastbart fra [Diskos](#). Med en optisk oppløsning på 4000 piksler per millimeter vil trolig tilgang og analyse av digitale mikrofosiler overgå tradisjonelle optisk analyse i løpet av få år.

Avatara-prosjektets betydning for palynologisk analyse av digitale preparater er økende i Europa. Hittil har fem universiteter i Nord-Europa tatt i bruk våre digitale preparater som grunnlaget for undervisning i palynologi og som forskningsmateriale for master- og PhD-oppgaver. To operatørselskaper på norsk sokkel og to konsulentlaboratorier har utviklet programvarer for maskinlæring til elektronisk analyse og tolkning av avatarer-data.

Blant annet har Equinor utviklet «Scampi»-systemet (Species Classification Automation for Microfossil Photomicrograph Images) som benytter seg av kunstig intelligens i form av dype nevrale nettverk og innholdsbasert bildehenting (content based image retrieval), som gjør det mulig å raskt og pålitelig identifisere mikrofossiler.

Leting skaper store verdier

Sokkeldirektoratet har utført en analyse av letevirksomheten de siste 20 årene (2004–2023) som viser at leting etter olje og gass bidrar til stor verdiskaping for samfunnet. Letevirksomheten har vært lønnsom i alle havområder.

Alle leteinvesteringer fra denne perioden er allerede nedbetalt av funnene som har begynt å produsere. De vil fortsette å gi avkastning etter hvert som flere funn forventes å komme i produksjon. Samlet netto nåverdi fra funn i perioden estimeres til å bli over tre ganger kostnadene som er brukt på leting.

Til tross for færre store funn og lavere ressurstilvekst i perioden 2014–2023, viser analysene god lønnsomhet også i denne perioden (2014–2023). Spesielt de siste fem årene 2019–2023 har verdien av leting økt etter gode resultater i infrastrukturnære områder. Samtidig viser analysene at letevirksomheten over tid er avhengig av å gjøre store funn. Store funn gir betydelige verdibidrag, men er også viktige for etablering av ny infrastruktur i nye områder som gjør det mulig å bygge ut mindre funn.

Metode og forutsetninger

Lønnsomhetsanalysen tar utgangspunkt i inntektene fra funn som er gjort i perioden 2004 til 2023, fratrukket alle kostnader. Inntektsgrunnlaget inkluderer ikke ressurser kategorisert i ressursklasse 6, det vil si hvor utvinning er vurdert som lite sannsynlig.

Kostnadene omfatter både leting som har gitt funn og leting som ikke har påvist ressurser. Inntekts- og kostnadsgrunnlaget er basert på historiske tall fram til 2023, og framtidige priser og prognoser er i hovedsak basert på revidert nasjonalbudsjett 2024.

Inntekts- og kostnadsstrømmene er diskontert til samme år (2024), hvor det er benyttet 7 prosent framtidig diskonteringsrate og 4 prosent historiske diskonteringsrate (Vista Analyse, historisk lønnsomhet, 2022 [\(42\)](#)).

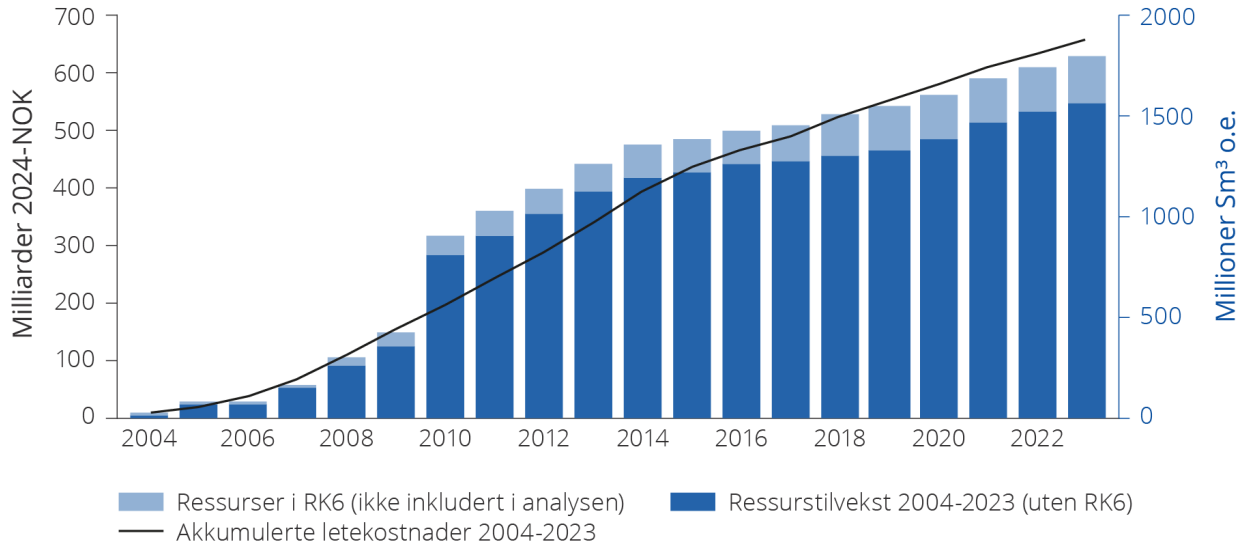
Lønnsomhetsanalysen viser de direkte økonomiske virkningene av letevirksomheten. Indirekte økonomiske virkninger for tilstøtende virksomheter og næringer er ikke inkludert. Indirekte virkninger blir i dagligtale gjerne omtalt som ringvirkninger.

Verdiskaping av leting gjennom forlenget produksjon på eksisterende felt er ikke inkludert i analysen.

Investering i leting og ressurstilvekst

I perioden 2004–2023 er det investert om lag 660 milliarder kroner på å lete etter olje og gass på norsk sokkel, se figur 6.1. Dette har resultert i over 300 funn som til sammen utgjør en ressurstilvekst på om lag 1800 millioner Sm³ o.e.

Av disse er 110 funn (litt over 200 millioner Sm³ o.e.) vurdert som lite sannsynlige for utvinning (ressursklasse 6). Det vil si at 190 av funnene tilsvarer i underkant av 1600 millioner Sm³ o.e.

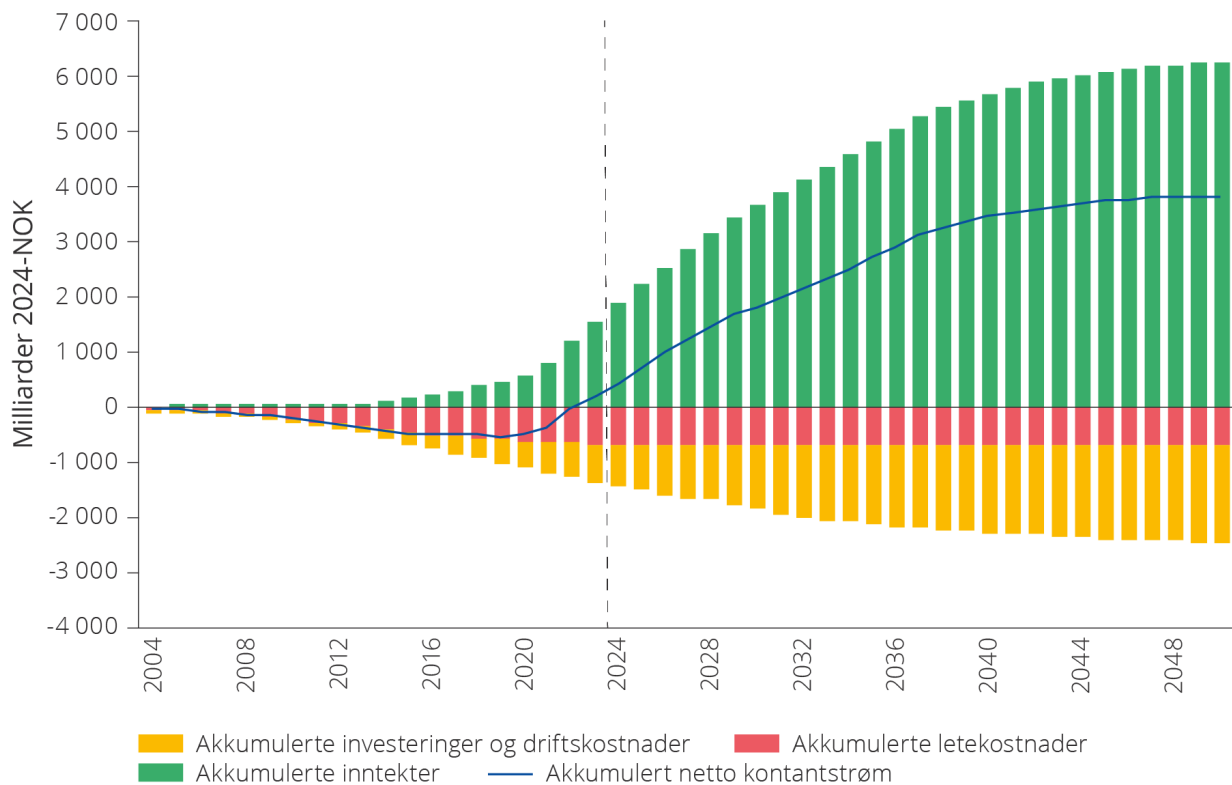


Figur 6.1 Letekostnader og ressurstilvekst fra 2004 til 2023.

Verdiskaping fra leting

Sokkeldirektoratet har beregnet at samlet netto kontantstrøm for letevirksomheten 2004–2023 er om lag 3800 milliarder kroner.

Fram til 2024 er nærmere 50 av de 190 funnene bygd ut og i produksjon. Inntektene fra det som er produsert til nå, er høyere enn alle påløpte kostnader, inkludert letekostnader, se figur 6.2. Det gjenstår fortsatt å produsere om lag tre firedeler av ressursene som er funnet i perioden.

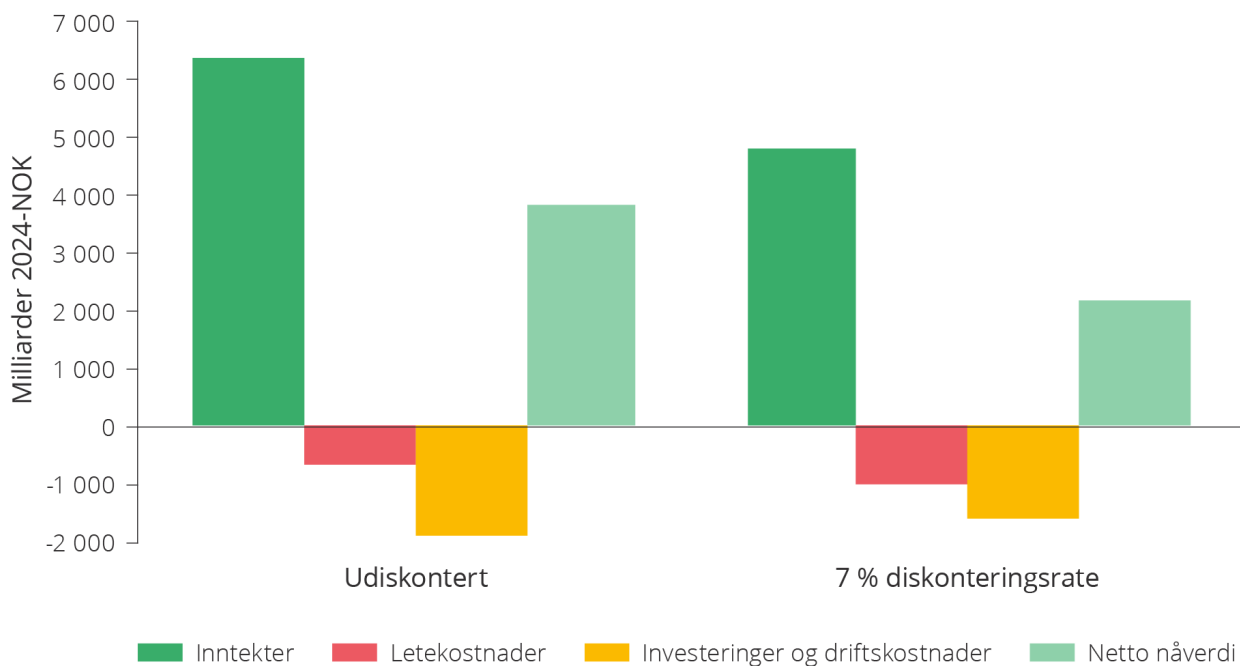


Figur 6.2 Akkumulert kontantstrøm fram til 2050 fra leting siste 20 år (2004–2023)

Totale investeringer i utbygging, drift og nedstengning i perioden 2004–2050 for funn gjort i perioden 2004–2023 er estimert til om lag 1900 milliarder kroner. Totale inntekter fra funn i denne perioden er estimert til om lag 6400 milliarder kroner.

Fratrukket leteknostnader for perioden 2004–2023 og driftskostnader for perioden 2004–2050, gir dette en samlet netto kontantstrøm på om lag 3800 milliarder kroner.

Med 7 prosent diskontering av framtidige kontantstrømmer gir dette en netto nåverdi på over 2000 milliarder kroner, se figur 6.3.



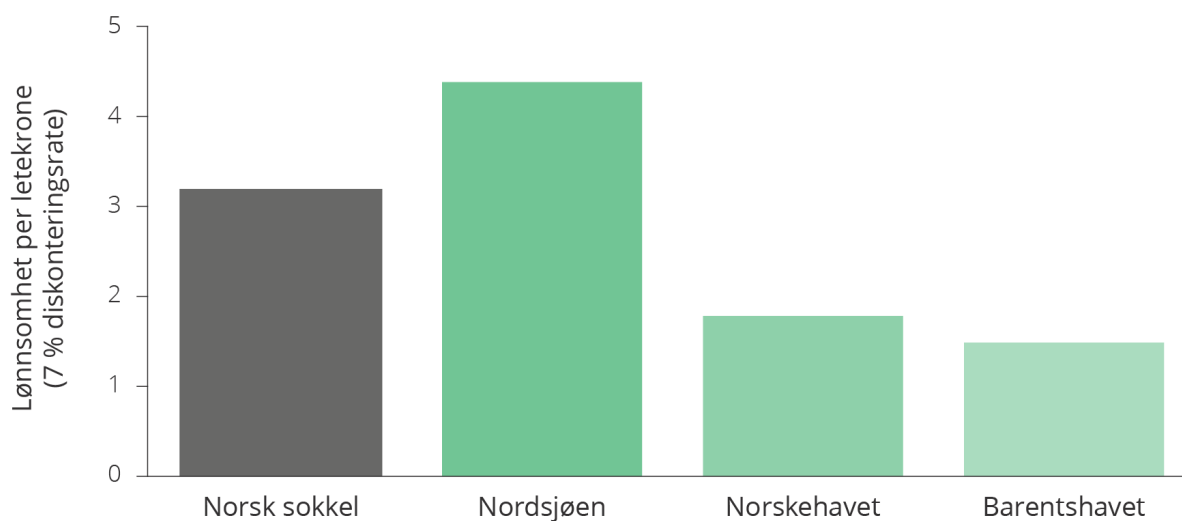
Figur 6.3 Verdiskaping fra leting siste 20 år (2004–2023).

Lønnsomhet per letekrone

Leting har vært lønnsomt i alle havområder. Figur 6.4 viser lønnsomhet per letekrone for hele sokkelen og for de ulike havområdene. Samlet verdi fra funn som er gjort på norsk sokkel i perioden 2004–2023 er over tre ganger kostnadene som er brukt på leting i samme periode.

Verdien av funnene som er gjort i Nordsjøen er over fire ganger letekostnadene, mens verdien av funnene i Norskehavet og Barentshavet er henholdsvis 1,8 og 1,5 ganger letekostnadene.

Dette er verdier hvor alle kostnader er trukket fra, også letekostnader, og beregnet med 7 prosent diskonteringsrate. Dersom lønnsomhet per letekrone er 1, betyr dette at leteinvesteringene blir tilbakebetalt med en avkastning på 7 prosent.



Figur 6.4 Lønnsomhet per letekrone i de ulike havområdene siste 20 årene (2004–2023).

I Nordsjøen har det vært høy ressurstilvekst, og det er gjort flere store funn. Med stordriftsfordeler, velutviklet infrastruktur og lave enhetskostnader i havområdet gir dette høy lønnsomhet per letekrone.

I Norskehavet har ressurstilveksten vært lavere, og det er gjort færre store funn. Analysene viser likevel at samordnede utbygginger av flere mindre funn og kostnadseffektive innfasinger har bidratt til at leting i Norskehavet også har god lønnsomhet per letekrone.

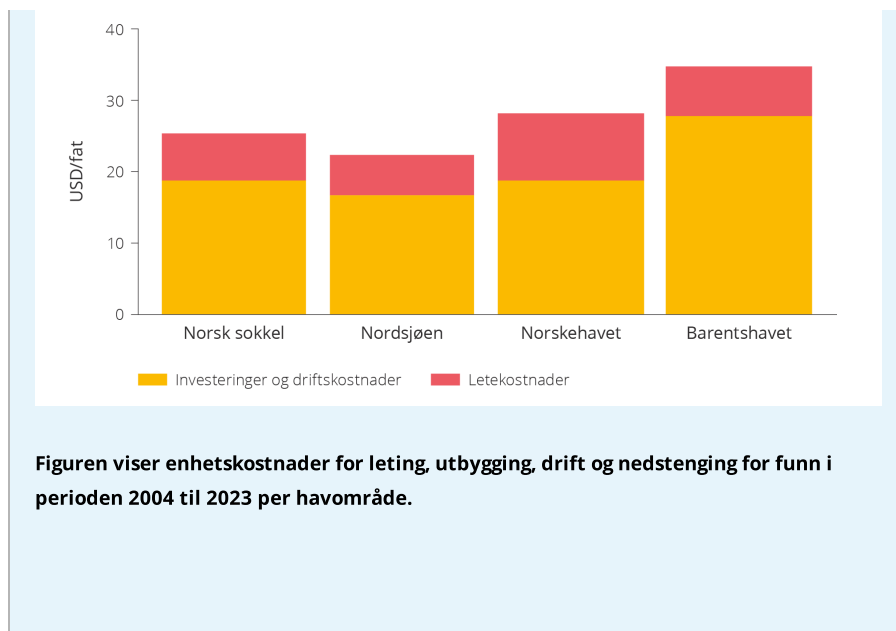
I Barentshavet har leting ført til høy ressurstilvekst og flere store funn, men det er også gjort betydelige investeringer i å etablere ny infrastruktur i området.

Enhetskostnader

Totale kostnader fra leting, utbygging, drift og nedstengning per produserbar enhet fra funnene i perioden gir en gjennomsnittlig udiskontert enhetskostnad på om lag 25 dollar per fat.

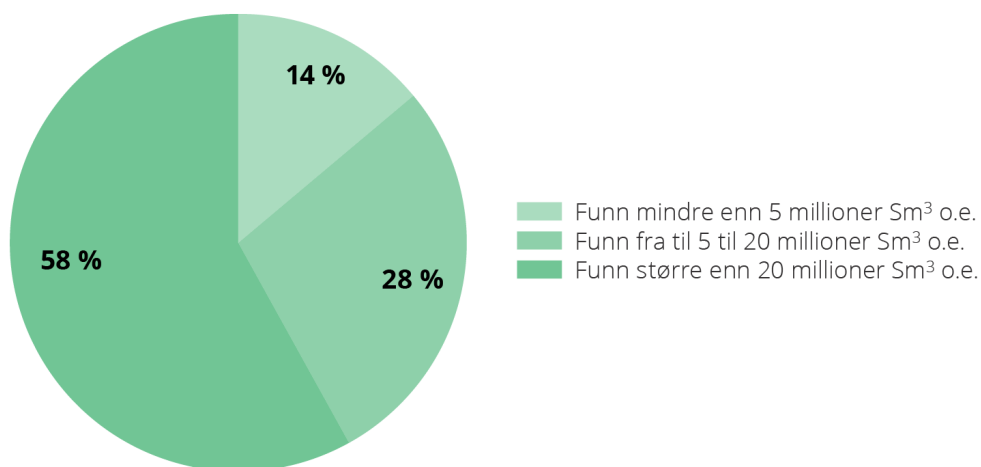
Enhetskostnadene varierer fra prosjekt til prosjekt og er avhengige av blant annet funnstørrelse, reservoarkvalitet, utbyggingskonsept og avstand til infrastruktur.

Nordsjøen har de laveste enhetskostnadene på om lag 22 dollar per fat, mens Barentshavet har de høyeste med om lag 35 dollar per fat. I Norskehavet er enhetskostnadene om lag 28 dollar per fat.



Betydningen av store og små funn

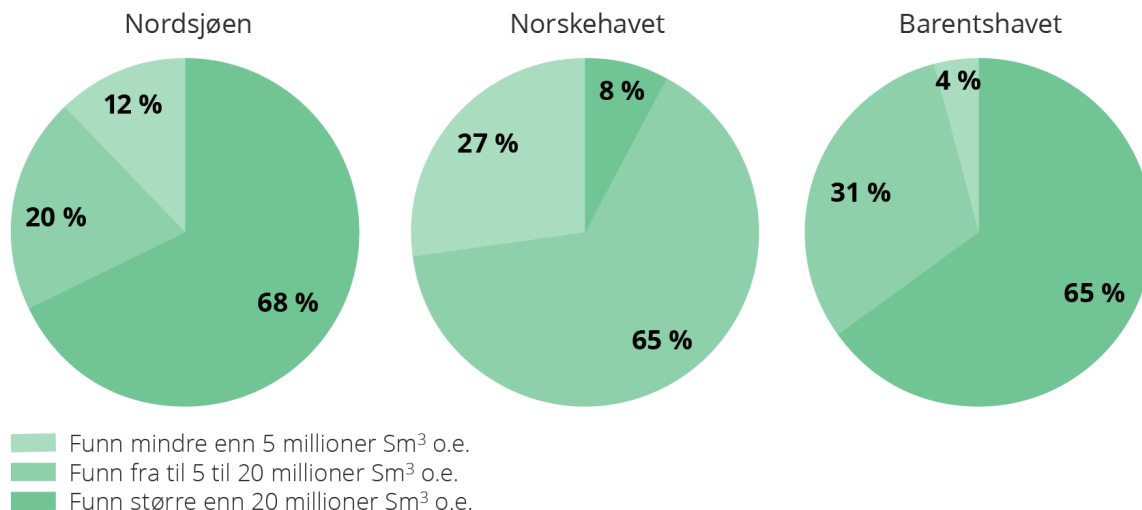
Det er gjort totalt 9 funn større enn 20 millioner Sm³ o.e. Til sammen står disse for nærmere 60 prosent av nåverdibidraget fra leting i perioden, se figur 6.5. I tillegg til å gi vesentlige verdibidrag, er flere av disse funnene viktige for utvikling av infrastruktur og for andre funn i områdene rundt.



Figur 6.5 Nåverdibidrag fra ulike funnstørrelser.

De øvrige 181 funnene er mindre enn 20 millioner Sm³ o.e. og utgjør til sammen utgjør over 40 prosent av nåverdibidraget. Selv om over 110 av disse er under 5 millioner Sm³ o.e., bidrar de med 14 prosent av nåverdibidraget.

Figur 6.6 viser nåverdibidragene for ulike funnstørrelser i havområdene. Funn større enn 20 millioner Sm³ o.e. er svært viktige for lønnsomheten, både i Nordsjøen og i Barentshavet, og bidrar med om lag to tredeler av nåverdien fra disse områdene. I Norskehavet er det funn mindre enn 20 millioner Sm³ o.e. som står for over to tredeler av nåverdien.



Figur 6.6 Nåverdidrag fra ulike funnstørrelser per havområde i perioden fra 2004 til 2023.

Leting de siste fem årene har høy lønnsomhet

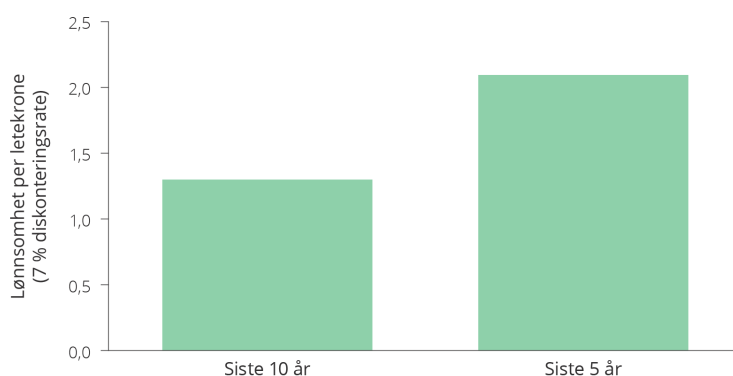
Figur 6.7 viser lønnsomhet per letekrone for hele sokkelen fra funn som er gjort i perioden 2014–2023 og i perioden 2019–2023 (de siste ti og fem årene).

Verdien av funnene som er gjort de siste ti årene er om lag 1,3 ganger høyere enn letekostnadene. I denne perioden er det gjort om lag 100 funn som har gjennomsnittlig funnstørrelse under 5 millioner Sm³ o.e.

For de siste fem årene er verdien av funnene over dobbelt så stor som letekostnadene. Dette betyr at lønnsomheten av å lete har vært høyere de siste fem årene enn de siste ti.

Flere av funnene de siste fem årene er svært lønnsomme fordi de kan fases tidsriktig inn til eksisterende infrastruktur. Spesielt funn i Trollområdet er gode eksempler på dette.

Innfasing av nye ressurser til eksisterende felt kan videre føre til lengre levetid for infrastrukturen og øke verdien av haleproduksjon. Denne effekten er ikke inkludert i lønnsomhetsanalysene.



Figur 6.7 Utvikling i lønnsomhet per letekronesiste ti (2014–2023) og siste fem år (2019–2023).

Gassinfrastruktur er viktig for å realisere gjenværende ressurser

For å opprettholde gassproduksjonen og -eksporten på sikt, er det viktig å lete etter mer gass. Nesten to tredeler av de uoppdagede gassressursene forventes å ligge i Barentshavet. Uten økt eksportkapasitet fra dette havområdet kan store gassressurser og verdier bli innelåst.

Det norske gasstransportsystemet

Det norske gasstransportsystemet omfatter et nettverk av rørledninger med en lengde på om lag 8800 kilometer, tre store prosessanlegg i Norge og flere mottaksanlegg i andre land, se figur 6.8. Gass fra Snøhvitfeltet eksporteres med skip fra LNG-anlegget på Melkøya utenfor Hammerfest.

I Nordsjøen og i Norskehavet er gassinfrastrukturen og eksportkapasiteten godt utbygd med forventet ledig kapasitet framover. Det senker terskelen for å lete etter og bygge ut gassfunn. Ledig kapasitet øker også selskapenes interesse for å lete etter mindre gassforekomster dersom enhetskostnadene og tariffene i infrastrukturen holdes lave.

Systemet har høy regularitet og gir stor fleksibilitet for brukerne i valg av landingspunkt for gassen. Dette gir, i tillegg til nærhet til markedet, lave transportkostnader. Norsk gass har derfor et betydelig konkurransefortrinn.

Myndighetene regulerer adgang til systemet og sikrer tilgang til kapasitet for alle med behov til rimelige vilkår. Gassco er operatør og har blant annet rollen som nøytral kapasitetsadministrator og arkitekt for videreutvikling av systemet. Gasscos arkitektrolle omfatter alle aktuelle eksportløsninger for gass. Sjøkeldirektoratet bistår Gassco i arkitektrollen og bidrar til å sikre utviklingen av gode og langsiktige gassinfrastrukturløsninger.

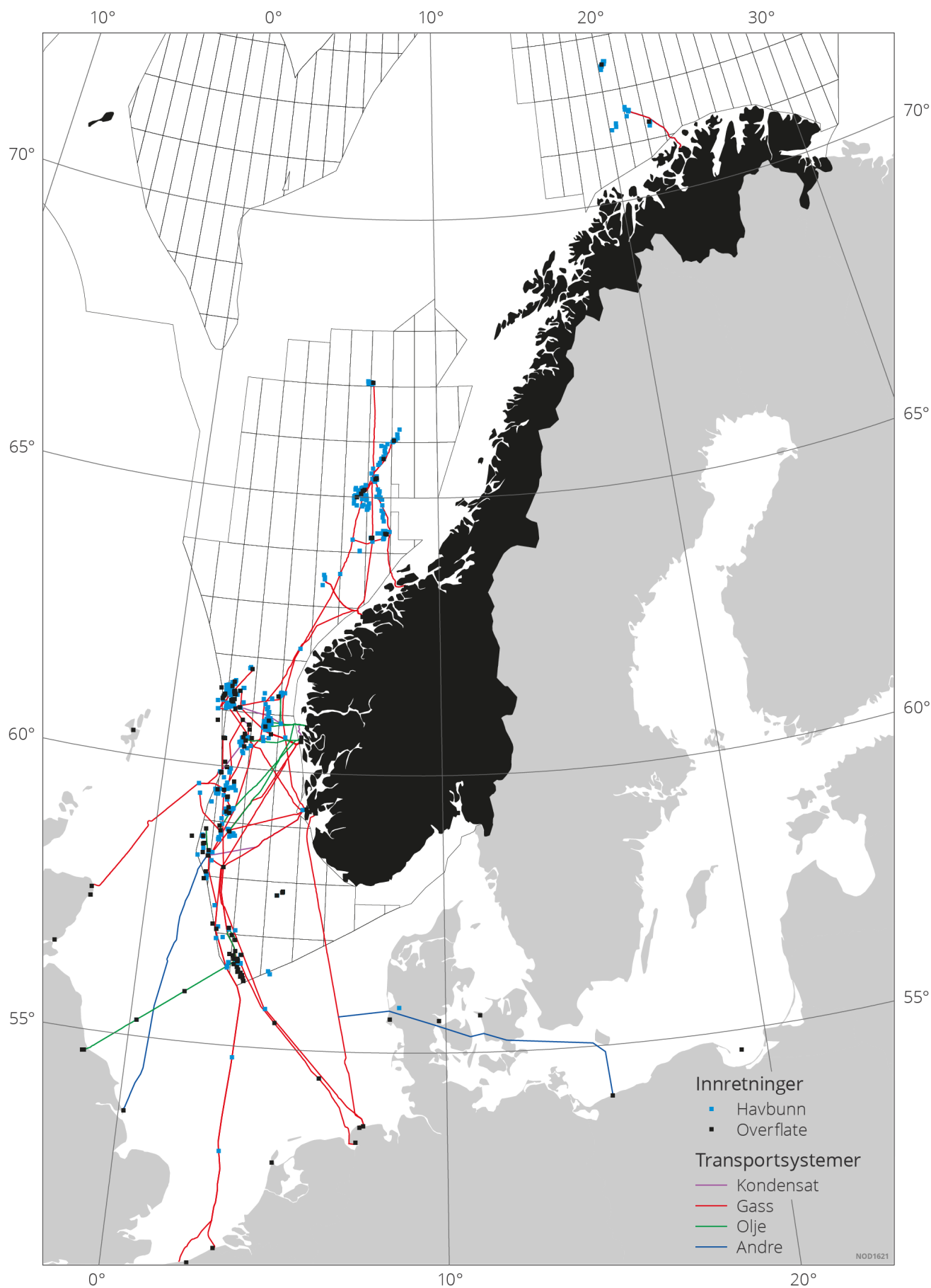
Store deler av tillatelsene i Gassled har konsesjonstid som utløper i 2028, og staten har hjemfallsrett ved utløp av konsesjonstiden. Enkelte anlegg har ikke eksplisitt konsesjonstid. Staten tar sikte på å benytte seg av hjemfallsretten ved utløpet av konsesjonstiden og sikre et helstatlig eierskap for de sentrale delene av det norske gasstransportsystemet.

Der overtakelse eventuelt krever vederlag, legger departementet til grunn at et slikt vederlag skal baseres på eiernes forventede framtidige nettoinntekter. En overgang til helstatlig eierskap forutsettes å være verdinøytralt for staten. Det vil si at statens eierkostnader ved systemet i sin helhet dekkes av framtidige tariffinntekter.

Det tas sikte på å videreføre hovedtrekkene i reguleringen av gasstransportsystemet også etter 2028. Det legges til grunn at Gassco fortsatt skal være operatør for systemet. Tariffene skal være kostnadsbaserte. Eventuelle investeringer i ny gassinfrastruktur skal fortsatt drives fram av de kommersielle aktørene og deres behov for gasstransport.

Gassled

Gassled ble etablert 1. januar 2003 da de aller fleste transportsystemene ble samlet i et nytt stort interessentskap. Gassled består av landanleggene på Kårstø og Kollsnes samt rørsystemer som knytter produserende felt i Nordsjøen og deler av Norskehavet til disse anleggene og/eller videre transport til Storbritannia og kontinentet. Per mai 2024 er eierne av Gassled: Petoro AS (46,697 prosent), CapeOmega (26,322 prosent), Hav Energy NCS Gas AS (15,553 prosent), Silex Gas Norway AS (6,428 prosent) og Equinor Energy AS (5,000 prosent).



Figur 6.8 Figuren viser transportsystemer (rørledninger) og mottaksanlegg i Storbritannia, Nederland, Tyskland, Danmark og Polen. Det er ingen rørledning mellom Norskehavet og Barentshavet.

Gasseksportkapasiteten i Barentshavet er begrenset

I Barentshavet er gasseksportkapasiteten begrenset til LNG-anlegget på Melkøya utenfor Hammerfest. Anlegget er fullbooket med produksjon fra Snøhvit-feltet fram til om lag 2040.

Det er flere felt og funn i Barentshavet som har behov for gassavsetning. Utvikling av allerede påviste olje- og gassressurser er avhengig av at det bygges mer infrastruktur i og ut fra området. Økt eksportkapasitet vil også gi insentiver til å lete etter gass. Samtidig er det gjerne slik at det må finnes mer ressurser for å utvikle infrastruktur (se nettverkseffekter under markedssvikt i kapittel 5).

Gassco og Sjøkeldirektoratet har over flere år foretatt analyser av hvorvidt det er et samfunnsøkonomisk grunnlag for økt gasseksportkapasitet fra Barentshavet.

Tidligere studier om grunnlaget for økt eksportkapasitet fra Barentshavet

I 2012 publiserte Gassco studien «NCS 2020», hvor en av observasjonene var at det var grunnlag for en rørløsning fra nordområdene. Det ble påpekt at et eventuelt rør fra Barentshavet burde ha relativt stor kapasitet for å tilrettelegge for mulige nye volumer og dermed skape grunnlag for videre utvikling av nordområdene som petroleumsprovinns [\(43\)](#).

I 2014 publiserte Gassco studien «Barents Sea Gas Infrastructure», som påpekte at ressursene i Barentshavet kan spille en nøkkelrolle i å opprettholde norsk gassproduksjon utover 2020-tallet. En forutsetning for at det skulle lykkes var samarbeid på tvers av utvinningstillatelser i området ettersom ingen individuelle utvinningstillatelser kunne bære betydelige nye gassinfrastrukturinvesteringer på egen hånd [\(44\)](#).

I 2020 publiserte Gassco, i samarbeid med Sjøkeldirektoratet, en ny studie med vurderinger av mulige nye gasstransportalternativer fra Barentshavet [\(45\)](#). Rapporten pekte på at det kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt med investeringer i ny eksportkapasitet for gass. Studien pekte også på at en samfunnsøkonomisk lønnsom økning av gasstransportkapasitet fra Barentshavet vil kunne være en nøkkelfaktor for den videre utviklingen av Barentshavet som petroleumsprovinns. Dermed kan norsk olje og gassproduksjon opprettholdes på et høyere nivå utover i tid.

I 2023 ba Energidepartementet Gassco om å oppdatere studien fra 2020 og gi en oppdatert vurdering av alternativer for økt gasstransportkapasitet fra Barentshavet. Gassco leverte en oppdatert rapport i april 2023 [\(46\)](#). Rapporten konkluderer med at det er lønnsomt for samfunnet med økt gasseksport fra Barentshavet sør. Flere av alternativene framstår som lønnsomme. Av de ulike alternativene er det nytt duggpunkts anlegg (DPCU) og rørledning ned til det eksisterende gassrørledningsnettet i Norskehavet som framstår som det mest lønnsomme alternativet. En slik løsning kan også bidra til en områdeløsning i Barentshavet sør med fleksibilitet til å håndtere mulige tilleggsressurser og oppsider og dermed til god ressursforvaltning.

Analysene viser at det kan være løsninger som gjør det samfunnsøkonomisk lønnsomt å øke gasseksportkapasitet fra Barentshavet.

En lønnsom økning i eksportkapasitet vil gi muligheter for å akselerere produksjon av gass fra feltene i området, gjøre det mulig å bygge ut mindre gassfunn og gjøre det mer attraktivt å lete. Jo tidligere en økning i eksportkapasitet kan realiseres, jo større vil verdien av akselerert produksjon og leting bli.

En eventuell rørløsning fra Barentshavet kan koble seg opp til infrastrukturen i Norskehavet og på den måten gå inn i det etablerte gassinfrastrukturnettverket i Norskehavet og Nordsjøen. Gass fra nord kan bidra til å holde de totale enhetskostnadene nede i dette gassinfrastrukturnettverket. I nær framtid vil gassinfrastrukturnettverket i sør ha betydelig ledig kapasitet.

Tiltak mot utslipp av klimagasser

Utslippene av klimagasser fra petroleumssektoren utgjorde i 2023 om lag en firedel av de norske utslippene. For å nå de nasjonale klimamålene i 2030, må disse utslippene reduseres betydelig. Ytterligere reduksjoner må til fram mot 2050. Selskapene jobber med å finne løsninger som kan redusere utslippene på norsk sokkel med 50 prosent innen 2030 sammenlignet med nivået i 2005.

Flere store prosjekt, hovedsakelig kraft fra landprosjekt, er allerede besluttet og en rekke nye større utslippsreducerende tiltak er under planlegging av selskapene. Tiltak som reduserer utslippene, vil gi lavere miljøkostnader og kan bidra til å forlenge produksjonen og levetiden til feltene.

Utslipp fra petroleumssektoren

Leting etter og produksjon av olje og gass medfører utslipp av klimagasser. Utslippene fra petroleumsvirksomheten i 2023 var på om lag 11,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter⁽⁴⁷⁾. Utslippene omfatter alle faste og flytende innretninger på kontinentalsokkelen samt tilhørende landanlegg.

Mesteparten av utslippene av klimagasser på sokkelen er CO₂ (om lag 96 prosent). Utslippene kommer hovedsakelig fra energiproduksjon på produksjonsinnretninger og landanlegg ved forbrenning av fossilt drivstoff.

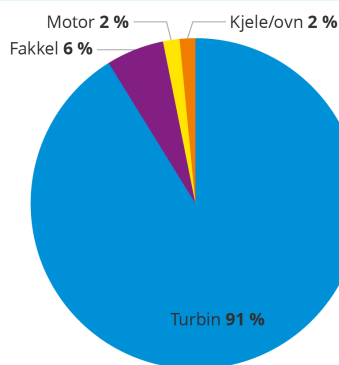
Utslipp av klimagasser på norsk sokkel

Utslipp av klimagasser fra petroleumssektoren er i hovedsak CO₂ og metan. I tillegg vil utslipp av flyktige organiske forbindelser (VOC) ha en indirekte effekt ved at det over tid oksideres og får en tilleggsvirkning tilsvarende CO₂.

Utslipp av CO₂

I 2023 var om lag 95 prosent av CO₂-utslippene fra faste innretninger og landanlegg. 5 prosent er fra mobile innretninger, det vil si borerigger og brønnintervensjonsfartøy som borer lete- og produksjonsbrønner samt utfører brønnvedlikehold.

Figuren under viser fordeling av CO₂-utslipp fra faste innretninger og landanlegg. Utslipp fra gassturbiner utgjør den desidert største utslippskilden (90 prosent), etterfulgt av utslipp fra fakkell (6 prosent).



Kilder til CO₂-utslipp fra faste innretninger og landanlegg. Totale utslipp på 10,2 millioner tonn CO₂ i 2023. Landdelen av Kårstø er her ikke inkludert ⁽⁴⁸⁾.

På mobile innretninger er dieselforbruk i motorer den største kilden til CO₂-utslipp. I 2023 utgjorde dette om lag 97 prosent av utslippene fra disse innretningene. ⁽⁴⁹⁾

Utslipp av metan og nmVOC (flyktige organiske forbindelser)

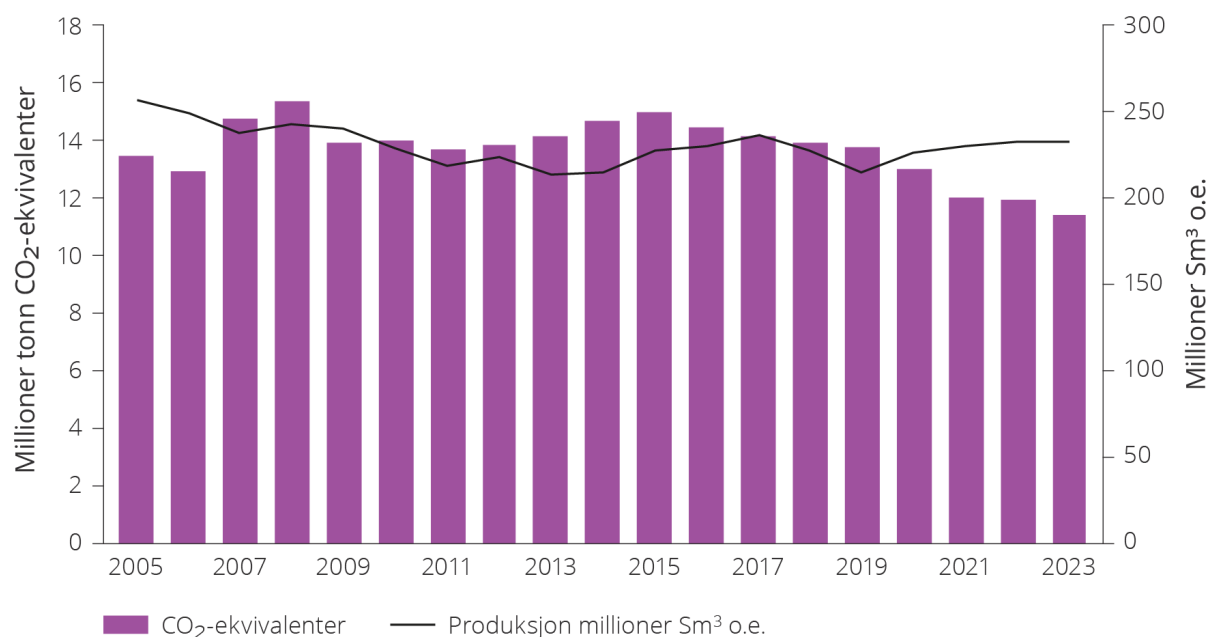
De tre hovedkildene til utslipp av metan og nmVOC er:

- uforbrent gass fra gassturbiner, motorer, kjeler og fakler
- gass som slippes ut fra skytteltankere i forbindelse med lastning av olje og gass på feltet
- kaldventilering og diffuse utslipp fra innretningene, også kalt direkte metan- og nmVOC-utslipp.

I 2023 utgjorde disse utslippene under 4 prosent av klimagassutslippene på sokkelen (i CO₂-ekvivalenter).

Utslippene går ned

Det har vært en nedgang i utslipp av CO₂ fra norsk sokkel siden 2015 til tross for at produksjonen har vært relativt stabil. Totale utslipp på sokkelen var per 31.12.2023 redusert med om lag 24 prosent siden 2015, se figur 4.9. Hovedårsaken til nedgangen i utslippene fra 2015 er at flere innretninger helt eller delvis driftes med kraft fra land. Utslippene ventes å bli ytterligere redusert i årene framover, selv om produksjonen øker noe på kort sikt.



Figur 6.9 Petroleumsproduksjon og utslipp målt i CO₂-ekvivalenter.

Norge har flere klimamål

Klimaendringene er en global utfordring som krever effektive og målrettede tiltak. Hovedmålet med klimapolitikken er å redusere klimagassutslippene og begrense global oppvarming.

- Norge har under Parisavtalen tatt på seg en forpliktelse til å redusere utslippene av klimagasser med minst 55 prosent i 2030 sammenlignet med nivået i 199. Dette er også lovfestet i klimaloven. Norge kan oppfylle denne klimamålsettingen i samarbeid med EU.
- I klimaloven er det også lovfestet at Norge skal være et lavutslippssamfunn i 2050. Målet er at klimagassutslippene reduseres i størrelsesorden 90–95 prosent sammenlignet med utslippsnivået i 1990 (50). Ved vurdering av måloppnåelse skal det tas hensyn til effekten av norsk deltakelse i EUs kvotesystem.
- Utover de internasjonalt bindende målene har regjeringen et omstillingsmål for hele økonomien i 2030. Dette er formulert i regjeringsplattformen som et mål om å kutte norske klimautslipp med 55 prosentsammenlignet med 1990.
- Ettersom 95 prosent av utslippene fra olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel er underlagt det europeiske kvotesystemet, vil oljeselskapene på norsk sokkel, på lik linje med bedrifter i EU, medvirke til å redusere de kvotepliktige utslippene fram mot 2030.
- I tillegg har regjeringen satt egne målsetninger for utslippsreduksjoner i petroleumssektoren. Målet er at regjeringen, i samarbeid med næringen, skal sørge for at utslippene fra olje- og gassproduksjonen på norsk sokkel kuttes med 50 prosent innen 2030 og til netto null i 2050. (51) Dette er i tråd med Stortingets anmodningsvedtak fra 2020 (52).
- På bransjenivå har petroleumsnæringen ambisjon om å redusere utslippene fra olje- og gassproduksjonen med 50 prosent innen 2030 sammenlignet med 2005 og videre til nær null i 2050 (53).

De fleste rettighetshavere har i tillegg egne målsetninger om å redusere sine klimagassutslipp.

CO2-avgift og kvotehandel er de viktigste tiltakene

Myndighetenes viktigste tiltak for å begrense utslippene av klimagasser fra petroleumsvirksomheten er CO2-avgift og kvoteplikt.

Norge innførte i 1991 en avgift på utslipp av CO₂ i petroleumsvirksomheten. Loven fastsetter at selskapene må betale CO₂-avgift ved forbrenning av gass, olje og diesel, og ved utslipp av CO₂ eller naturgass. CO₂-avgiften har steget gradvis over tid, og for 2024 utgjør den 790 kroner/tonn CO₂-utslipp.

Fra 2008 ble petroleumsvirksomheten inkludert i EUs kvotesystem (EU ETS). Dette innebærer at hvert tonn klimagasser virksomhetene slipper ut må ha en klimakvote. I tillegg til en initial tildeling av kvoter i form av auksjon eller vederlagsfri tildeling etter bestemte kriterier, kan kvoter kjøpes og selges i et annenhåndsmarked. Kvoteprisen bestemmes i kvotemarkedet og varierer over tid. Kvoteprisen har, etter en lengre periode med gradvis vekst, svingt noe det siste året. Dersom en legger til grunn en kvotepris på 70 Euro/tonn (juni 2024), utgjør den om lag 800 kroner per tonn.

Summeres CO₂-avgift og kvotepris, utgjør de en samlet utslippskostnad på om lag 1600 kroner/tonn, noe som er svært høyt i internasjonal sammenheng(54). I Hurdalsplattformen(55) skriver regjeringen at CO₂-avgiften gradvis skal økes. Dette skal vurderes i de årlige budsjettene.

I tillegg til avgift og kvoter på utslipp av CO₂, har det siden 2007 vært en avgift på utslipp av NO_x (nitrogenoksider). Utslipp fra gassturbiner, kjeler og motorer samt fakling, er omfattet av avgiften. Det gis avgiftsfritak for utslippsenheter som er omfattet av miljøavtalen (NO_x-fondet) som ble inngått mellom en rekke næringsorganisasjoner og Klima- og miljødepartementet i 2008. De fleste virksomhetene i petroleumssektoren har valgt å delta i NO_x-fondet.

Den samlede miljøkostnaden utgjør en betydelig kostnad for felt hvor energiproduksjonen er basert på gassturbiner. Miljøkostnaden utgjør i gjennomsnitt 30 prosent av driftskostnadene for de feltene som ikke har kraft fra land. Prising av CO₂-utslippene innebærer at selskapene har en økonomisk egeninteresse av å gjennomføre tiltak for å redusere disse utslippene.

I tillegg til prising av utslipp, brukes flere andre virkemidler. Bruk av beste tilgjengelige teknologi (BAT), kraft fra land, karbonfangst og -lagring og havvind, skal vurderes ved alle nye utbygginger eller større ombygginger. Videre er det forbud mot fakling utover det som er nødvendig av sikkerhetsmessige årsaker. Det gis også støtte til forskning og teknologiutvikling.

De ulike virkemidlene har over tid bidratt til at de gjennomsnittlige utslippene av klimagasser på norsk sokkel ligger vesentlig lavere per produsert enhet enn gjennomsnittet i andre olje- og gassproduserende regioner, se kapittel 3, figur 3.4.

Elektrifisering reduserer utslippene

Etter hvert som kostnadene ved å slippe ut CO₂ og myndighetenes forventninger til utslippskutt har økt, har rettighetshaverne intensivert arbeidet med å redusere utslippene fra sektoren. Høye kostnader forbundet med CO₂-utslipp har isolert sett økt lønnsomheten til ulike tiltak.

Forbrenning av gass i gassturbiner er den desidert største utslippskilden av klimagasser på sokkelen. Gassturbinene gir kraft til ulike formål på innretningene. Prosessutstyr, pumper og kompressorer er ofte elektrisk drevet. I tillegg brukes elektrisitet til alarm- og kontrollsystem samt belysning og boligformål. Elektrisiteten produseres i de fleste tilfeller av generatorer som er drevet av gassturbiner lokalt på innretningen.

Større utstyr som kompressorer for eksport eller injeksjon av gass drives ofte av gassturbiner som er koblet direkte til kompressoren. Dette er som regel de mest energikrevende enkeltstående enheter om bord.

For å få til store utslippsreduksjoner må innretningene bygges om til å drives med kraft fra andre kilder enn gassturbiner. Det vanligste har vært kraft fra strømmettet på land. Men det er også mulig å forsyne innretningene med kraft fra havvind eller bygge egne gasskraftverk med CCS som forsyner innretningene med strøm. Arbeidsomfanget og kostnadene ved en slik ombygging vil være avhengig av hvor stor andel av kraftforsyningen som skal erstattes med annen kraft.

Kraft fra strømmettet

Kraft som overføres fra strømmettet på land vurderes som det teknisk beste og mest lønnsomme alternativet for å redusere utslippene fra gassturbiner. Flere felt drives i dag helt eller delvis med kraft fra land, og flere prosjekter er under utbygging eller i planleggingsfasen. Disse prosjektene vurderes å være mer krevende å gjennomføre enn allerede vedtatte prosjekter.

Kraft fra havvind

Kraften kan også komme fra andre kilder. I 2023 startet kraftproduksjonen på Hywind Tampen, et flytende vindanlegg som leverer kraft til feltene Snorre og Gullfaks. Anlegget består av 11 vindturbiner med en installert effekt på 88 MW. Vindanlegget er av operatøren anslått å kunne dekke om lag 35 prosent av det årlige elektriske kraftbehovet. Det kan gi en årlig reduksjon av CO₂-utslippene på cirka 200 000 tonn sammenlignet med da gassturbiner dekket hele dette behovet.

Vindturbiner produserer ikke kraft når det blåser for mye eller for lite. Derfor vil innretninger som forsynes med kraft fra havvind også være avhengig av alternativ kraftforsyning. På Snorre og Gullfaks er dette i dag gassturbiner. Utslippene kan dermed ikke reduseres like mye med havvind som med kraft fra land.

I Barentshavet utredes muligheten for å knytte opp vindturbiner til strømmettet via kraft fra land-infrastrukturen på Goliatfeltet. GoliatVIND skal levere fornybar strøm til Hammerfestregionen⁽⁵⁶⁾, ⁽⁵⁷⁾. Siden Goliat allerede får dekket sitt kraftbehov via kabel fra land, vil ikke prosjektet GoliatVIND redusere utslipp fra petroleumsvirksomheten.

GoliatVIND kan bygges ut i 2027–28 gitt at prosjektet modnes i tråd med planer, og myndighetene gir konsesjon til utbygging ⁽⁵⁸⁾.

På grunn av høye utbyggingskostnader er verken Hywind Tampen eller GoliatVIND lønnsomme prosjekter uten støtteordninger, og begge disse prosjektene har fått støtte fra Enova. Enovas støtte er forankret i teknologiutvikling for mer fornybar energi. Støtten skal også bidra til at norsk industri kan

ta del i et forventet voksende internasjonalt marked innen havvind. I Stortingsmelding 36 (2020-2021) pekes det på Enova som et hovedverktøy for å skape framtidig norsk verdiskaping knyttet til havvind(59).

Det forventes at utbyggingskostnadene vil kunne falle når prosjektene blir større og teknologien mer moden gjennom teknologiutvikling, utnyttning av stordriftsfordeler (skalafordeler) og økt volum.

Kraft fra gasskraftverk med CCS

En annen mulighet til å levere strøm til felt er å bygge gasskraftverk med karbonfangst og lagring (CCS) (60). Å fange CO₂ fra turbineksosen fra eksisterende innretninger er krevende på grunn av plass- og vektbegrensninger. Det er enklere å bygge nye selvstendige gasskraftverk der CCS er en integrert del av løsningen. Slike gasskraftverk kan enten bygges som dedikerte innretninger offshore som forsyner felt i nærheten med elektrisk kraft eller de kan bygges som gasskraftverk på eller ved land. Dette vil kreve større investeringer enn kraft fra strømmettet på land. Ombyggingene på innretningene blir tilsvarende, men i tillegg kreves det bygging av et gasskraftverk og infrastruktur for import av gass og lagring av CO₂.

Elektrifisering av innretninger

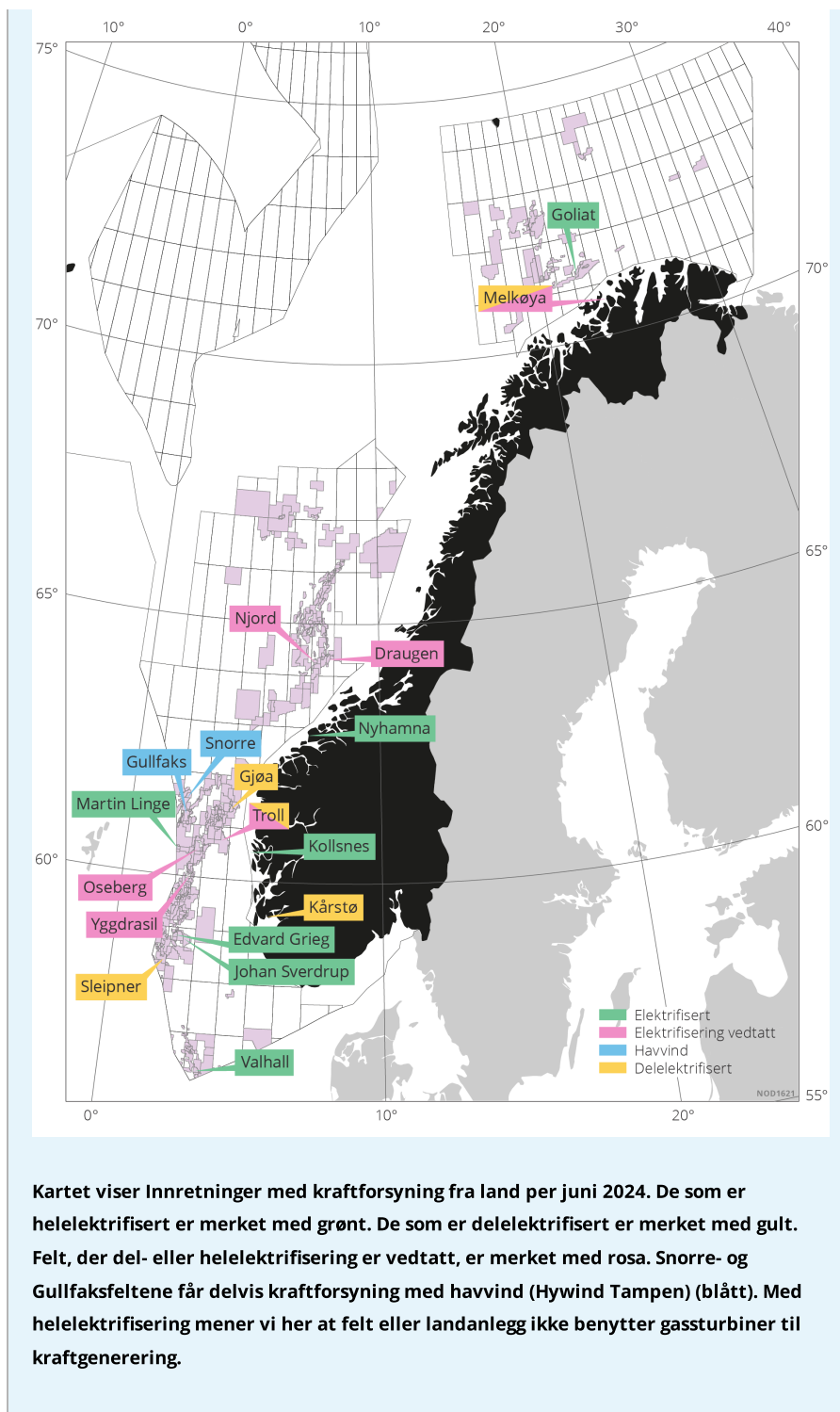
I 1996 vedtok Stortinget at selskapene skal legge fram en oversikt over energibehov og kostnadene ved å benytte kraft fra land framfor gassturbiner ved alle nye feltutbygginger.

Flere felt driftes helt eller delvis med kraft fra land. Det har redusert årlige utslipp fra produksjonen med anslagsvis mer enn 3,2 millioner tonn CO₂. Feltene Johan Sverdrup, Troll, Gjøa, Goliat, Valhall, Edvard Grieg, Ivar Aasen, Gina Krog, Sleipner Øst og Martin Linge får kraft fra land.

Videre får landanleggene Kårstø, Kollsnes, Melkøya LNG og Nyhamna helt eller delvis kraft fra strømmettet. På Melkøya og på Troll pågår prosjekter for ytterlige elektrifisering. Kraft fra land er også under etablering på feltene Oseberg feltcenter, Oseberg Sør, Njord, Draugen og feltene i Yggdrasil-området.

Hywind Tampen forsyner Gullfaks og Snorre og er verdens første flytende vindanlegg som leverer strøm til olje- og gassplattformer. Kraftproduksjonen fra de første turbinene startet i 2022, og prosjektet ble ferdigstilt og kom i full produksjon i 2023.

Det pågår i tillegg studier på ombygging til kraft fra land på flere felt på sokkelen. Det gjelder Nordsjøen, Norskehavet samt ytterligere elektrifisering av landanlegget på Kårstø.



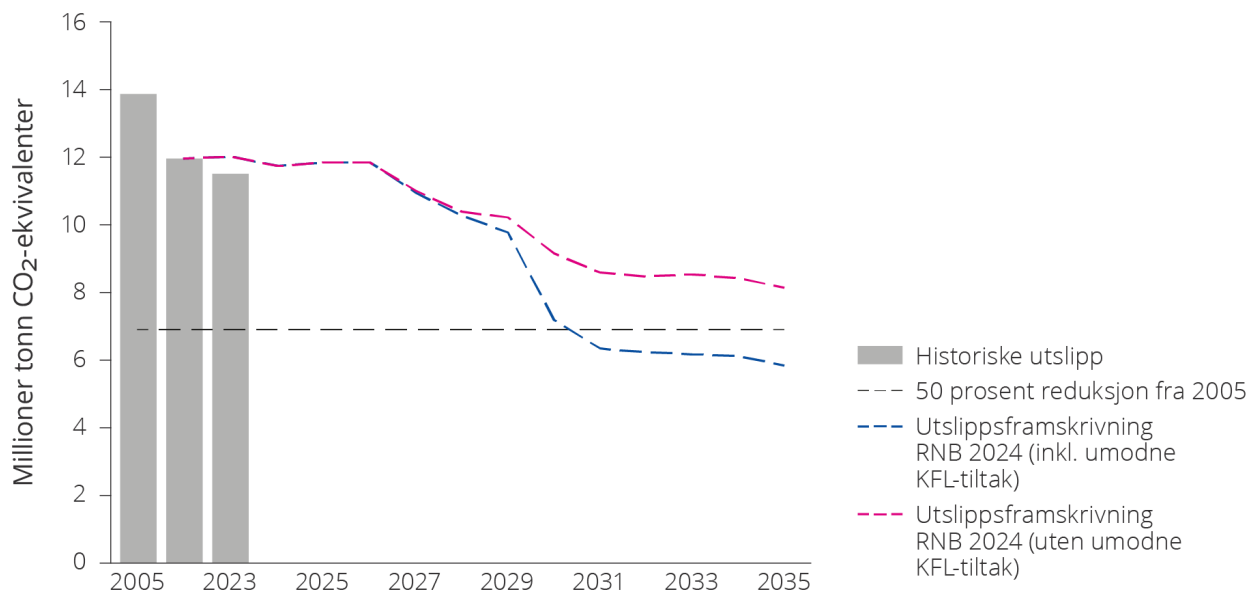
Framtidige utslipp

Utslippetsutviklingen framover avhenger av utvikling i produksjons- og aktivitetsnivå i petroleumsvirksomheten og derigjennom antall innretninger og landanlegg samt utslippene fra disse kildene.

Fra en forventet produksjonstopp i 2025 forventes gradvis avtagende produksjon over tid, selv om det er usikkerhet knyttet til hvor raskt produksjonen og aktiviteten vil falle, se mulighetsbilder i kapittel 4. Dette vil over tid føre til færre innretninger i produksjon, noe som reduserer utslippene. I tillegg til dette vil nye tiltak for å erstatte turbingenerert kraft med andre kilder ytterligere redusere utslippene fra produksjonen. Ut over dette kommer tiltak som adresserer andre kilder til utslipp.

Sokkeldirektoratets framskrivninger, publisert april 2024⁽⁶¹⁾, er vist i figur 6.10. Den viser at utslippene kan nå målet om 50 prosent reduksjon i 2031. Dette forutsetter at pågående, ikke-besluttede prosjekter for del- eller helelektrifisering av eksisterende innretninger går som planlagt. Da

kan utslippene i 2035 være redusert til 5,9 millioner tonn CO₂-ekvivalenter, se figur 6.10.



Figur 6.10 Historiske utslipp, samt Soddeldirektoratets framskrivninger av to utslippsbaner. I den ene utslippsbanen er umodne kraft fra land-prosjekter (KFL) utelatt, mens i den andre er disse fullt ut inkludert. Framskrivningen bygger på rapportering fra operatørene høsten 2023. (KFL = Kraft fra land). Utslipp inkluderer i tillegg til CO₂ og metan også en oksideringseffekt fra nmVOC.

De to utslippsbanene illustrerer usikkerheten knyttet til elektrifiseringsprosjekter som er i planleggingsfasen. I tillegg vil det være usikkerhet knyttet til øvrige prosjekter og planer uten at den er illustrert på tilsvarende måte. Eksempelvis inneholder begge utslippsbanene antagelser knyttet til energieffektivisering, utvinningsstrategi og levetid som alle er beheftet med usikkerhet.

Usikkerheten knyttet til elektrifiseringsprosjekter er dels en usikkerhet knyttet til rettighetshavernes videre modning og beslutning om å gjennomføre disse prosjektene, dels en usikkerhet om prosjektene vil få tilgang på kraft og bli godkjent av myndighetene.

Konsekvenser av klimatiltakene

Gjenværende ressurser på felt i drift gir grunnlag for langsiktig produksjon, se kapittel 7. Å investere i tiltak for økt utvinning er nødvendig for å realisere disse verdiene. Flere av tiltakene for økt utvinning kan medføre økt energiforbruk og utslipp av klimagasser.

For felt hvor energiproduksjonen helt eller delvis er basert på gassturbiner, utgjør samtidig kostnader knyttet til CO₂-utslipp en stadig større del av kostnadene. Dette kan medføre lavere lønnsomhet av økt utvinningstiltak. Framtidig produksjon påvirkes derfor av nivået på CO₂-kostnadene.

De høye kostnadene ved å slippe ut klimagasser kombinert med rettighetshavernes egne klimamål gir selskapene sterke insentiver til å gjennomføre tiltak for å få ned disse kostnadene. Selskapene legger til grunn at elektrifisering med kraft fra land er det tiltaket som har lavest kostnad og kan gi størst utslippsreduksjoner fram mot 2030. Derfor studeres kraft fra land-prosjekter på flere felt på sokkelen.

Alternativ kraftløsning til kraft fra land er havvind eller kraft generert med gasskraftverk i kombinasjon med CCS. Dette er vurdert som dyrere løsninger enn strømforsyning fra land.

Flere av feltene har ikke planer om elektrifisering for å få ned utslippene. Økte CO₂-kostnader og driftskostnader kan påvirke utvinning av ressurser, svekke insentiver til leting og gi tidligere nedstenging av felt.

Tidlig nedstenging av felt kan medføre at lønnsom produksjonskapasitet og framtidig fleksibilitet blir avviklet, noe som ofte kan være svært dyre tiltak i et helhetlig sokkelperspektiv. Dette understrekes av regjeringen i Grønn Bok(62), som er særskilt vedlegg til statsbudsjettet.

Last ned

- [Bakgrunnstall \(Excel\)](#)

Nye næringer

I dette kapittelet:

- [Ressurspotensial i havbunnsmineraler](#)
- [Lagring av CO2 på norsk sokkel](#)
- [Vindkraft til havs](#)

Stortinget vedtok i 2019 lov om mineralvirksomhet på kontinentalsokkelen(63).

Havbunnsmineralloven har som formål å bidra til en samfunnsøkonomisk forvaltning av mineralressursene(64).

Loven fastsetter betingelser og rammer for blant annet tildeling av undersøkelses- og utvinningstillatelser av mineraler, der rammeverket er basert på et prinsipp om statlig styring av og kontroll med naturressursene gjennom et konsesjonssystem.

Sokkeldirektoratet er Energidepartementets fagetat for havbunnsmineraler. Direktoratet har over flere år, til dels sammen med akademika, samlet inn data om ressurspotensialet for havbunnsmineral på sokkelen, se figur 7.1, og gjort data tilgjengelig for interesserte industriaktører.

Havbunnsmineraler

Mineralforekomster på havbunnen deles i tre typer: mangannoduler, manganskorper og sulfider. Alle de tre typene inneholder flere metaller og befinner seg hovedsakelig på mellom 1500 og 6000 meters dyp.

I dyphavsområdene på norsk sokkel, det vil si 800–3500 meter, er det funnet manganskorper og sulfider.

Manganskorper dannes ved utfelling av mineraler direkte fra havvannet på naken fjellgrunn på havbunnen. Skorpene består hovedsakelig av manganater og hydro-oksider. Sokkeldirektoratet har estimert omfanget av slik fjellgrunn ved hjelp av analyser av eksisterende dybde data.

Sulfider avsettes fra varme kilder assosiert med den vulkanske aktiviteten på havbunnen langs aksene av midt-øseaniske spredningsrygger. I de norske havområdene gjelder dette Mohnsryggen i Norskehavet, Knipovitsryggen mellom Svalbard og Grønland, og deler av Kolbeinseyryggen nord for Island.



Sulfidprøve.

Ressurspotensial i havbunnsmineraler

Sokkeldirektoratet har kartlagt de kommersielt mest interessante mineralforekomstene og vurdert ressurspotensialet på norsk sokkel. Resultatene er vist i tabellene 7.1 og 7.2.

Metall	Metall	P95	Forventning	P05
Kobber	Cu (millioner tonn)	28,4	38,1	47,6
Sink	Zn (millioner tonn)	35,6	45,0	54,2
Kobolt	Co (millioner tonn)	0,6	1,0	1,3
Sølv	Ag (tonn)	64870	85 200	105 530
Gull	Au (tonn)	1 755	2 317	2 856

Tabell 7.1. Estimerte totale mengder av noen viktige metaller i sulfidavsetninger i utredningsområdet.

Metall	Metall	P95	Forventning	P05
Mangan	Mn (millioner tonn)	126	185	257
Scandium	Sc (tonn)	36 400	55 800	79 500
Vanadium	V (tonn)	1 256 700	1 918 800	2 713 500
Kobolt	Co (tonn)	1 937 900	3 058 100	4 416 700

Tabell 7.2. Estimerte totale mengder av noen viktige metaller i manganskorper i utredningsområdet.

Ressurvalueringen⁽⁶⁵⁾ er basert på samme metodikk som brukes for evaluering av olje- og gassressurser, såkalt letemodellanalyse, tilpasset havbunnsmineraler. Basert på geologiske parametere, deles mineralforekomstene i forskjellige typer avsetninger (også kalt letemodeller). Disse oppgis med en spredning (fra laveste til høyeste verdi) og brukes så i Monte-Carlo-simuleringer for å beregne de totale mengdene av metallene i letemodellene hver for seg og samlet.

Sokkeldirektoratet har samlet inn geofysiske data og prøver av havbunnsmineraler på tokt sammen med forskere fra Universitetet i Bergen fra 2011 og fra 2020 også sammen med Universitet i Tromsø. I tillegg har direktoratet siden 2018 samlet inn store mengder egne data og prøver under årlige tokt. Ressursvurderingen er basert på analyser av resultatene fra disse toktene, supplert med data fra vitenskapelig arbeid og andre offentlig tilgjengelige kilder.

Under kartleggingsarbeidet er det samlet inn data fra både hydrotermalt aktive og inaktive sulfidforekomster. Aktive forekomster finnes bare i spredningsgrøften langs akse av dagens spredningsrygger. De inaktive forekomstene finnes derimot i alle områder med oseanisk jordskorpe utenfor spredningsgrøften og utgjør over 99 prosent av de samlede sulfidressursene. I de samme områdene finnes manganskorpene i fjelltopper og bratte skråninger. Kartleggingen har vist at alder på underliggende bergarter er direkte korrelert med tykkelsen på manganskorpene, det vil si jo eldre underlag, desto lengre tid har skorpen vokst.

I Sokkeldirektoratets ressursvurdering av havbunnsmineraler er ressursene oppgitt som tilstedeværende ressurser. De endelige Monte-Carlo-simuleringene i ressurvalueringen er gitt som sannsynlighetsfordelinger som viser utfallsrommet (spredningen i) for hvor store de tilstedeværende

ressursene kan være.

Ressursene er derfor gitt som sannsynlighetsfordelinger i dette utfallsrommet, ikke bestemte enkelt-tall. Det er likevel i praksis vanlig og hensiktsmessig å bruke noen gjennomsnittsmål fra disse fordelingene når ressursene omtales. De vanligste målene er da gjerne forventningsverdien (det aritmetisk gjennomsnittet) og medianen (midtverdien). Det er også vanlig å bruke tabeller som viser beregnede tall for lavt, middels, og høyt estimat (da som regel verdiene for P95, P50 og P05 i sannsynlighetsfordelingene), som vist i tabellene 7.1 og 7.2.

Utvinning kan skape verdier i framtiden

Ressursgrunnlaget tilsier at havbunnsmineralaktivitet kan bli en ny næring i Norge som kan bidra til verdiskaping, sysselsetting og bidra til å sikre forsyningen av viktige metaller. Til grunn for all mineralvirksomhet ligger det en forutsetning om at en eventuell forekomst i undergrunnen er teknisk mulig å utvinne og at den har en markedsverdi som presumptivt er minst like høy som kostnaden ved å finne og utvinne forekomsten.

Utvinning av mineraler foregår i dag nesten utelukkende på land, ettersom utvinningskostnader og teknologi gjør det mer lønnsomt å utvinne mineraler på land enn på store havdyp.

Utviklingen av havbunnsmineralvirksomhet er i et tidlig stadium både på norsk sokkel og i resten av verden. Det gjør det vanskelig å trekke klare konklusjoner om virksomheten vil bli lønnsom på norsk sokkel selv med høy etterspørsel og mineralpriser.

Det er flere usikkerhetsfaktorer som kan være krevende å estimere i en tidlig fase:

- geologi, blant annet utstrekning og mektighet
- utbyggings- og utvinningsteknologi
- marked og priser
- offentlig regulering og politikk

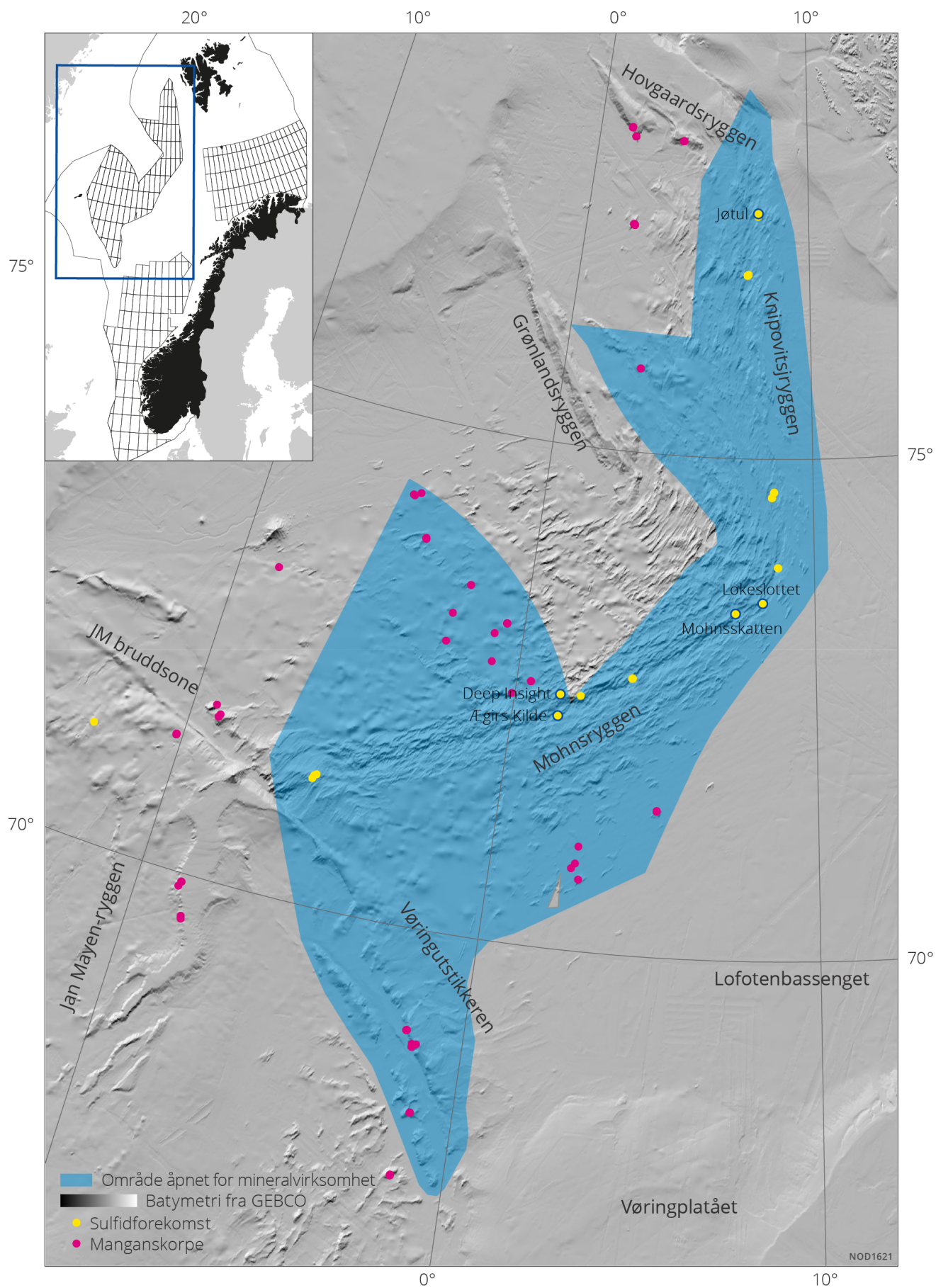
I tillegg kommer usikkerhet og risiko knyttet til miljøeffekter og ulemper for andre brukere av havet, samt usikkerhet og risiko forbundet med manglende data og datakvalitet.

For å beskytte naturmangfoldet rundt aktive hydrotermale strukturer, ble det i [Meld. St. 25 \(2022–2023\)](#) tatt inn et vilkår om at utvinning av aktive hydrotermale strukturer ikke vil være tillatt og at slike strukturer skal beskyttes slik at de ikke blir skadet av virksomhet i tilgrensende områder. En utvinningsplan skal bare godkjennes dersom det kan godtgjøres at utvinning kan gjennomføres slik at det ikke fører til vesentlige negative virkninger for naturmangfold knyttet til de aktive strukturene⁽⁶⁶⁾.

En stegvis tilnærming legges til grunn for forvaltningen av de åpne områdene, og det er et krav om innsamling av kunnskap om både ressurser og miljø før eventuell utvinning kan igangsettes. Dette innebærer at man skal gå varsomt fram og at hensynet til miljø skal veie tungt.

En slik tilnærming utnytter læringseffekter og er også viktig for å øke kunnskapen om ressursene og redusere undergrunnsrisiko. Her har Sokkeldirektoratet en viktig rolle med å utføre egne kartlegginger, analyser, øke datakvalitet og dele data.

Gjennom en slik utforskning av et område kan kostnadene med å avklare ressurspotensialet begrenses, mens verdipotensialet avklares. En stegvis utforskning kan dermed være en robust strategi for å avklare hvor store mineralressurser som finnes, hvor store verdier som kan realiseres og om det er vesentlige negative virkninger for det ytre miljø, naturmangfold og andre brukere av havet.



Figur 7.1 Kartet viser området som er åpnet for mineralvirksomhet på havbunnen.

Lagring av CO2 på norsk sokkel

Karbonfangst, -transport og -lagring (CCS) omfatter fangst av CO₂ fra kraftproduksjon og industri, transport av flytende CO₂ med skip eller rør og lagring i dype geologiske formasjoner. Lagring av CO₂ på norsk sokkel kan bli en viktig næring dersom det kan gjøres kostnadseffektivt og konkurrere med lagringsmuligheter i andre land.

Norsk sokkel kan lagre store mengder CO2

Det er kun aktuelt å lagre CO₂ dypt under havbunnen i Norge. Der finnes det store geologiske formasjoner som gir gode lagringsvilkår, og som har egenskaper som hindrer at CO₂ beveger seg oppover i stein- og sandlagene og mot havbunnen. Sikker lagring uten lekkasje er en forutsetning for å få en tillatelse for injeksjon og lagring av CO₂.

Sokkeldirektoratet har kartlagt områder på norsk sokkel som egner seg til lagring. Kartleggingen viser at det er mulig å lagre store mengder CO₂ i undergrunnen. Dette er basert på tilgang til over 50 år med data samlet inn i forbindelse med petroleumsaktiviteten og en beregning av potensialet for lagring av CO₂ i aktuelle formasjoner. Basert på dette utarbeidet Sokkeldirektoratet i 2014 et CO₂-lagringsatlas som viser lagringsmulighetene på norsk sokkel⁽⁶⁷⁾.

Teoretisk lagringskapasitet er på mer enn 80 milliarder tonn CO₂. Det tilsvarer rundt 1600 år med norske CO₂-utslipp på dagens nivå⁽⁶⁸⁾. Lagring av CO₂ har flere likhetstrekk med petroleumsaktiviteten. God forståelse av undergrunnen er nødvendig og innebærer blant annet innsamling av seismiske data og boring av brønner.

Tildelinger av areal skjer fortløpende

Selskaper med nødvendig kompetanse og konkrete, industrielle planer som medfører lagringsbehov for CO₂ på kommersielt grunnlag, kan søke Energidepartementet (ED) om en letetillatelse tilpasset virksomhetens behov.

Det er per juni 2024 tildelt totalt sju tillatelser etter lagringsforskriften, hvorav seks letetillatelser for lagring av CO₂, se figur 7.2.

Ulike CO2-tillatelser

Undersøkelsestillatelse: Tillatelse som gir rett til undersøkelse etter undersjøisk reservoar for lagring av CO₂. Tillatelsen gir ingen enerett over et område og gir heller ikke fortrinnsrett ved tildeling av andre typer tillatelser. Tillatelsen gis for inntil tre år. Her gjelder ikke krav om utlysing.

Letetillatelse: Dette er en tillatelse som gir eksklusiv rett til leting etter et undersjøisk reservoar for permanent lagring av CO₂ innenfor et definert område. Tildeling av en slik tillatelse innebærer at forskriftsfestede tildelingskriterier oppfylles, herunder at tildelingen skal gjøres etter objektive, publiserte og ikke-diskriminerende kriterier. Tillatelsen gis for inntil 10 år.

Utnyttelsestillatelse: Dette er en tillatelse som gir eksklusiv rett til å utnytte (bygge ut) et undersjøisk reservoar på kontinentalsokkelen til permanent lagring av CO₂. Tildeling av en slik tillatelse stiller krav om at forskriftsfestede tildelingskriterier oppfylles, og tildelingen skal gjøres etter objektive, publiserte og ikke-diskriminerende kriterier. Den som har en letetillatelse i det aktuelle arealet, skal gis fortrinnsrett ved tildeling av en utnyttelsestillatelse i det samme arealet. Tillatelsens varighet fastsettes av staten ved tildeling.

Regelverket

Forskrift om utnyttelse av undersjøiske reservoarer på kontinentalsokkelen til lagring av CO₂ og om transport av CO₂ på kontinentalsokkelen⁽⁶⁹⁾ gir hjemmel for CO₂-lagring. Formålet er å legge til rette for samfunnsøkonomisk lønnsom lagring av CO₂.

Forskriften fastsetter betingelser og rammer for blant annet tildeling av undersøkelses-, lete- og utnyttelsestillatelser, der prinsippet er statlig styring av og kontroll med lagringsressursene gjennom et konsesjonssystem⁽⁷⁰⁾.

Søknader etter lagringsforskriften behandles etter en åpen dør-politikk. Det betyr at aktører, som ønsker en tillatelse, kan søke så fort de mener de har arbeidet fram et tilstrekkelig godt søknadsgrunnlag. Innkomne søknader vurderes fortløpende. Dersom søknadene har tilstrekkelig kvalitet, utlyses det området staten vurderer som aktuelt å kunne tildele med en passende søknadsfrist.

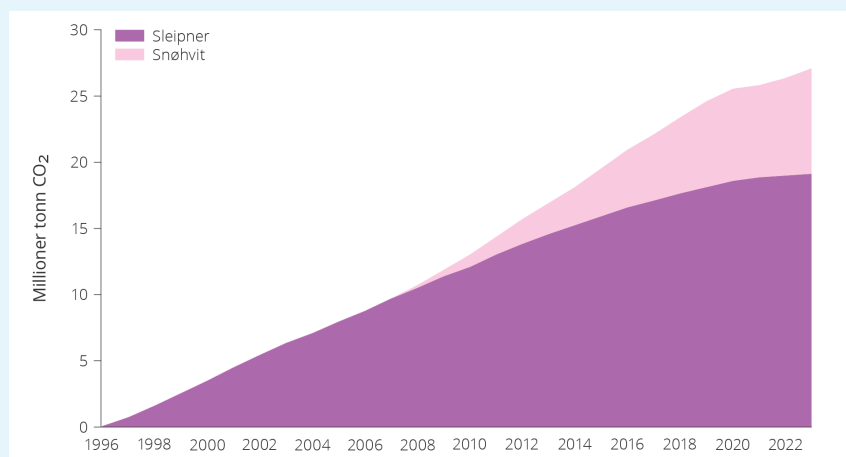
Sokkeldirektoratets rolle er å bistå og gi råd til departementet innen CCS-aktivitet, herunder ved utlysning og tildeling av areal, behandling av utbyggingsplaner og injeksjon av CO₂. Direktoratet formidler fakta og kunnskap om lagringspotensialet og foreslår hvordan regelverk for CO₂-håndtering kan videreutvikles. Direktoratet har også ansvar for å innhente og formidle analyser og data om lagring av CO₂ på sokkelen.

CO₂-lagring på sokkelen siden 1990-tallet

I forbindelse med petroleumproduksjonen har lagring av CO₂ foregått på norsk sokkel siden 1996 på Sleipnerfeltet i Nordsjøen og fra 2008 på Snøhvitfeltet i Barentshavet. På Sleipner fjernes CO₂ fra naturgassen for så å bli injisert i Utsiraformasjonen, en akvifer på feltet.

For Snøhvit fjernes CO₂ fra naturgassen på LNG-anlegget på Melkøya for å unngå dannelse av is i anlegget, før det tilbakeføres til feltet via en rørledning. Dette er de eneste CO₂-lagringsprosjektene i drift i Europa. De har gitt verdifull innsikt i CCS ved at de har vært i operasjon over lang tid og er unike i offshore-sammenheng.

Figuren viser mengden CO₂ som så langt er lagret på norsk sokkel.



Kumulativ CO₂ lagring på norsk sokkel, 1996–2023.

I 2030 kan det til sammen være lagret 90 millioner tonn CO₂ fra felt, vedtatte CO₂-lagringsprosjekter og prosjektene som er under planlegging.

I de tildelte lete- og utnyttelsestillatelsene kan det, med dagens planer, lagres om lag 30 millioner tonn CO₂ per år fra 2030. Denne kapasiteten vil øke ut over på 2030-tallet ettersom det tildeles flere tillatelser og kapasiteten i de enkelte prosjektene utvides.

CO₂-lagring er fortsatt i en tidlig fase

CCS er fortsatt i en tidlig fase. Det er først og fremst klimapolitikken, og spesielt CO₂-prisen, som avgjør om en investering i CCS blir lønnsom.

Det er også koordineringsutfordringer knyttet til etablering av et marked for CCS. Dersom ingen fanger CO₂, vil ingen investere i CO₂-lagring. Dersom ingen etablerer lager for CO₂, vil ingen investere i CO₂-fangst. Siden dette ofte er ulike aktører, blir det nødvendig at myndighetene koordinerer forskjellige former for tiltak. Rask tildeling av lagringsareal er et tiltak for å motvirke markedssvikten knyttet til slike nettverkseffekter, se markedssvikt i kapittel 3.

Både åpen-dør politikk og vilkår som rettighetshaverne blir pålagt ved tildeling av letetillatelser etter lagringsforskriften, kan være med og sikre rask og effektiv modning av tildelt arealer fram mot investeringsbeslutning og realisering av et CO₂-lager. Tilgang på lagringsareal gjør det lettere for industriaktører å utvikle og etablere kompliserte verdikjeder med mye infrastruktur.

Vindkraft til havs

Norge har store havområder med gode vindressurser. Regjeringens ambisjon om å tildele områder for 30 GW havvindproduksjon tilsvarer nesten en dobling av total norsk kraftproduksjon. I 2020 ble de første områdene på norsk sokkel åpnet for fornybar energiproduksjon til havs. Myndighetene har siden jobbet med å fastsette regelverket i tett samarbeid med næringsliv og øvrige brukere av havet. Det er NVE som bistår Energidepartementet med å legge rammene for den framtidige utviklingen av havvind og følger opp arbeidet med et mulig nytt forvaltningsregime for fornybar energiproduksjon til havs.

En bredt sammensatt direktoratgruppe ledet av NVE la i april 2023 fram en rapport som identifiserte 20 områder som er teknisk egnet for havvind og der konfliktene med andre aktører er antatt lave⁽⁷¹⁾, se figur 7.2.

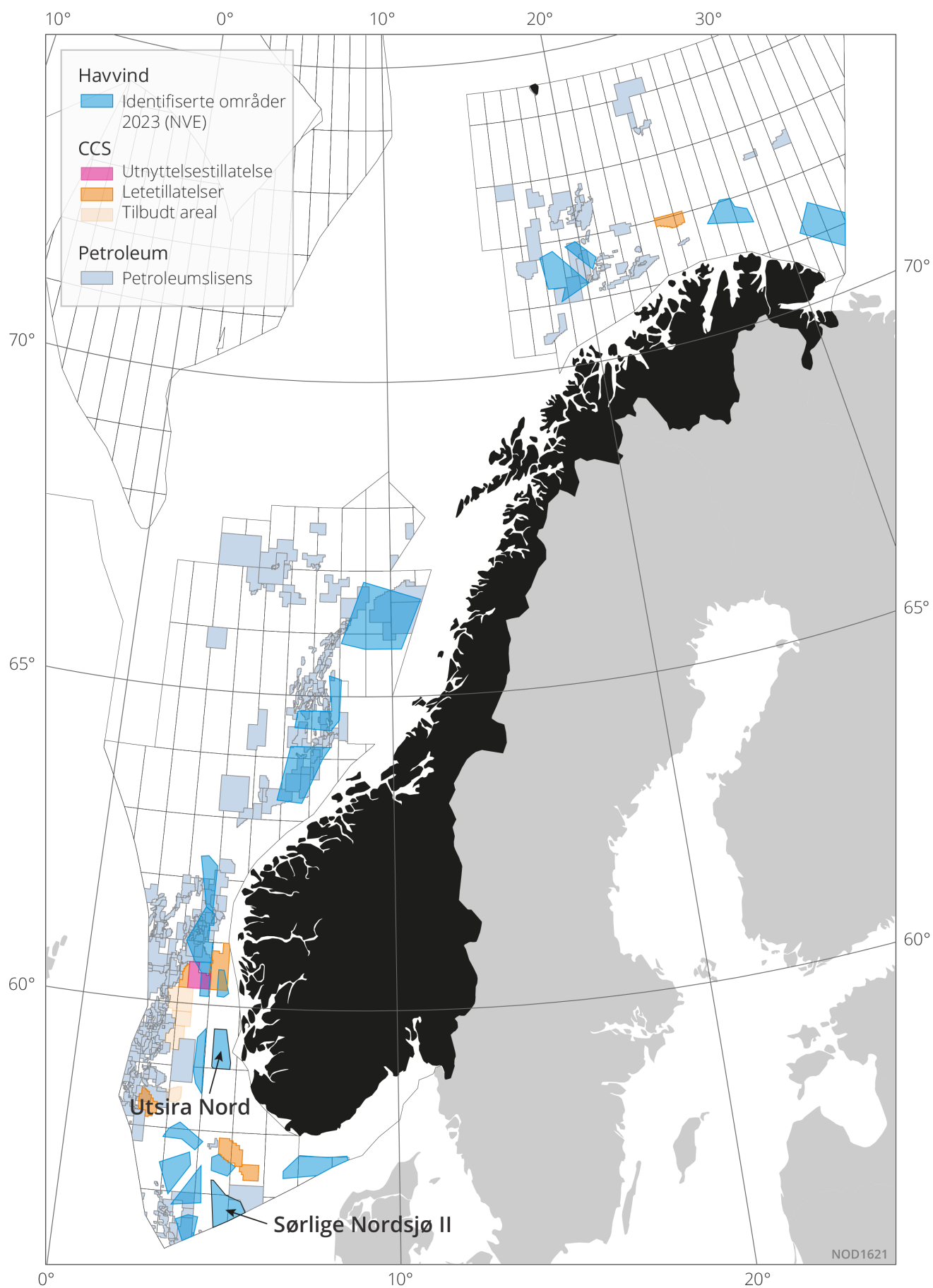
I 2024 og 2025 skal NVE gjennomføre en strategisk konsekvensutredning av de 20 områdene. I arbeidet skal NVE involvere de andre direktoratene, herunder Sjøkeldirektoratet. Etter at den strategiske konsekvensutredningen er gjennomført, vil Energidepartementet vurdere hvilke områder som kan åpnes.

Sjøkeldirektoratet skal gi Energidepartementet faglige innspill knyttet til forsvarlig bruk av arealene og identifisere områder der havvindinteressene ikke reduserer verdien av petroleums- og CO₂-lagringsressursene. Dette er også sentrale hensyn for direktoratet knyttet til gjennomføringen av den strategiske konsekvensutredning av de 20 havvindområdene. Tidlig dialog og koordinering mellom næringer er avgjørende for å sikre god sameksistens.

Direktoratet har gjennomført grunnundersøkelser i første fase av Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord i forkant av en eventuell utbygging. Hensikten var å undersøke om havbunnen er egnet for havvind. Vindturbinene må forankres i havbunnen på en måte som tåler ekstreme værforhold. Det er også høye utbyggingskostnader på grunn av havdybde og kompliserte bunnforhold⁽⁷²⁾. Data fra grunnundersøkelsene i første fase av Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord kan lastes ned fra Diskos⁽⁷³⁾.

Kartleggingen kan identifisere havbunnens egnethet (bevegelse, ujevnheter, stabilitet), eventuelle store steinblokker på havbunnen eller gasslommer i undergrunnen som kan skape ustabilitet. Kartleggingen bidrar til å redusere risiko og etableringskostnader for havvindaktørene og etablerer et felles

faktagrunnlag for aktører som skal søke på konsesjoner.



Figur 7.2 Kartet over arealutfordringer viser CO₂-tillatelser, de 20 områdene som vurderes for havvind og petroleumslisenser.

Last ned

- [Bakgrunnstall \(Excel\)](#)

Referanser og noter

1. Energy institute (2024): Statistical Review of World Energy 2024, 73rd edition European Commision (2023): European Wind Power Action Plan, COM (2023) 669 final, Brussels, 24.10.2023
2. Resources for the Future (2024): Global Energy Outlook 2024: Peaks or Plateaus? Report 24-06, april 2024. Last ned: <https://www.rff.org/publications/reports/global-energy-outlook-2024/>
3. De 30 største oppstrømselskapene målt etter inntekter.
4. IEA (2024): World Energy Investment 2024. Last ned: <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2024>
5. Davies, A. & M. D. Simmons (2021): Demand for 'advantaged' hydrocarbons during the 21st century energy transition, Energy Reports, Volume 7, November 2021, Pages 4483-4497. Last ned: <https://www.researchgate.net/publication/353523390>
6. WoodMacKenzie (2023): Scraping the barrel: Is the world running out of high-quality oil and gas? Last ned: <https://www.woodmac.com/horizons/shortage-of-quality-oil-and-gas/>
7. OG21 (2021): OG21 Strategy - A New Chapter. Last ned: https://www.og21.no/siteassets/figurer-og21-strategi-2021/og21-strategi_eng.pdf
8. IEA (2023b): The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions. World Energy Outlook Special report. Last ned: <https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-net-zero-transitions>
9. Sokkeldirektoratet (2024): Ressursregnskapet per 31.12.2023. Last ned: <https://www.sodir.no/aktuelt/publikasjoner/rapporter/ressursregnskap/ressursregnskapet-2023/>
10. Oljedirektoratet (2016): Oljedirektoratets ressursklassifikasjonssystem. Last ned: https://www.sodir.no/globalassets/1-sodir/regelverk/tematiske-veiledninger/ressursklassifisering_n.pdf
11. Sokkeldirektoratet (2024): Ressursregnskapet per 31.12.2023. Last ned: <https://www.sodir.no/aktuelt/publikasjoner/rapporter/ressursregnskap/ressursregnskapet-2023/>
12. USGS: Mckelvey Diagram. Last ned: <https://www.usgs.gov/media/images/mckelvey-diagram>
13. I tråd med tilnærmingen til Matt Hall. Matt Hall (2011): Mckelvey's reserves and resources. Last ned: <https://agilescientific.com/blog/2011/10/18/mckelveys-reserves-and-resources.html>
14. Oljedirektoratet (2022): Ressursrapport 2022. Last ned: <https://www.sodir.no/aktuelt/publikasjoner/rapporter/ressursrapporter/ressursrapport-2022/2-gjenvarende-petroleumsressurser/>
15. Finansdepartementet (2023): Utfordringer for lønnsdannelsen og norsk økonomi. NOU 2023: 30. Last ned: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2023-30/id3018750/>
16. Finansdepartementet (2024): Karbonprisbaner for bruk av samfunnsøkonomiske analyser i 2024. Last ned: <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/statlig-okonomistyring/karbonprisbaner-for-bruk-i-samfunnsokonomiske-analyser-i-2024/id3020031/>
17. Hungnes, H., Midttun, S. og Strøm, B. (2022): Ringvirkninger av petroleumsnæringen i norsk økonomi: Basert på endelige nasjonalregnskapstall for 2020, Rapporter 2022/49, Statistisk sentralbyrå. Last ned: <https://kudos.dfo.no/documents/49025/files/31459.pdf>
18. Finansdepartementet (2023): Utfordringer for lønnsdannelsen og norsk økonomi. NOU 2023: 30. Last ned: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2023-30/id3018750/>
19. Statistisk sentralbyrå (2023): Få vendte tilbake til petroleumsnæringene etter oljekrisen i 2014. Last ned: <https://www.ssb.no/arbeid-og-lonn/sysselsetting/artikler/fa-vendte-tilbake-til-petroleumsnaeringene-etter-oljekrisen-i-2014>
20. Finansdepartementet (2023): Utfordringer for lønnsdannelsen og norsk økonomi. NOU 2023: 30. Last ned: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2023-30/id3018750/>
21. Energidepartementet (1996): Lov om petroleumsvirksomhet (petroleumsloven). Last ned: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1996-11-29-72/>
22. Olje- og energidepartementet (2018): Sektorveileder i samfunnsøkonomiske analyser for petroleumssektoren. Last ned: <https://www.regjeringen.no/contentassets/084f70863e66427ba9bb8c6426b3a377/sektorveileder-i-samfunnsokonomiske-analyser-for-petroleumssektoren.pdf>
23. Hagen, K.P. (1986): Velfersteoretiske synspunkter på konkurranseformer, i "Markedsstruktur og konkurranse", Brunstad, R.J. og Hope, E. (red.), Bedriftsøkonomenes Forlag
24. Sandmo, A. (1986): "Privatisering". I "Markedsstruktur og konkurranse", Brunstad, R.J. og Hope, E. (red.), Bedriftsøkonomenes Forlag
25. Hagemann, F. (1998): Den geologiske utforskningen av den norske kontinentalsokkelen – hvem skulle ha ansvaret? Norsk oljemuseum årbok 1998. Last ned: https://www.norskolje.museum.no/wp-content/uploads/2016/02/388_3ccc4717cb12449b8193ebeeaa78a92aa.pdf
26. Osmundsen, P. (2013): Økt oljeutvinning fra eksisterende felt, Magma, Vol 16 Nr. 3. Last ned: <https://magmaforskning.econa.no/index.php/magma/article/view/813>
27. Riksrevisjonen (2015): Riksrevisjonens undersøkelse av myndighetenes arbeid for økt oljeutvinning fra modne områder på norsk kontinentalsokkel. Dokument 3:6 (2014–2015). Last ned: <https://www.riksrevisjonen.no/globalassets/rapporter/no-2014-2015/oljeutvinningkontinentalsokkel.pdf>

28. Energidepartementet (2005): Forskrift om andres bruk av innretninger. Last ned: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2005-12-20-1625>
29. Osmundsen, P. & A. Wittemann (2024): Petroleum development projects. Concept selection, taxation and recovery rate, Resources Policy, Volume 95, August 2024
30. Finansdepartementet (2020): Innst. 351 L (2019–2020)- Midlertidige endringer i petroleumsskatteloven. Prop. 113 L (2019–2020). Last ned: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/prop.-113-l-20192020/id2701992/> og <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Publikasjoner/Innstillinger/Stortinget/2019-2020/inns-201920-351/?all=true>
31. Oljedirektoratet (2019): Ressursrapporten 2019 Funn og felt. Last ned: <https://www.sodir.no/aktuelt/publikasjoner/rapporter/ressursrapporter/ressursrapport-2019/>
32. Oljedirektoratet (2017): Ressursrapport 2017 Store muligheter på norsk sokkel. Last ned: <https://www.sodir.no/aktuelt/publikasjoner/rapporter/ressursrapporter/ressursrapport-2017/>
33. Oljedirektoratet (2017): Barentshavet Nord 2017 - Geologisk vurdering av petroleumssystemer i østlige deler av Barentshavet nord. Last ned: <https://www.sodir.no/aktuelt/publikasjoner/rapporter/eldre-rapporter/barentshavet-nord-2017/geologisk-vurdering-av-petroleumsressursene-i-ostlige-deler-bh-n-2017/>
34. Lundschie, B.A. R. Matningsdal, S. K. Johansen & S.-M. Knutsen (2024): North Barents Composite Tectono-Sedimentary Element, Geological Society, London, Memoirs Volume 57, December 2024
35. Cuddington, J.T. & D.L. Moss (2001): Technological Change, Depletion, and the U.S. Petroleum Industry, American Economic Review, Vol 91, No 4, September 2001
36. Det er store likheter mellom forskning og letevirksomhet. Dette er blant annet påpekt av Maurice Adelman: "The French have a feeling for words, and when they use recherche to mean both research and exploration, they are conveying a truth we cannot afford to overlook". Adelman, M.A. (1993): The Economics of Petroleum Supply. Cambridge: The MIT Press, 1993.
37. Sokkeldirektoratet (2024): Stort areal med nye frigitte datasett i Barentshavet. Last ned: <https://www.sodir.no/aktuelt/nyheter/generelle-nyheter/2024/stort-areal-med-nye-frigitte-datasett-i-barentshavet/>
38. OG21 (2021): OG21 Strategy - A New Chapter. Last ned: https://www.og21.no/siteassets/figurer-og21-strategi-2021/og21-strategi_no.pdf
39. Oljedirektoratet (2019): Teknologibruk og myndighetsinvolvering. Last ned: <https://www.sodir.no/globalassets/1-sodir/publikasjoner/rapporter/teknologibruk-og-myndighetsinvolvering-workshop-aug-2019-enderlig-rapport.pdf>
40. Menon Economics (2023): Verdien av Oljedirektoratets data, Menon-publikasjon nr 30/2023. Last ned: <https://www.menon.no/wp-content/uploads/2023-30-Verdien-av-Oljedirektoratets-data-1.pdf>
41. Martinsen, I., D. Wade, B. Ricaud & F. Godtlielsen (2024): The 3-billion fossil question: How to automate classification of microfossils, Artificial Intelligence in Geosciences Volume 5, December 2024, 100080
42. Hoel, M. (2022): Historisk lønnsomhet. Rapport 2022/45, Vista Analyse. Last ned: <https://www.vista-analyse.no/en/publications/historisk-lonnsomhet-i-petroleumssektoren/>
43. Apeland, S., B. Aarhus, Ø. H. Rossebø, (2012): NCS2020 - En studie av fremtidens gassinfrastruktur, Gassco, 2012. Last ned: https://www.sintef.no/globalassets/project/trondheim_gts/documents/ncs2020.pdf
44. Gassco (2014) Barents Sea Gas Infrastructure. Last ned: <https://gassco.eu/wp-content/uploads/2023/04/099808.pdf>
45. Gassco (2020): Vurdering av gasstransportalternativer i Barentshavet sør. Last ned: https://gassco.eu/wp-content/uploads/2023/04/rapport_bsgi.pdf
46. Gassco (2023): Vurdering av gasstransportalternativer fra Barentshavet sør. Last ned: <https://www.regjeringen.no/contentassets/39fd87433a4f4c6ba92d1da8d8d4e95d/barentshavet-vurderinger-og-observasjoner-2023.pdf>
47. Petroleumsvirksomhet er her definert som aktivitet under petroleumsskatteregulverket. Utover dette har vi her inkludert utslipp fra landdelen av Kårstø slik at alle utslippene fra anlegget på Kårstø er inkludert.
48. Miljødirektoratet (2023): Miljøstatus - Klimagassutslipp fra olje- og gassutvinning. Last ned: <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/tema/klima/norske-utslipp-av-klimagasser/klimagassutslipp-fra-olje-og-gassutvinning/>
49. Petroleumrelaterte utslipp knyttet til mobile innretninger er utslipp i forbindelse med petroleumrelatert aktivitet som boring, brønnintervensjon eller når et mobilt boligkvarter er i aktivitet på et felt. Utslipp i forbindelse med transport av innretningene er ikke inkludert.
50. Miljødirektoratet (2023): Miljøstatus - Klima. Last ned: <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/miljomal/klima/>
51. Regjeringen (2021): Hurdalsplattformen. Last ned: <https://www.regjeringen.no/contentassets/cb0adb6c6fee428caa81bd5b339501b0/no/pdfs/hurdalsplattformen.pdf>
52. Finansdepartementet (2020): Innst. 351 L (2019–2020) Midlertidige endringer i petroleumsskatteloven. Prop. 113 L (2019–2020). Vedtak 684. Last ned: <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Vedtak/Vedtak/Sak/?p=79780>
53. Konkraft (2024): Framtidens energinæring på norsk sokkel - statusrapport 2024. Last ned: <https://www.konkraft.no/contentassets/aa0d6a1dab1747e58b1f988d5ffde3c2/statusrapport-2024.pdf>
54. Finansdepartementet (2024): Meld. St. 2 (2023-2024) - Revidert nasjonalbudsjett 202, side 71. initial. Last ned:

- <https://www.regjeringen.no/contentassets/3bf18a4b53f441429f665a5acabfc210/no/pdfs/stm202320240002000dddpdfs>.
55. Regjeringen (2021): Hurdalsplattformen. Last ned: <https://www.regjeringen.no/contentassets/cb0adb6c6fee428caa81bd5b339501b0/no/pdfs/hurdalsplattformen.pdf>
 56. Kontakt Enova. Last ned: [Presse | Enova](#)
 57. GoliatVIND. Last ned: [GoliatVIND | GoliatVind](#)
 58. Energidepartementet (2010): Lov om fornybar energiproduksjon til havs (havenergilova). Last ned: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2010-06-04-21/>
 59. Olje- og energidepartementet (2021): Meld. St. 36 (2020–2021) - Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser. Last ned: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-36-20202021/id2860081/>
 60. OG21(2022): Nye OG21 rapporter om lavutslippsteknologi. Last ned: <https://www.og21.no/nyheter/nye-og21-rapporter-om-lavutslippsteknologi/>
 61. Miljødirektoratet (2024): Klimatiltak i Norge. Kunnskapsgrunnlag 2024. Last ned: <https://www.miljodirektoratet.no/publikasjoner/2024/april-2024/klimatiltak-i-norge-kunnskapsgrunnlag-2024/>
 62. Klima- og miljødepartementet (2023): Prop. 1 S (2023–2024). Særskilt vedlegg til Prop. 1 S (2023–2024). Regjeringas klimastatus og -plan (Grønn bok), side 81. Last ned: https://www.regjeringen.no/contentassets/28965e11d8044ceb94d0f958b8a45869/nn-no/pdfs/regjeringas_klimastatus_og_-plan.pdf
 63. Energidepartementet (2019): Lov om mineralvirksomhet på kontinentalsokkelen (havbunnsmineralloven). Last ned: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2019-03-22-7>
 64. Olje- og energidepartementet (2018): Prop. 106 L (2017–2018). Lov om mineralvirksomhet på kontinentalsokkelen (havbunnsmineralloven), side 26. Last ned: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/prop.-106-l-20172018/id2605252/>, side 26 og Olje- og energidepartementet (2023): Meld. St. 25 (2022–2023) - Mineralverksemd på norsk kontinentalsokkel – opning av areal og strategi for forvaltning av ressursane, side 73. Last ned: <https://www.regjeringen.no/contentassets/e0d0706a51274b598e4ef832545e59d3/nn-no/pdfs/stm202220230025000dddpdfs.pdf>
 65. Oljedirektoratet (2023): Ressursvurdering havbunnsmineraler. Utarbeidet på oppdrag for Olje- og energidepartementet, januar 2023. Last ned: <https://www.sodir.no/globalassets/1-sodir/fakta/havbunnsmineraler/publikasjoner/2023/ressursvurdering-havbunnsmineraler-20230127.pdf>
 66. Stortinget (2024): Innst. 162 S (2023–2024) Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om Mineralverksemd på norsk kontinentalsokkel – opning av areal og strategi for forvaltning av ressursane. Last ned: <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=94807> og Olje- og energidepartementet (2023): Meld. St. 25 (2022–2023) - Mineralverksemd på norsk kontinentalsokkel – opning av areal og strategi for forvaltning av ressursane. Last ned: <https://www.regjeringen.no/contentassets/e0d0706a51274b598e4ef832545e59d3/nn-no/pdfs/stm202220230025000dddpdfs.pdf>
 67. Sokkeldirektoratet (2024): Publikasjoner – CO2-atlas. Last ned: <https://www.sodir.no/aktuelt/publikasjoner/atlas/>
 68. Regjeringen (2024): Pressemelding - Norge leder an i å tilby kommersiell CO2-lagring. Last ned: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/norge-leder-an-i-a-tilby-kommersiell-co2-lagring/id3037033/>
 69. Energidepartementet (2014): Forskrift om utnyttelse av undersjøiske reservoarar på kontinentalsokkelen til lagring av CO2 og om transport av CO2 på kontinentalsokkelen. Last ned: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2014-12-05-1517>
 70. Søknad om tillatelse til lagring av CO2 i geologiske formasjoner er i tillegg regulert i Forskrift om begrensnig av forurensning (forurensningsforskriften), kapittel 35. Last ned: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-06-01-931/**
 71. NVE (2023): Identifisering av utredningsområder for havvind. Last ned: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/foreslaar-aa-utrede-disse-20-omraadene-for-havvind/>
 72. Østenby, A.M. (2019): Dybde og kompliserte bunnforhold gjør havvind i Norge dyrere enn i Europa. NVE Energiavdelingen, Fakta Nr 15/2019, Teknologianalyser 2019. Last ned: https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_15.pdf
 73. Dette gjelder undersøkelsene NPD22100, NPD23100 og NPD23101. Hver survey inneholder sju datatyper, i tillegg til tolkningsrapporter. Last ned: <https://www.diskos.com/>