



SOKKELDIREKTORATET

20.02.2024 | Sodir-03-24

Ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel per 31. desember 2023

Innholdsfortegnelse

1 Ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel 2023	1
1.1 Petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel.....	1
1.1.1 Ressursutvikling	4
1.2 Petroleumsressurser i norske havområder.....	4
2 Oppdagede ressurser	5
2.1 Felt.....	5
2.1.1 Reserver	6
2.1.2 Betingede ressurser i felt.....	8
2.2 Funn.....	9
2.2.1 Betingede ressurser i funn.....	9
2.2.2 Mange små og noen større utbygginger	11
2.2.3 Gjenværende oppdagede ressurser	12
3 Uoppdagede ressurser	13
3.1 Uoppdagede ressurser i åpne og uåpne områder.....	14
3.2 Uoppdagede ressurser i norske havområder	16
4 Produksjon	18
5 Vedlegg	20

1 Ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel 2023

Hovedtrender:

- Reduksjon i volum av totale petroleumsressurser
- Reduksjon i volum av uoppdagede ressurser, mest i uåpnede områder
- Liten økning i volum av reserver og betingede ressurser

1.1 Petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel

Petroleumsressurser oppdages, funnene bygges ut som felt dersom de er økonomiske og teknologisk drivverdige, og oljen og gassen produseres og selges. Det gir et dynamisk ressursregnskap som endrer seg fra år til år.

Denne rapporten er et tillegg til [Ressursregnskapet per 31.12.2023 \(Excel\)](#) for norsk sokkel i 2023. I rapporten beskrives endringer fra fjorårets ressursregnskap ved hjelp av enkle analyser, figurer og tabeller.

I [Ressursregnskapet per 31.12.2023 \(Excel\)](#) er estimatene for de totale ressursvolumene (inkludert volumet som er solgt og levert) på norsk sokkel

- 8 193 millioner standard kubikkmeter (Sm^3) olje
- 6 566 milliarder Sm^3 gass
- totalt 15 575 millioner Sm^3 oljeekvivalenter (o.e.)
- det er en nedgang på 191 millioner Sm^3 o.e. sammenlignet med året før

De totale estimatene for olje, væske (sum av olje, kondensat og natural gas liquids/NGL), gass er vist i Tabell 1-1 sammen med endringer fra ressursregnskapet i 2022.

Petroleumsressursene deles i ressurskategorier; reserver, betingede ressurser og uoppdagede ressurser. Kategoriene er beskrevet i rapportens vedlegg.

De oppdagede ressursene er økt med 93 millioner Sm^3 o.e. sammenlignet med regnskapet fra 2022. Det skyldes økninger i reservene og i betingede ressurser på felt og i funn. De gjenværende oppdagede ressursene er redusert med 148 millioner Sm^3 o.e. I 2023 ble det solgt og levert 237 millioner Sm^3 o.e. Endringen i regnskapet er på 242 millioner Sm^3 o.e. Dette er en regnskapsteknisk endring som skyldes en differanse mellom rapportert historisk salg og databasen for produksjon. De uoppdagede ressursene er redusert med 285 millioner Sm^3 o.e, mest i uåpnede områder.

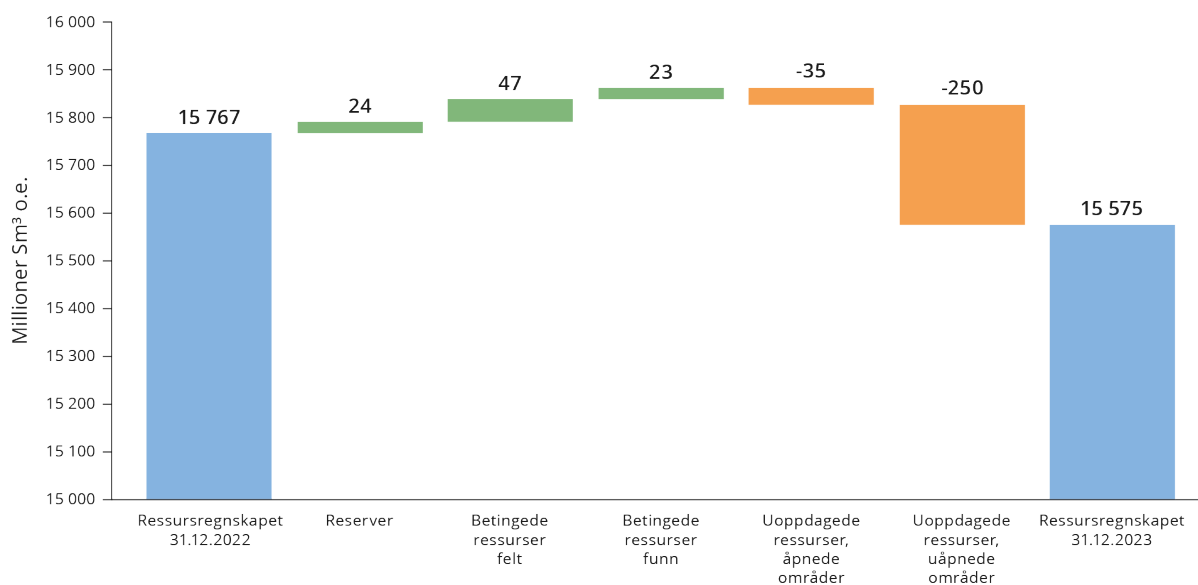
I tabellen under er åpnete områder områder som er åpnet for petroleumsvirksomhet. Volumene er gitt i oljeekvivalenter, o.e. (1000 Sm^3 gass = 1 Sm^3 o.e.).

Ressursregnskapet per 31.12.2023

Tabell 1-1 Forventningsverdier for petroleumsressurser per 31. desember 2023 med endringer fra 2022. (Væske er olje, kondensat og NGL)

Produkt	Olje millioner Sm ³		Sum væske millioner Sm ³		Gass milliarder Sm ³		Sum oljeekvivalenter millioner Sm ³	
	Total	Endring	Total	Endring	Total	Endring	Totalt	Endring
Solgt og levert	4 834	107	5 447	122	3 041	119	8 489	242
Reserver	950	-100	1 099	-116	1 366	-103	2 466	-218
Betingede ressurser i felt	321	10	391	15	291	31	647	47
Betingede ressurser i funn	243	16	356	20	233	3	494	23
Totalt oppdagede ressurser	6 348	31	7 163	42	4 931	50	12 095	93
Gjenværende oppdagede ressurser	1 515	-75	1 717	-79	1 890	-69	3 607	-148
Uoppdagede ressurser (åpnede områder)	1 000	65	1 000	-20	1 075	-15	2 075	-35
Totalt åpnede områder	7 348	96	8 163	22	6 006	35	14 170	58
Uoppdagede ressurser (uåpnede områder)	845	-150	845	-175	560	-75	1 405	-250
Totalt	8 193	-53	9 009	-154	6 566	-40	15 575	-191

Hvordan ressurskategoriene har endret seg det siste året er vist i figur 1-1. Endringen for volumet av de totale ressursene i 2023 er 1,2 prosent av de totale petroleumsressursene på 15 575 millioner Sm³ o.e. For å gjøre de ulike endringene synlige, starter y-aksen på plottet på 15 000 millioner Sm³ o.e.



Figur 1-1 Endringene i ressursvolum for 2023, fordelt på ressurskategoriene i ressursregnskapet.

Volumene av betingede (ikke besluttede) ressurser i felt og funn er økt med henholdsvis 47 millioner Sm³ o.e. og 23 millioner Sm³ o.e. På feltene er det ressurser i større prosjekt i planleggingsfasen som er hovedårsak til økningen. For betingede ressurser i funn skyldes økningen resultater fra leteaktiviteten.

Nedgangen i volumet av uoppdagede ressurser skyldes hovedsakelig reduksjon i estimatet for Barentshavet nord, som er et havområde som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet. Sokkeldirektoratet estimerer volumet for uoppdagede ressurser både i areal som er åpnet for

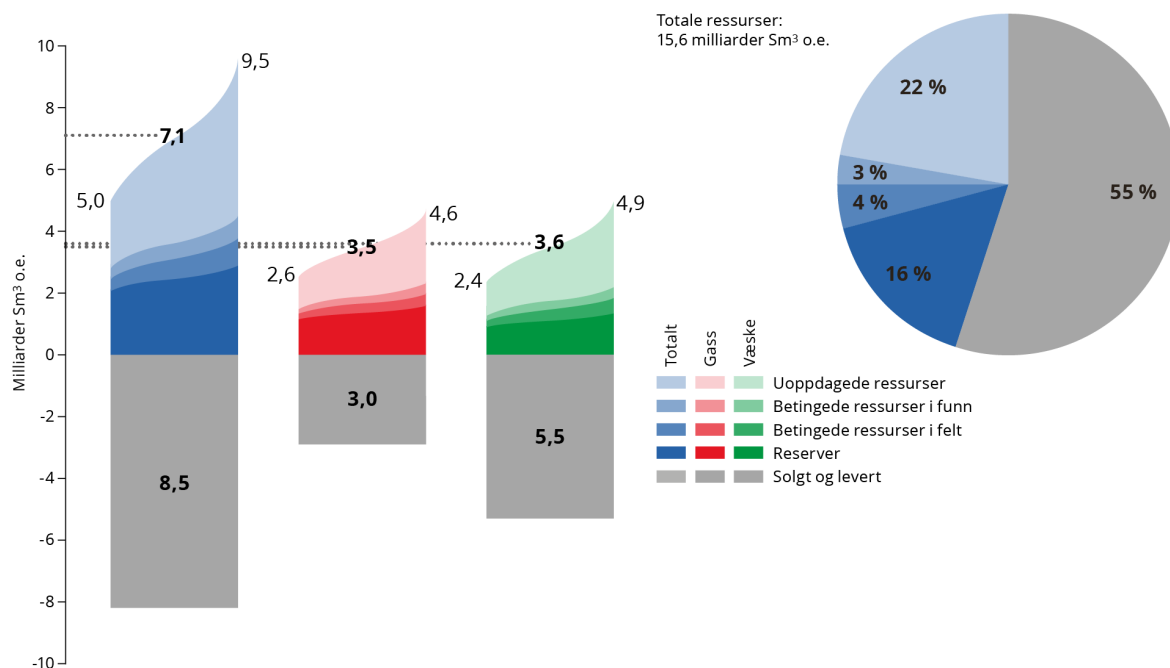
petroleumsvirksomhet og i områder som ikke er åpnet. Disse estimatene inneholder de mengder petroleum som er anslått til å kunne bli utvunnet fra forekomster som ennå ikke er påvist ved boring.

Det totale petroleumressursvolumet er redusert med 191 millioner Sm³ o.e., eller 1,2 prosent, siden 2022. Det er den største reduksjonen siden 2010.

Fordelingen av og usikkerheten i de gjenværende ressursvolumene sammen med volumet som er solgt og levert per 31.12.2023 vises i Figur 1-2.

Midten av søylene viser forventet volum utvinnbart petroleum. Usikkerhet i totalestimatene er illustrert ved lavt estimat til venstre og høyt estimat til høyre i hver stolpe, og den avtar ved økende grad av modenhet for ressursene. Det vil for eksempel si at det er flere usikkerheter, som geologi, strømningssegenskaper og teknologibruk, for betingede ressurser enn for reserver.

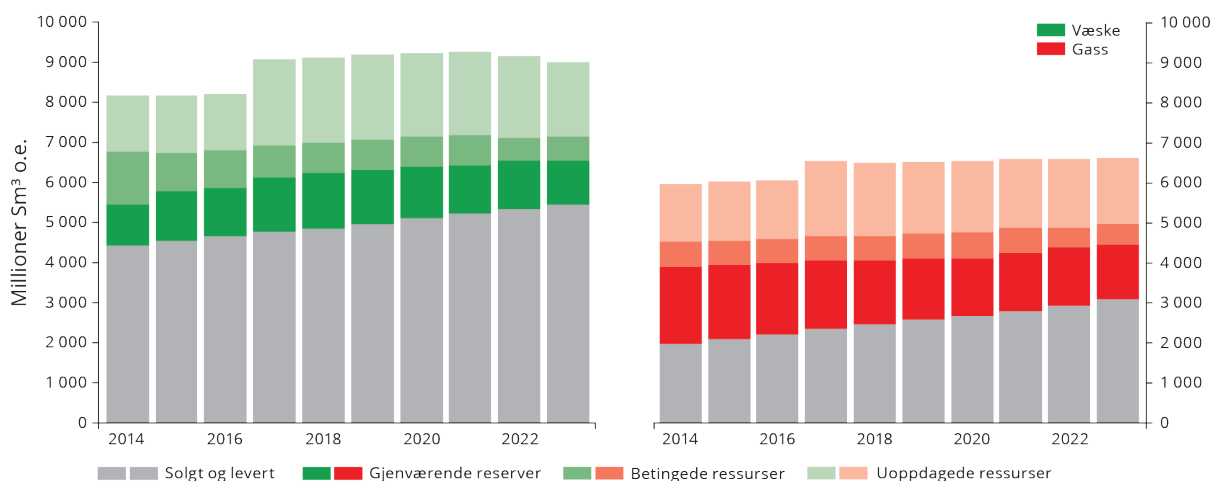
Kakediagrammet til høyre i figuren viser fordelingen på ressurskategoriene av de totale ressursene. Sammenlignet med 2022 så har totalvolumet gått ned, og fordelingen endret seg som følge av fjorårets produksjon og nedskrivning av volumet av uoppdagede ressurser.



Figur 1-2 Petroleumressurser og usikkerhet i estimatene per 31.12.2023.

1.1.1 Ressursutvikling

Ressurserestimater for petroleum endres over tid. Ny informasjon og kunnskap endrer forventningsverdien og usikkerheten knyttet til de totale ressursene. Etter hvert som ressursene kartlegges, påvises, modnes og til slutt produseres, endres ressurskategorien. Figur 1-3 under viser endringene i estimatene per kategori for væske og gass de siste ti årene.



Figur 1-3 Utvikling i forventningsverdien for volum av væske- og gassressurser de ti siste årene. Væske til venstre og gass til høyre.

Det har over tid vært en jevn økning i de oppdagede ressursene for væske og for gass, som for væske stanset opp i 2022. Etter en liten nedgang i fjor, er de oppdagede ressursene tilbake på en trend med kontinuerlig vekst. I 2023 er det igjen en økning i de oppdagede væskeressursene, mens det er en reduksjon i volum av uoppdagede ressurser.

Økningen i 2017 av ressurserestimater for uoppdagede ressurser skyldes at ressursene i Barentshavet nord ble inkludert.

1.2 Petroleumsressurser i norske havområder

De tre havområdene Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet er ulike både når det gjelder geologi, ressursbase, modenhet og omfang av infrastruktur og kunnskap. Oversikt over ressursene i de tre havområdene finnes i [Ressursregnskapet per 31.12.2023 \(Excel\)](#).

I Nordsjøen har det vært petroleumsaktivitet siden 1965. Norskehavet og Barentshavet (områdene nord for 62. breddegrad) ble åpnet for petroleumsvirksomhet i 1980.

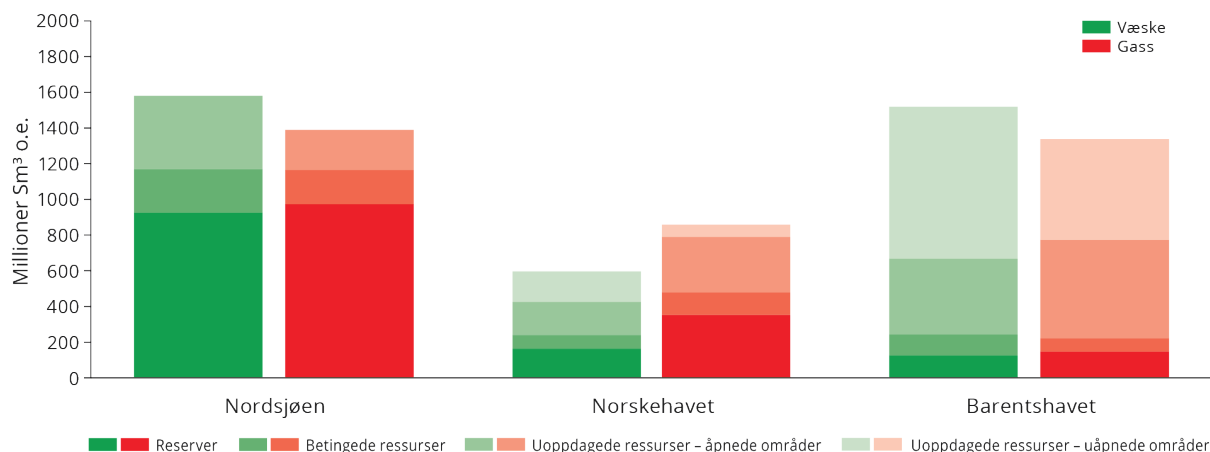
De gjenværende ressursene og fordelingen mellom oppdagede og uoppdagede ressurser i henholdsvis åpne og uåpne områder er ulik for de tre havområdene. Det er størst volum av uoppdagede ressurser i Barentshavet, som ble åpnet sist. Forventningsestimatene kan sees i Figur 1-4, hvor fordelingen er vist for henholdsvis væske og gass. Usikkerheten i volumestimatene er ikke vist, men avtar med økende modenhet. For eksempel vil det være

større usikkerhet for hvor stor framtidig produksjon av betingede ressurser vil være, enn for reserver.

I Nordsjøen, hvor det har vært aktivitet lengst og det dermed finnes mer historie, erfaring og informasjon, er hoveddelen av væsken og gassen definert som reserver, det vil si at de har godkjente planer for utvinning. Av de gjenværende ressursene i Nordsjøen er 60 prosent klassifisert som reserver, hvor 47 prosent er væske og 54 prosent er gass.

I Norskehavet utgjør reservene 34 prosent av de gjenværende totale ressursene med fordelingen 32 prosent væske og 68 prosent gass. De uoppdagede ressursene utgjør den største andelen av de gjenværende ressursene med 52 prosent.

Store områder i Barentshavet er ikke åpnet for petroleumsaktivitet, og det er her forventningsverdien til de uoppdagede ressursene er størst. Størstedelen, 82 prosent av de gjenværende væske- og gassressursene i Barentshavet, er ennå ikke funnet.



Figur 1-4 Fordeling av gjenværende volum av væske- og gassressurser (forventningsverdier) fordelt på havområder og ressurskategorier. Væskeressursene er vist i grønt og gassressursene i rødt.

2 Oppdagede ressurser

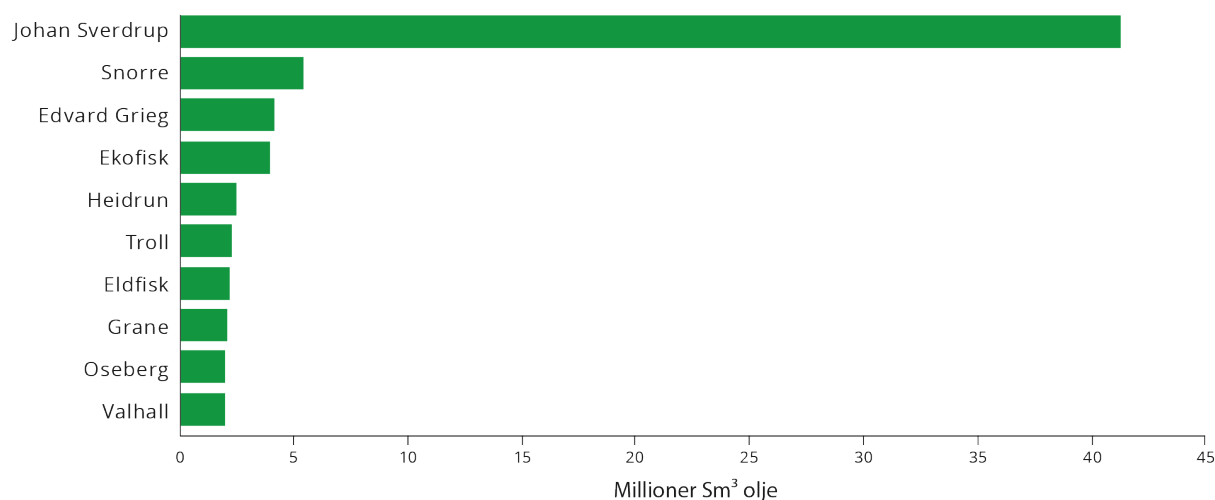
2.1 Felt

I [Sokkeldirektoratets ressursklassifiseringssystem](#) blir petroleumsressurser definert som reserver når operatøren har levert inn Plan for utbygging og drift (PUD) eller besluttet å gjennomføre et tiltak for å optimalisere utvinningen som ikke krever PUD.

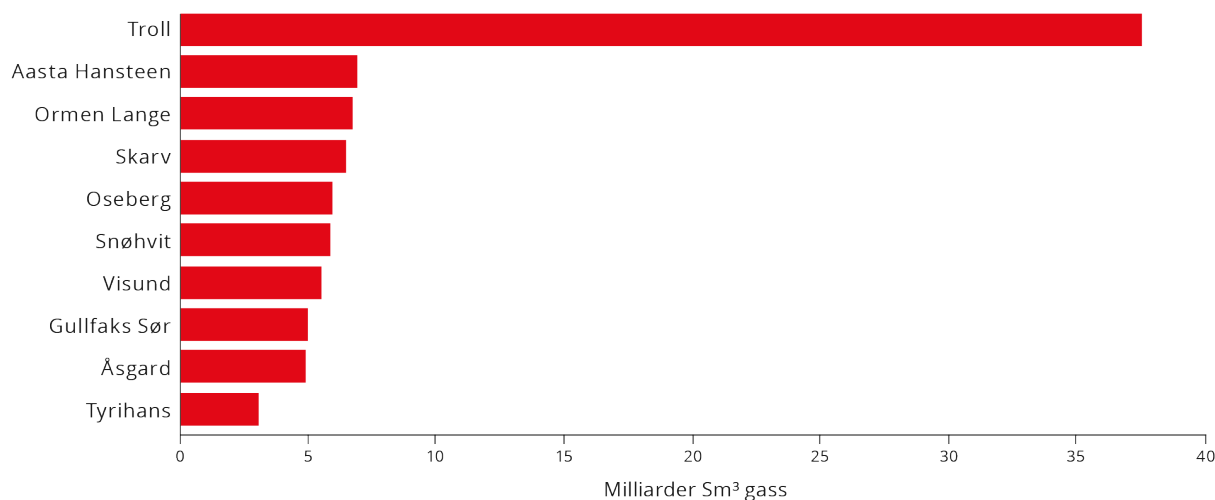
Myndighetene godkjente i 2023 19 planer for utbygging og drift (PUD) og 6 PUD-fritak. Dette var det høyeste antall PUD-godkjenninger noensinne. Operatørene leverte i 2023 PUD for 15/5-2 Eirin og to PUD-fritak.

Funn får betegnelsen felt når det foreligger en myndighetsgodkjent PUD. Ved årsskiftet var 92 felt i produksjon.

Feltene som har produsert mest olje og gass i 2023 er vist på figurene under:



Figur 2-1 De ti største feltene i 2023 målt i oljeproduksjon.



Figur 2-2 De ti største feltene i 2023 målt i gassproduksjon.

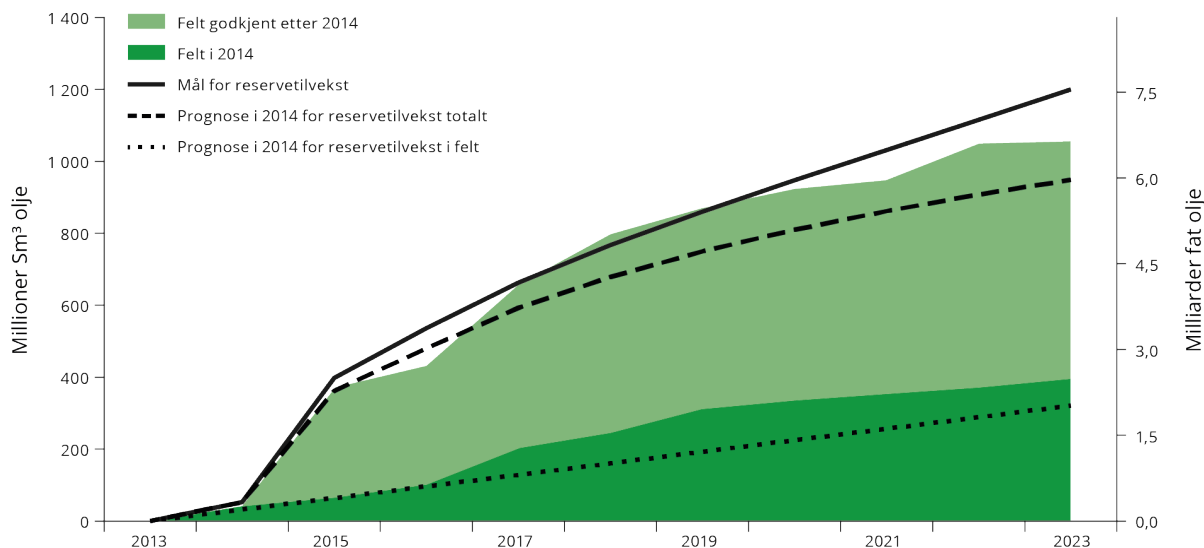
2.1.1 Reserver

Som vist i Tabell 1-1, er gjenværende reserver 950 millioner Sm³ olje og 1 366 milliarder Sm³ gass. Økningen i totale gjenværende reserver fra 2022 er 24 millioner Sm³ o.e. Reserveanslag og historisk produksjon for hvert felt finnes i [Ressursregnskapet per 31.12.2023 \(Excel\)](#).

På norsk sokkel har feltene Troll og Johan Sverdrup de største gjenværende reservene med henholdsvis 605 milliarder Sm³ gass og 226 millioner Sm³ olje, for flere felt se lenken over.

I årets ressursregnskap er det en liten tilvekst av brutto reserver, det vil si reserver før den totale produksjonen er trukket i fra. Brutto reservetilvekst for olje er 6 millioner Sm³ og for gass 17 milliarder Sm³.

Sokkeldirektoratet etablerte i 2014 en målsetting om reservetilvekst for olje på 1 200 millioner Sm³ i perioden 2014-2023. Dette var for å sikre nødvendig oppmerksomhet rundt reservetilvekst, og for samtidig å kunne følge opp utviklingen på en systematisk måte.



Figur 2-3 Tilvekst i oljereserver fra 2014 til 2023 sammenlignet med Sokkeldirektoratets (daværende ODs) prognose og mål fra 2014. Tilveksten er fordelt på reserver som kommer fra felt og fra felt som er godkjent etter 2014.

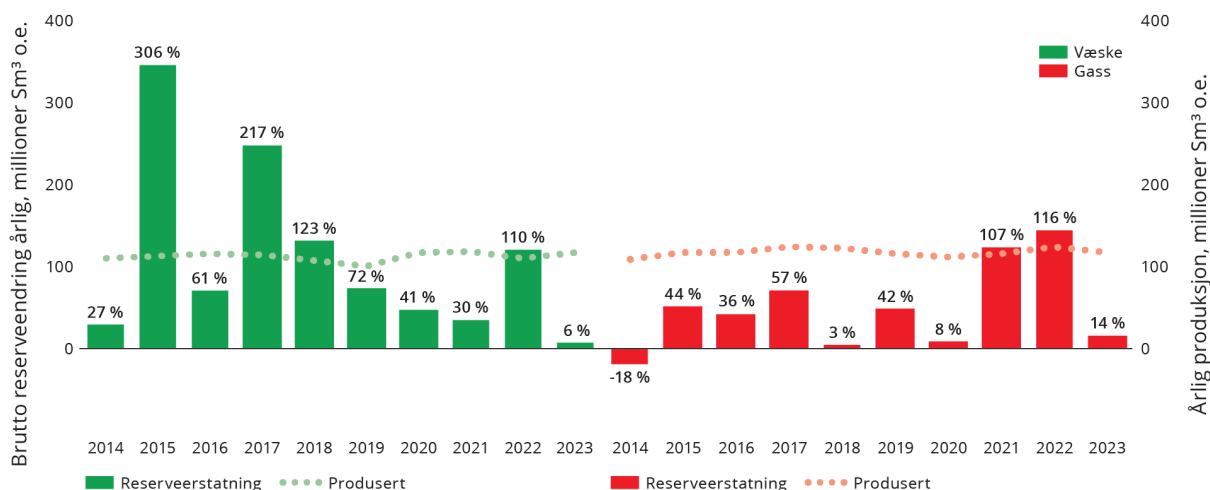
Brutto reservevekst for olje i 2023 var 6 millioner Sm³. Dette er den laveste årlige reservetilveksten i måleperioden. På feltene som var godkjent som felt før 2014, var det totalt sett en økning av reserver. For feltene som er godkjent etter 2014 var det en nedgang. Endringene forrige år skyldes hovedsakelig oppdaterte modeller basert på nye driftsforutsetninger, erfaring og produksjonshistorie. I 2023 har det vært levert inn et lavt antall PUD-er og PUD-fritak. Det er også en forklaring på den beskjedne økningen i reserver i forhold til forrige ressursregnskap.

2023 er det siste året for oppfølging av målsettingen. Av figur 2-3 ser en at reservene har økt i hele perioden, men at målet som ble satt ikke er nådd. Feltene som var godkjent utbygd eller i produksjon på norsk sokkel i 2014 har hatt en god reservetilvekst, allerede i 2020 hadde reservetilveksten økt mer enn prognosert for hele perioden i 2014.

Det største bidraget til vekst i oljereservene kommer fra nye feltutbygginger som ble besluttet i tiårsperioden, som godkjenning av PUD for Johan Sverdrup tidlig 2014. Hoveddelen av dette var inkludert i prognosen. Status ved årsskiftet viser at funnene gjort før målet ble utarbeidet også har gitt en økning større enn prognosen fra 2014.

Totalt er reservetilveksten, etter 10 år, om lag 1 050 millioner Sm³. Det betyr at reservene nå er mer enn 100 millioner Sm³ større enn for ti år siden, for oljeproduksjonen i samme tidsrom var om lag 935 millioner Sm³. Mer detaljert analyse og omtale av reservetilveksten de siste ti årene vil bli publisert i Sokkeldirektoratets ressursrapport seinere i år.

Endringene i brutto reserver, inkludert produserte mengder, i perioden 2013 – 2023 er vist i figuren under. De årene søylene overstiger produksjonen, vist med prikkete linjer, blir produksjonen erstattet av reservetilvekst. I den siste tiårsperioden har det vært en økning i væskereservene, for gass har det vært en reduksjon, se Figur 2-4.



Figur 2-4 Reserveerstatnings- og produksjonsutvikling for væske og gass i siste tiårsperiode, prosentall viser årlig reserveerstatning.

For 2023 var det relativt liten reserveerstatning for væske og gass, henholdsvis 6 og 14 prosent. Sammenlignet med 2022, som endte med over 100 prosent reserveerstatning for både væske og gass, så er i hovedsak forklaringen at det i 2022 ble levert 21 PUD-er, mens det i 2023 ble levert inn PUD for ett funn, 15/5-2 Eirin.

Det er produsert 1 125 millioner Sm³ væske de 10 siste årene, og ressursregnskapet viser at det som gjenstår av reserver er 14 millioner Sm³ mindre enn i 2013. Det betyr at reserveerstatningen for væske har vært i underkant av 100 prosent de siste 10 årene. For 2023 ble seks prosent av de produserte væskeresservene erstattet.

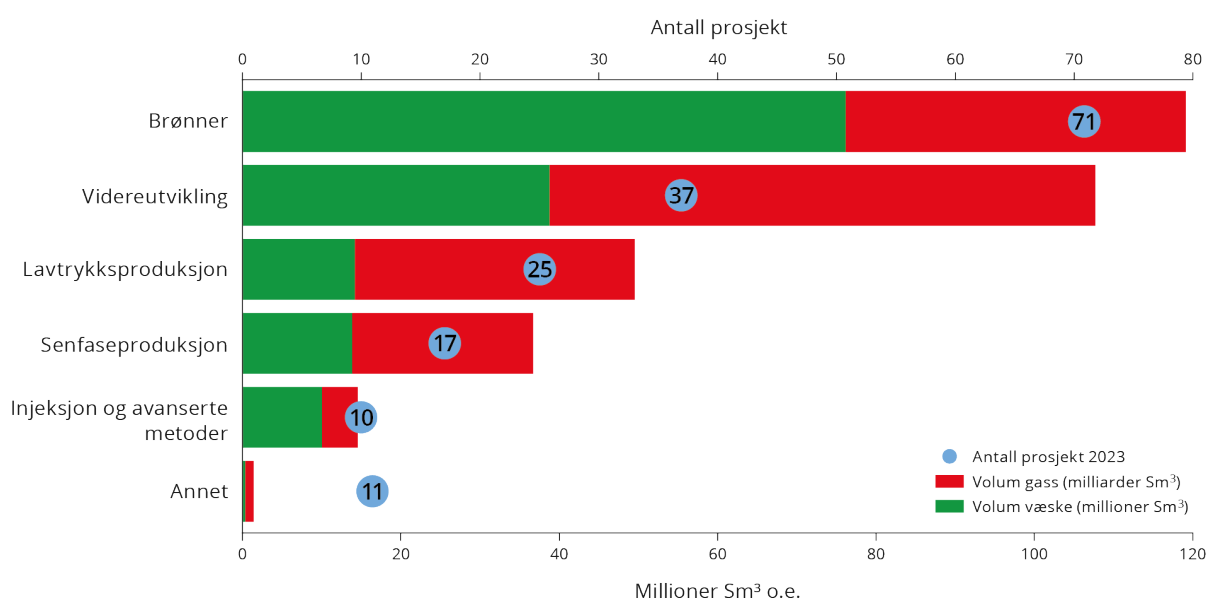
Siden 2013 er det produsert 1 172 milliarder Sm³ gass, og regnskapet viser at det som gjenstår av reserver er 682 milliarder Sm³ mindre enn i 2013. Det gir en reserveerstatning for gass på i underkant av 50 prosent de siste 10 årene, og for 2023 ble 14 prosent av de produserte gassresservene erstattet.

2.1.2 Betingede ressurser i felt

Forventningsverdien for betingede (ikke besluttede) væskeressurser i felt er 356 millioner Sm³, se Tabell 1-1. Det er en økning på 16 millioner Sm³ fra 2022. For gass er forventningen 291 milliarder Sm³, og dette er en økning på 31 milliarder Sm³ fra året før. Økningen skyldes flere prosjekt som vurderes av rettighetshaverne for fremtiden.

I ressursregnskapet for 2023 inngår 171 konkrete, men ikke besluttede prosjekt for økt petroleumproduksjon og forlenget levetid. Implementering av ny teknologi er viktig for å konkretisere nye prosjekter for feltene.

Prosjekt for å øke utvinningen domineres av nye brønner, både i antall prosjekt (75) og volum (om lag 120 millioner Sm³ o.e.). Andre prosjekt som kan bidra mye, er videreutvikling, lavtrykks- og senfaseproduksjon. Det er identifisert færre tiltak der nye injeksjons- eller avanserte metoder tas i bruk. Figur 2-5 viser en oppsummering av disse prosjektene fordelt på prosjekttype med tilhørende ressurser fordelt på væske og gass.



Figur 2-5 Konkrete prosjekt for økt utvinning fra feltene, antall og ressurser.

2.2 Funn

2.2.1 Betingede ressurser i funn

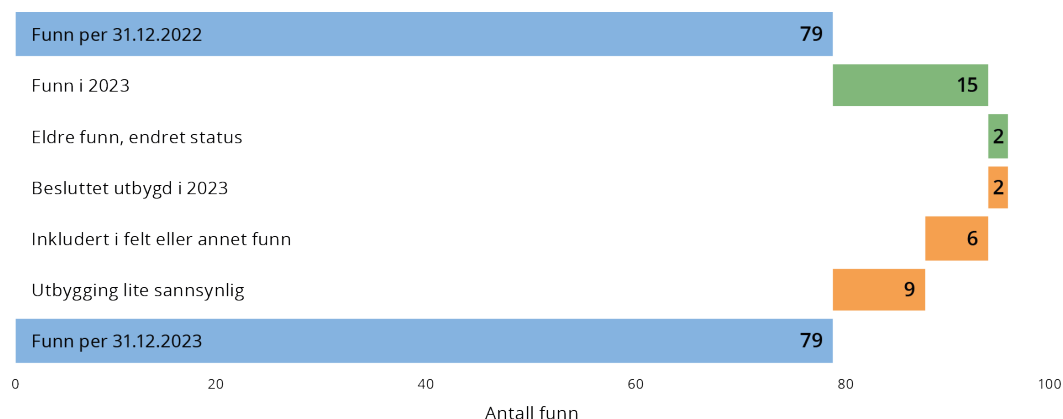
Totalt er det 261 millioner Sm³ væske og 233 milliarder Sm³ gass i funn som ikke er besluttet utbygd, se Tabell 1-1. Totalvolumet i funn er økt med 23 millioner Sm³ o.e. i forhold til fjorårets regnskap. Økningen skyldes resultater fra leteaktiviteten i 2023.

Det ble gjort 15 funn i 2023, hvorav 8 er med videre i ressursregnskapet som selvstendige funn som ventes utbygd. Samlet ressursestimat for disse 8 funnene er 48,5 millioner Sm³ o.e. Sju av funnene ble gjort i Nordsjøen og ett i Barentshavet. Av de sju funnene som ikke er med i nåværende portefølje for framtidige utbygginger er fem vurdert som lite sannsynlige for utbygging og to er inkludert i felt. Ett av disse er allerede godkjent utbygd.

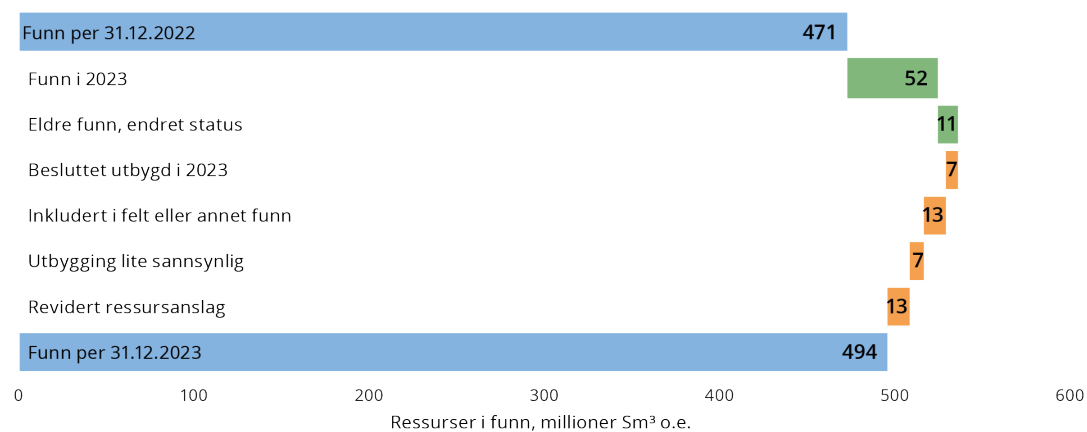
Ved inngangen av 2023 bestod funnporteføljen av 79 funn, og det er også 79 funn ved utgangen av 2023. Figur 2-6 viser en oversikt over utviklingen av antall funn i porteføljen gjennom 2023, og Figur 2-7 viser tilsvarende for ressursestimatene.

Det er innlevert PUD for ett funn 15/5-2 Eirin, og ressurser er modnet til reserver. Seks funn har i 2023 blitt inkludert i felt eller andre funn som ressurser med mulig utbygging, mens fem tidligere funn har blitt revurdert som lite sannsynlige å bygge ut.

Ressursregnskapet per 31.12.2023



Figur 2-6 Oversikt over utviklingen i funnporteføljen gjennom 2023. Kategorier i grønt viser bidrag til vekst og kategorier i rødt viser bidrag til reduksjon i antall funn.

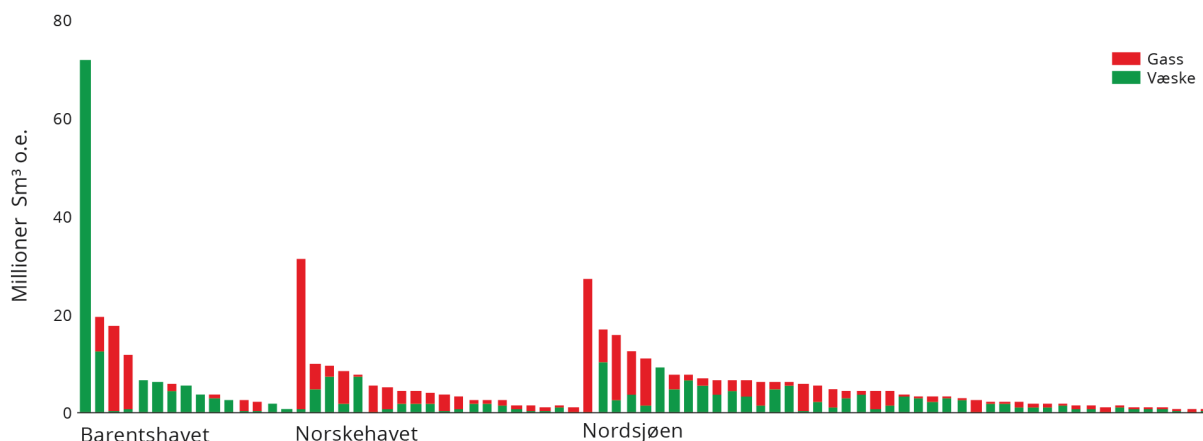


Figur 2-7 Oversikt over ressursutviklingen i funnporteføljen gjennom 2023. Kategorier i grønt viser bidrag til vekst og kategorier i rødt viser bidrag til reduksjon i ressursene som ennå ikke er besluttet utbygd.

Vurderinger om funn vil være lønnsomme å bygge ut vil variere over tid. Studier og tiltak kan føre til endring av statusen. I tillegg til endringer knyttet til nye funn og ny kategorisering, oppdateres også anslagene over hva som kan utvinnes fra de ulike funnene. Det arbeides med nye studier av undergrunnen, endringer i utbyggingskonsept og forhold på vertsinnetningene.

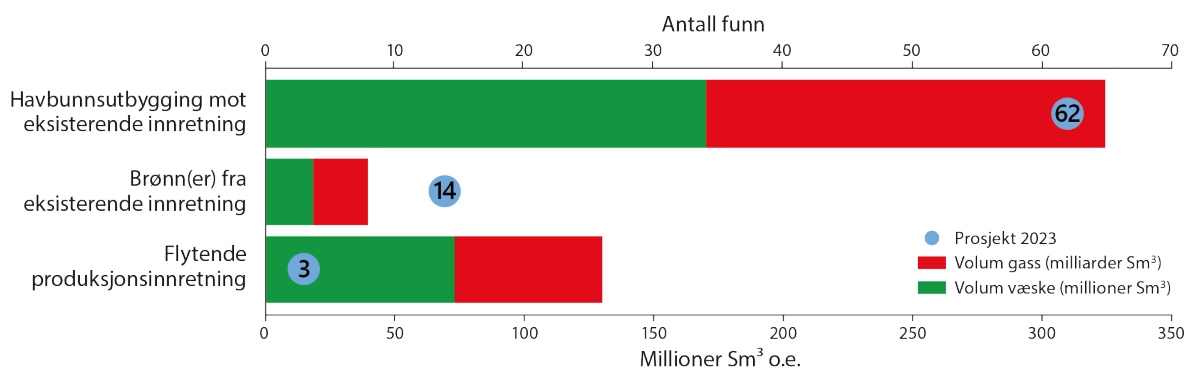
2.2.2 Mange små og noen større utbygginger

Det er enkelte større funn og flere små i alle havområdene på norsk sokkel. Flest funn er det i Nordsjøen, og der er gassfunnet 35/2-1 (Peon) størst. I Norskehavet er 6406/9-1 (Linnorm) størst, og 7324/8-1 (Wisting), er det største funnet i Barentshavet.



Figur 2-8 Funnporteføljen i ressursregnskapet.

Både nye og gamle innretninger er viktige for videre utvikling av ressursene på norsk sokkel. Den eksisterende infrastrukturen har mange felt knyttet til seg. Det framgår av figur 2.9 at det planlegges for mange flere tilknytninger/innfasinger. Ny infrastruktur blir viktig for utviklingen av ressursene i området den etableres i. Det åpner opp for innfasing av framtidige funn, i tillegg til eldre funn som det i dag ikke er lønnsomt å bygge ut.



Figur 2-9 Sannsynlige utbyggingsløsninger for utvikling av de 79 funnene i årets ressursregnskap, samt ressursene samlet per utbyggingsløsning.

For 76 av de 79 funnene i figuren planlegges det en utbyggingsløsning med innfasing til eksisterende felt eller til andre større utbyggingsprosjekt. Flere av dagens funn vil med stor sannsynlighet få felles løsninger eller bli innlemmet i feltene før en beslutning om utbygging blir tatt.

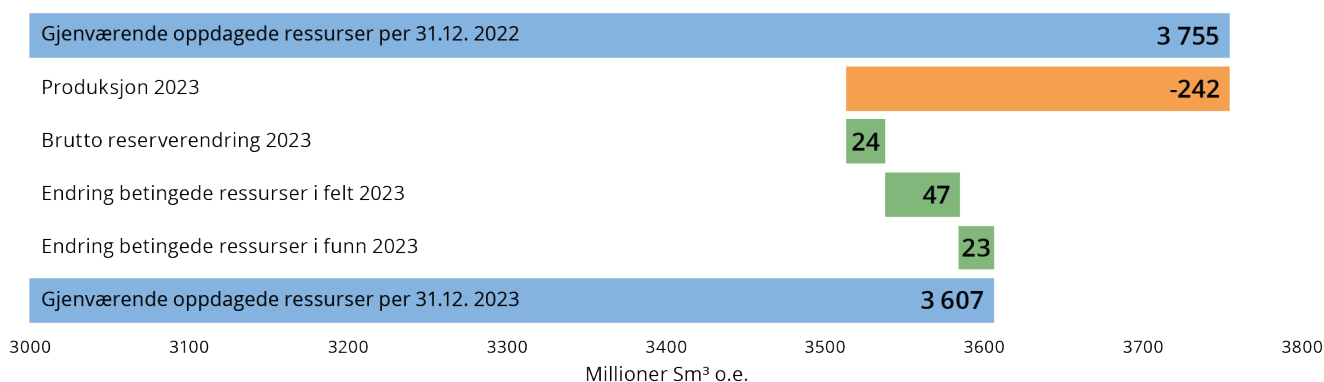
Det vanligste utbyggingskonseptet er havbunnsutbygginger. For 62 av funnene er dette den mest sannsynlige løsningen. En annen mulig løsning for mindre funn nær nok infrastruktur er å bruke ledige brønnsliiser på eksisterende felt. Totalt er det antatt en slik løsning for 14 funn.

For å investere i selvstendige produksjonsinnretninger må ressursvolumene være relativt store, eller at det blir en samordnet utbygging av flere mindre funn. Slike benyttes i områder hvor det ikke er tilgang på tilstrekkelig kapasitet, eller hvor avstanden til eksisterende infrastruktur er stor.

2.2.3 Gjenværende oppdagede ressurser

Figur 2-10 viser de hvordan ressurskategoriene har endret seg siden 2022. For å synliggjøre endringene, starter x-aksen på 3 000 millioner Sm³ o.e. Endringene i gjenværende oppdagede ressurser fra 2022 er 4,9 prosent av totale gjenværende ressurser i 2023.

Gjenværende oppdagede ressurser er redusert med knapt 150 millioner Sm³ o.e. fra 2022 til 2023. Det var høy produksjon og en svak økning i reserver og betingede ressurser på felt og funn i 2023. Økningen i brutto reservene var på 24 millioner Sm³ o.e.

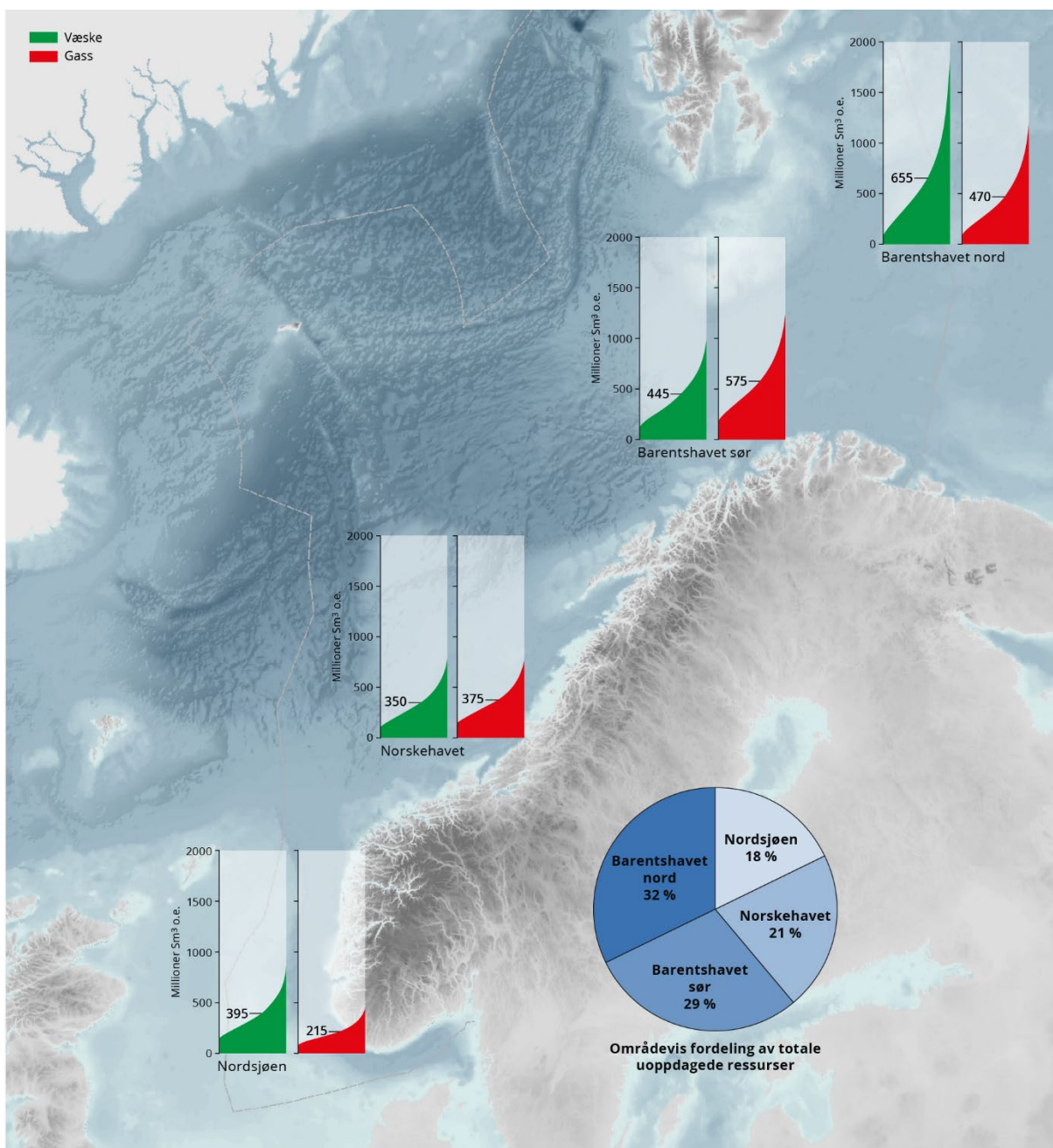


Figur 2-10 Oversikt over endringene i oppdagede ressurser fra 2022 til 2023.

3 Uoppdagede ressurser

Uoppdagede ressurser er de mengder petroleum som er anslått til å kunne bli utvunnet fra forekomster som ennå ikke er påvist ved boring. Estimatenes for uoppdagede ressurser i områder åpnet for petroleumsvirksomhet oppdateres årlig. Oppdateringen er basert 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 i området som har gitt vesentlig ny informasjon.



Figur 3-1 Fordeling av uoppdaget væske og gass i de ulike havområdene med usikkerhetsspenn.

Kakediagrammet i Figur 3-1 viser prosentvis fordeling mellom totale uoppdagede ressurser i hvert havområde. Kakediagrammet i Figur 3-1 viser prosentvis fordeling mellom totale uoppdagede ressurser i hvert havområde. Om lag 60 prosent av de uoppdagede ressursene ligger i Barentshavet. Barentshavet nord er det havområdet som har høyest estimat for uoppdagede væskeressurser, mens Barentshavet sør har tilsvarende for gassressurser. Det er i disse havområdene usikkerheten er størst, noe som reflekteres i det store spennet mellom høyt og lavt estimat.

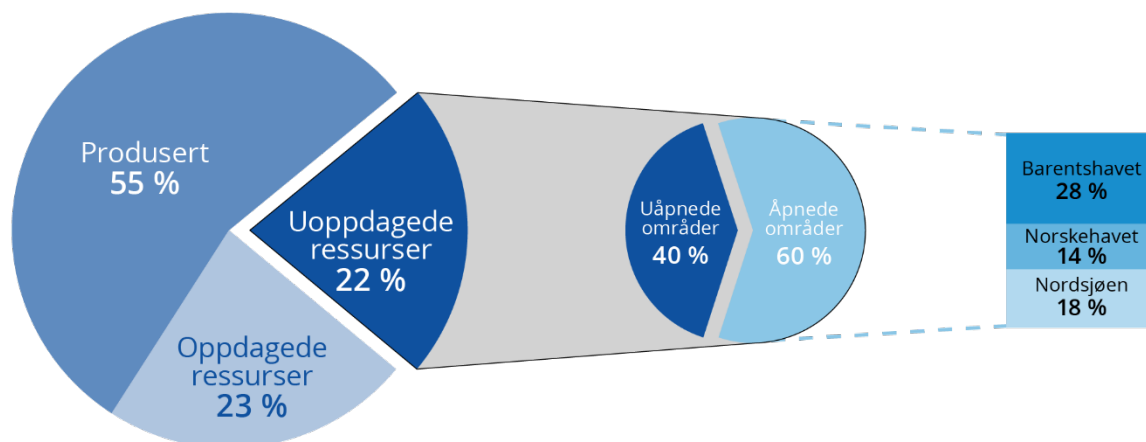
Det er betydelige uoppdagede ressurser også i Nordsjøen og Norskehavet. På grunn av eksisterende infrastruktur er potensialet for verdiskapning stort i disse havområdene, selv ved funn av mindre forekomster. I Nordsjøen forventes det at væske utgjør den største andelen, mens det er jevn fordeling mellom uoppdaget væske og gass i Norskehavet. Usikkerhetsspennet vist i Figur 3-1 er fra P95 til P05, det vil si 95 prosent sannsynlig at volumet av uoppdagede ressurser er større enn denne verdien og 5 prosent sannsynlig at volumet er større enn denne verdien. Tallverdiene er angitt i Tabell 3-1.

Tabell 3--1 Uoppdagede ressurser per havområde med usikkerhetsspenn.

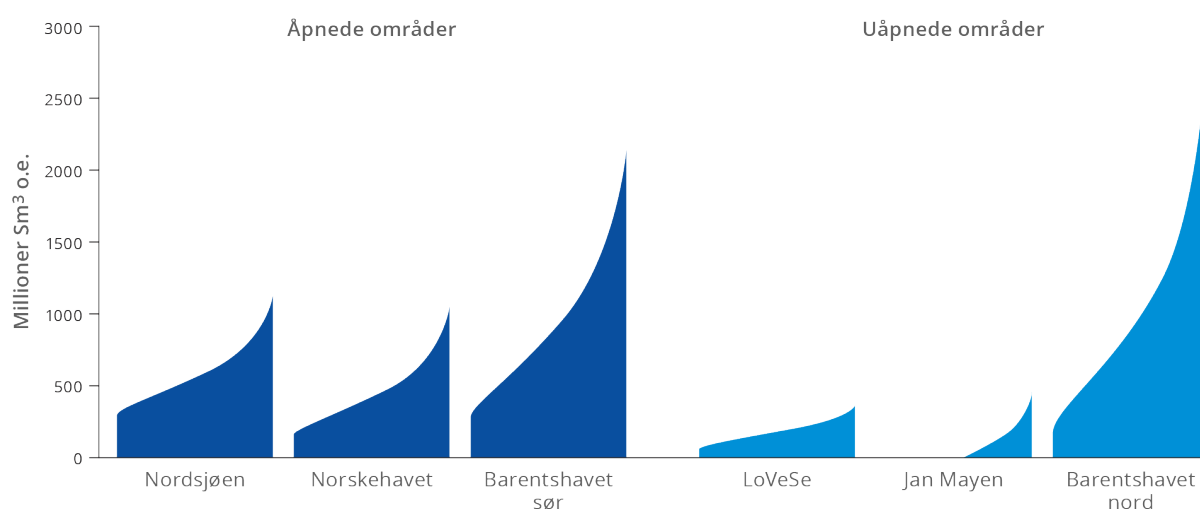
Havområde	Væske millioner Sm ³			Gass milliarder Sm ³			Sum oljeekvivalenter millioner Sm ³		
	P95	Forventning	P05	P95	Forventning	P05	P95	Forventning	P05
Nordsjøen	150	395	835	90	215	440	300	610	1 100
Norskehavet	105	350	770	145	375	750	265	725	1 485
- Barentshavet sør	135	445	990	190	575	1 230	330	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

3.1 Uoppdagede ressurser i åpne og uåpne områder

Sokkeldirektoratet forventer at uoppdagede ressurser utgjør 22 prosent av de totale ressursene på norsk sokkel. Av dette er 60 prosent i åpne områder. Disse fordeler seg med 28 prosent i Barentshavet, 14 prosent i Norskehavet og 18 prosent i Nordsjøen, som vist i Figur 3-2.



Figur 3-2 Fordeling av uoppdagede ressurser på åpne og uåpne områder.



Figur 3-3 Uoppdagede ressurser i åpne og uåpnede områder med usikkerhetsspenn. LoVeSe er forkortelse for områdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja.

Selv om ressurspotensialet totalt er noe større i åpne områder, er oppsiden størst i uåpnet del av Barentshavet (Barentshavet nord). Det er også her usikkerheten er størst, som vist i Figur 3-3. Ressursene i LoVeSe er fordelt mellom Norskehavet og Barentshavet sør.

Tabell 3-2 Uoppdagede ressurser per havområde, i åpne og uåpnede områder.

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	575	425	555	555	20	20	20
- Barentshavet nord	655	470	470				655	470	470
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

3.2 Uoppdagede ressurser i norske havområder

Nordsjøen

Estimatet for de uoppdagede ressursene i Nordsjøen er 610 millioner Sm³ utvinnbare o.e. Dette er fordelt på 395 millioner Sm³ olje og kondensat (væske) og 215 milliarder Sm³ gass. Dette er en nedgang på 25 millioner Sm³ utvinnbare o.e fra forrige år. Nedgangen reflekterer at det var en betydelig leteaktivitet i Nordsjøen i 2023, med i alt 17 avsluttede undersøkelsesbrønner.

Selv i et modent område som Nordsjøen er det fremdeles betydelig usikkerhet i estimatene for uoppdagede ressurser, som illustrert i Figur 3-1. Figuren viser en sannsynlighetsfordeling hvor den lave enden er P95-estimatet og den høye enden er P05-estimatet. Tallverdien angir forventningsverdien i fordelingen. Denne er normalt noe høyere enn P50-verdien.

Selv om man ikke kan utelukke at det kan gjøres større funn i Nordsjøen, forventes det at flesteparten av funnene vil være relativt små. Gjennomsnittlig funnstørrelse i Nordsjøen de siste 5 årene er om lag 3,5 millioner Sm³ utvinnbare o.e.

Norskehavet

Estimatet for de uoppdagede ressursene i Norskehavet er 725 millioner Sm³ utvinnbare o.e. Dette er fordelt på 350 millioner Sm³ væske og 375 milliarder Sm³ gass.

I ressursestimatene for Norskehavet inngår også ressursvolumene i de uåpnede områdene utenfor Lofoten og Vesterålen, og i havområdet rundt Jan Mayen. Disse utgjør om lag 33 prosent av det totale estimatet. Se tabell 3-2 for fordeling mellom åpne og uåpnede områder.

Gjennomsnittlig funnstørrelse i Norskehavet har økt de siste 5 årene og er om lag 4,5 millioner Sm³ utvinnbare o.e.

Barentshavet

Estimatet for de uoppdagede ressursene i Barentshavet er 2 145 millioner Sm³ utvinnbare o.e. Dette er fordelt på 1 100 millioner Sm³ væske og 1 045 milliarder Sm³ gass. Dette er en nedgang på 250 millioner Sm³ utvinnbare o.e. og er i sin helhet knyttet til Barentshavet nord.

Barentshavet sør

Estimatet for de uoppdagede ressursene i Barentshavet sør er 1 020 millioner Sm³ utvinnbare o.e. Dette er fordelt på 445 millioner Sm³ væske og 575 milliarder Sm³ gass. Endringene i ressursestimatene her er så små at de ikke har gitt utslag i de avrundede ressurstallene som er oppgitt over.

Det har vært relativt lav leteaktivitet i Barentshavet sør de siste fem årene. Det er avsluttet kun 18 undersøkelsesbrønner, en nær halvering i forhold til femårsperioden før. Det ble gjort i alt 8 funn i de 18 brønnene. De siste seks brønnene har alle gitt funn. Den gjennomsnittlige funnstørrelsen er om lag 4,3 millioner Sm³ utvinnbare o.e.

Barentshavet nord

I Barentshavet ligger om lag 54 prosent av ressursene i områder som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet, for det meste i Barentshavet nord. Det er i dette området sannsynligheten for å gjøre nye store funn på norsk sokkel er størst, men det er også her usikkerhetene er størst. Sokkeldirektoratet har gjennomført en geologisk evaluering av deler av

Barentshavet nord basert på nye data som er samlet inn siden forrige kartlegging i 2016. Dette har ført til en oppdatering av ressursestimatet for området.

Estimatet for de uoppdagede ressursene i Barentshavet nord er 1 125 millioner Sm³ utvinnbare o.e. Dette er fordelt på 655 millioner Sm³ væske og 470 milliarder Sm³ gass. De totale ressursene er redusert med 18 prosent fra forrige estimat, som var 1 375 millioner Sm³utvinnbare o.e. Reduksjonen er prosentvis større på for væske (21 prosent) enn for gass (14 prosent).

4 Produksjon

Totalt er det solgt 8 489 millioner Sm³ o.e. fra norsk sokkel. De årlige salgsvolumene for olje og gass er vist i Figur 4-1. De siste ti årene er det blitt solgt mer gass enn olje målt i oljeequivalenter (o.e.).

I perioden 1985 – 2005 var produksjonen av olje betydelig høyere enn produksjonen av gass.

Ved årsskiftet hadde 92 felt status «i produksjon» på norsk sokkel.

I 2023 startet produksjonen på fire nye felt,

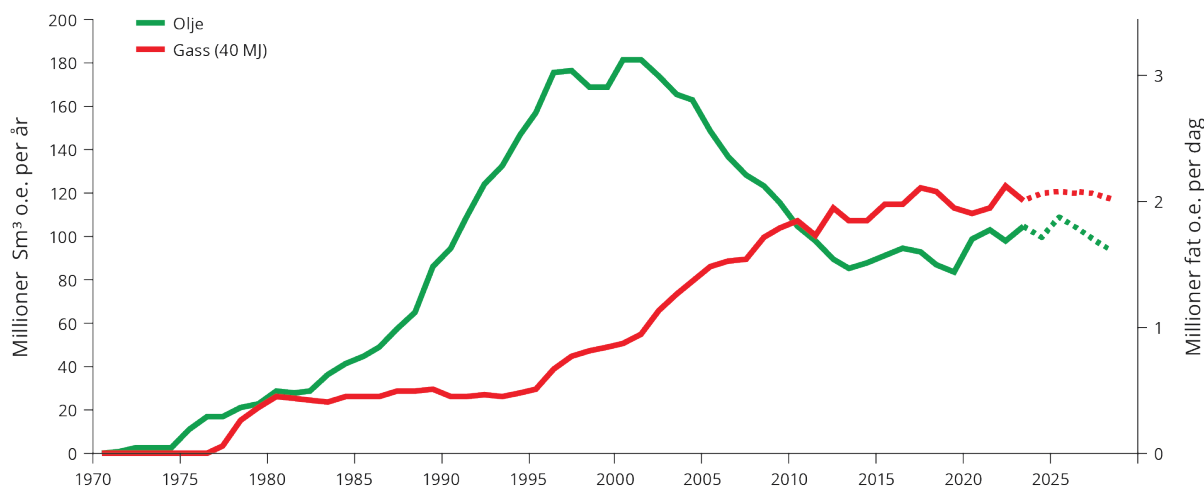
- Fenja og Bauge i Norskehavet
- Tommeliten A og Breidablikk i Nordsjøen.

I tillegg kom produksjonen i gang fra utbyggingsprosjektene Frosk (som en del av Bøyla), Kobra East og Gekko (som en del av Alvheim) og Blåbjørn (som en del av Åsgard).

Fem felt stengte ned i 2023, Flyndre og Heimdal med de tilknyttede feltene Atla, Skirne og Vale.

Oljeproduksjonen antas å nå en ny topp på i underkant av to millioner fat per dag i 2025. Det er 60 prosent av toppnivået fra 2001.

Gassalget har vært på et relativt høyt nivå de siste ti årene, og det forventes å ligge på samme nivå framover, om lag 120 milliarder Sm³.

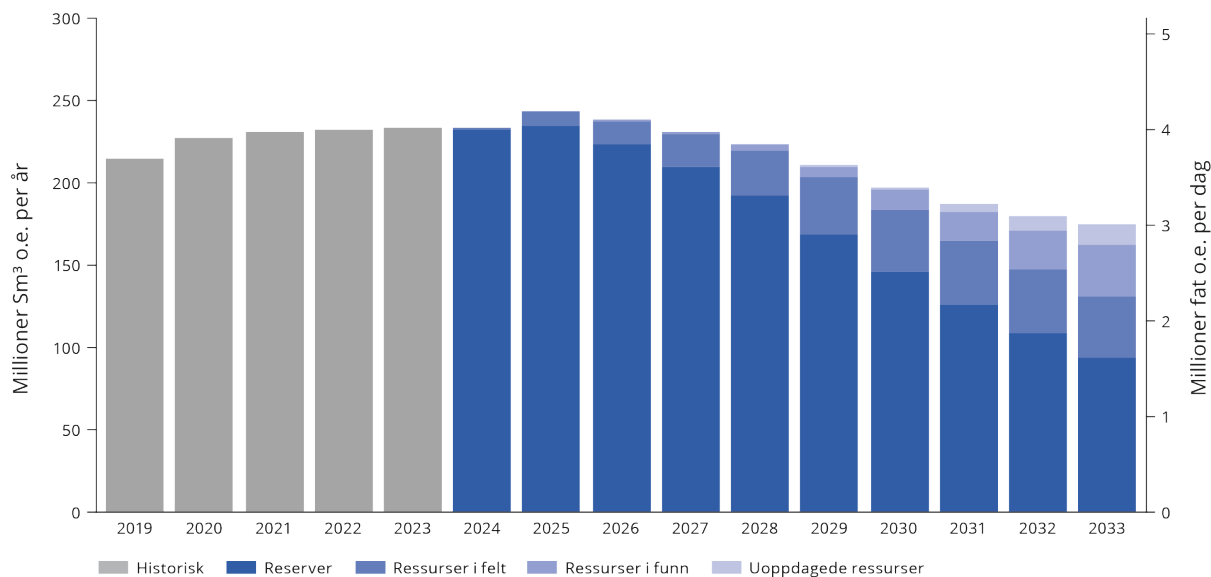


Figur 4-1 Historisk salg av olje og gass med prognose (stiplede linjer) til 2026.

Uten nye felt eller større investeringer på eksisterende felt vil produksjonen fra norsk sokkel falle. Som følge av høy utbyggingsaktivitet de siste årene er det ventet at produksjonen vil øke på kort sikt. Nye felt kompensere for lavere produksjon fra aldrende felt.

Produksjonsnivået på lengre sikt er usikkert. Det avhenger blant annet av hvilke tiltak som blir gjennomført på feltene, hvilke funn som blir besluttet utbygd og når de kommer i produksjon. Nye funn, hvor store de er og hvordan og når de bygges ut vil også påvirke produksjonsnivået

framover. Historisk totalproduksjon og prognose fram til 2033, fordelt på modenhet av ressursene, er vist i Figur 4-2.



Figur 4-2 Historisk totalproduksjon og prognose fordelt på modenhet av ressursene.

5 Vedlegg

Omregningsfaktorer og benevnelser:

<https://www.sodir.no/om-oss/informasjonstenester/omrekningsfaktorar/>

Sokkeldirektoratets ressursklassifisering og definisjoner:

https://www.sodir.no/globalassets/norsk/5-regelverk/tematiske-veiledninger/ressursklassifisering_n.pdf

Ressurskategorier:

- ✓ Ressurser er et samlebegrep for all olje og gass som kan utvinnes
- ✓ Ressursene blir klassifisert etter hvor modne de er, det vil si hvor langt de er kommet i planleggingsfasen fram mot produksjon
- ✓ Hovedklassene er reserver, betingede ressurser og uoppdagede ressurser
- ✓ Betingede ressurser er ressurser i prosjekt som ikke er besluttet
- ✓ Reserver og betingede ressurser utgjør totale oppdagede utvinnbare ressurser
- ✓ Reserver er utvinnbare petroleumsmengder som ikke er produsert, men som det er vedtatt at skal produseres

Letemodeller og metode for beregning av uoppdagede petroleumsressurser:

<https://www.sodir.no/fakta/geologi/letemodeller/>