



OLJEDIREKTORATET

20.02.2023 | Rapportnummer OD-02-23

Ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel per 31. desember 2022

Organisasjonsenhet	Lag
Teknologi, analyser og sameksistens	RessursregnskapOgPrognoser, DataogStatistikk, Leitestudier
Ledelsesinvolvering	
Teknologi, analyser og sameksistens	
Kvalitetssikring	
RessursregnskapOgPrognoser, Leitestudier	
Kommentar	

Innholdsfortegnelse

1	Ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel 2022	1
1.1	Olje- og gassressurser på norsk kontinentalsokkel.....	1
1.1.1	Ressursutvikling.....	3
1.2	Olje- og gassressurser i norske havområder	4
2	Oppdagede ressurser	5
2.1	Felt.....	5
2.1.1	Reserver	6
2.1.2	Betingede ressurser i felt	7
2.2	Funn.....	8
2.2.1	Betingede ressurser i funn.....	9
2.2.2	Mange små og noen større utbygginger.....	9
2.2.3	Gjenværende oppdagede ressurser	11
3	Uoppdagede ressurser	12
3.1	Uoppdagede ressurser i åpne og uåpne områder.....	13
3.2	Uoppdagede ressurser i norske havområder.....	14
4	Produksjon	16
5	Vedlegg	18

1 Ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel 2022

Hovedtrender:

- Liten nedgang i totale ressurser
- God brutto reservetilvekst
 - For brutto reserver (reserver før den totale produksjonen er trukket fra) er det i år en økning på 262 millioner standard kubikkmeter oljeekvivalenter (Sm³ o.e.) sammenlignet med regnskapet for 2021. Økningen kan hovedsakelig forklares med at det i 2022 er tatt investeringsbeslutninger og levert flere planer for utbygging og drift (PUD).

1.1 Olje- og gassressurser på norsk kontinentalsokkel

Olje- og gassressurser 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.

I [Ressursregnskapet per 31.12.2022 \(Excel\)](#) er estimatene for de totale ressursvolumene (inkludert volumet som er solgt og levert) på norsk sokkel

- 8 247 millioner Sm³ olje
- 6 606 milliarder Sm³ gass
- totalt 15 767 millioner Sm³ o.e.
- det er en nedgang på 97 millioner Sm³ o.e. i forhold til 2021

De totale estimatene for olje, væske (sum av olje, kondensat og NGL), gass og oljeekvivalenter er vist i Tabell 1-1 sammen med endringer fra ressursregnskapet i 2021. De oppdagede ressursene er redusert med 72 millioner Sm³ o.e. sammenlignet med fjorårets regnskap. De gjenværende oppdagede ressursene er redusert med 303 millioner Sm³ o.e. inkludert fjorårets totalproduksjon på 231 millioner Sm³ o.e. Reduksjonen er ti prosent for olje og seks prosent for gass.

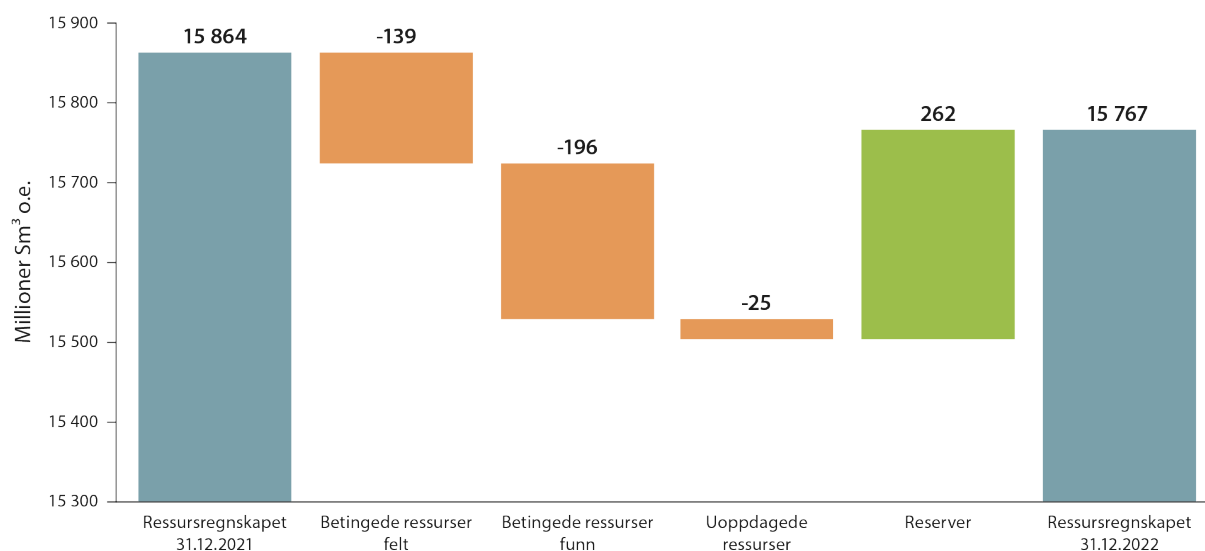
Volumene er gitt i oljeekvivalenter (1000 Sm³ gass = 1 Sm³ o.e.).

c (Væske er olje, kondensat og NGL)

Produkt	Olje mill. Sm ³		Sum væske mill. Sm ³		Gass mrd. Sm ³		Sum oljeekvivalenter mill. Sm ³	
	Total	Endring	Total	Endring	Total	Endring	Totalt	Endring
Solgt og levert	4 727	96	5 325	107	2 922	124	8 247	231
Reserver	1 051	6	1 215	11	1 469	20	2 684	31
Betingede ressurser i felt	311	-66	341	-82	260	-57	600	-139
Betingede ressurser i funn	227	-94	241	-118	230	-77	471	-196
Totalt oppdagede ressurser	6 317	-58	7 121	-82	4 881	10	12 002	-72
Gjenværende oppdagede ressurser	1 590	-154	1 796	-189	1 959	-114	3 755	-303
Uoppdagede ressurser (åpnede områder)	935	0	1 020	-5	1 090	-10	2 110	-15
Totalt åpnede områder	7 252	-58	8 141	-87	5 971	0	14 112	-87
Uoppdagede ressurser (uåpnede områder)	995	-5	1 020	-10	635	0	1 655	-10
Totalt	8 247	-63	9 161	-97	6 606	0	15 767	-97

I tabellen er petroleumsressursene delt i ressurskategorier; reserver, betingede ressurser og uoppdagede ressurser. Kategoriene er forklart i rapportens vedlegg. Åpnede områder er områder åpnet for petroleumsvirksomhet.

Illustrasjonen under viser endringen i de totale ressursene for 2022. Betingede (ikke besluttede) ressurser i felt og funn er redusert med henholdsvis 139 millioner Sm³ o.e. og 196 millioner Sm³ o.e. Reduksjonen for betingede ressurser i funn skyldes hovedsakelig modning av ressurser til reserver, det vil si at det er tatt investeringsbeslutning for funnene. Investeringsbeslutninger for prosjekt er også hovedårsaken for reduksjonen av de betingede ressursene på feltene, i tillegg er det noen reviderte anslag for enkeltprosjekt. De uoppdagede ressursene er redusert med 25 millioner Sm³ o.e., og det skyldes hovedsakelig leteaktiviteten. Det totale ressursvolumet er redusert med 97 millioner Sm³ o.e.

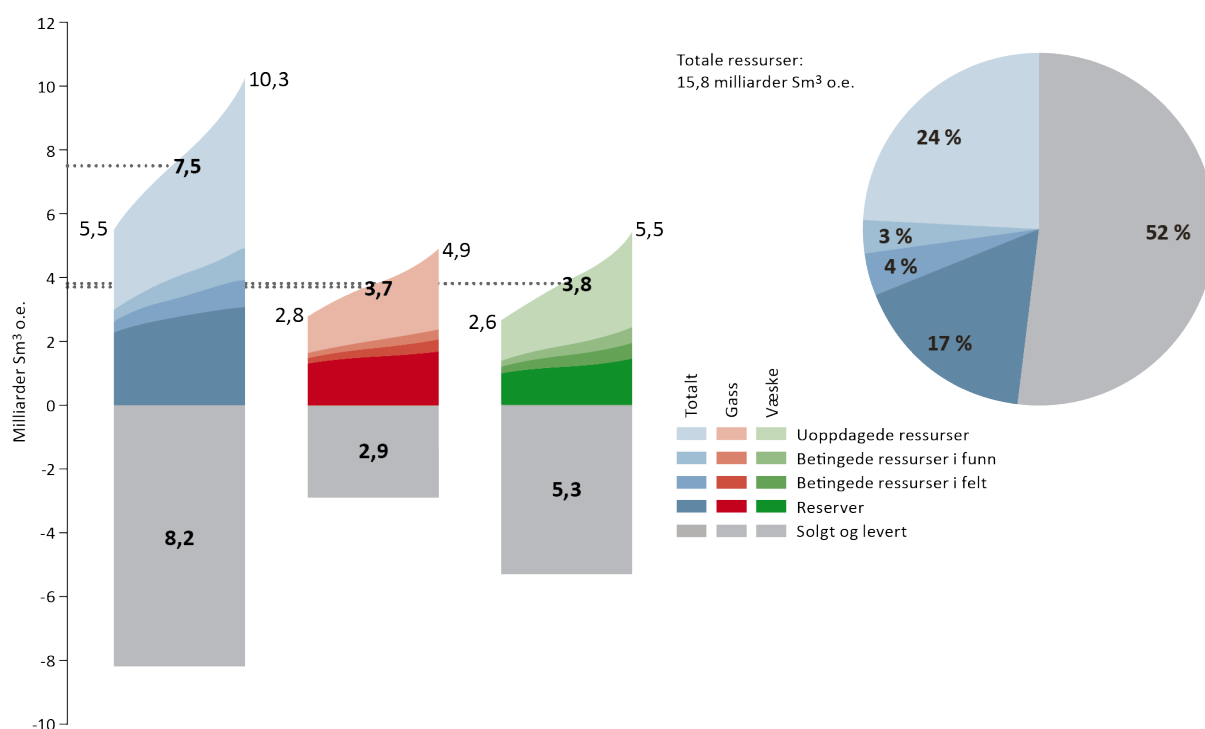


Figur 1-1 Endringene i totale ressurser for 2022, fordelt på hovedkategoriene i ressursregnskapet

Oljedirektoratet 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.

Fordelingen av de gjenværende ressursvolumene i ressurskategorier sammen med volumet som er solgt og levert per 31.12.2022 vises i Figur 1-2. Midten av søylene viser forventet utvinnbart petroleum. Usikkerhet i totalestimatene er illustrert ved lavt estimat til venstre og høyt estimat til høyre i hver stolpe.

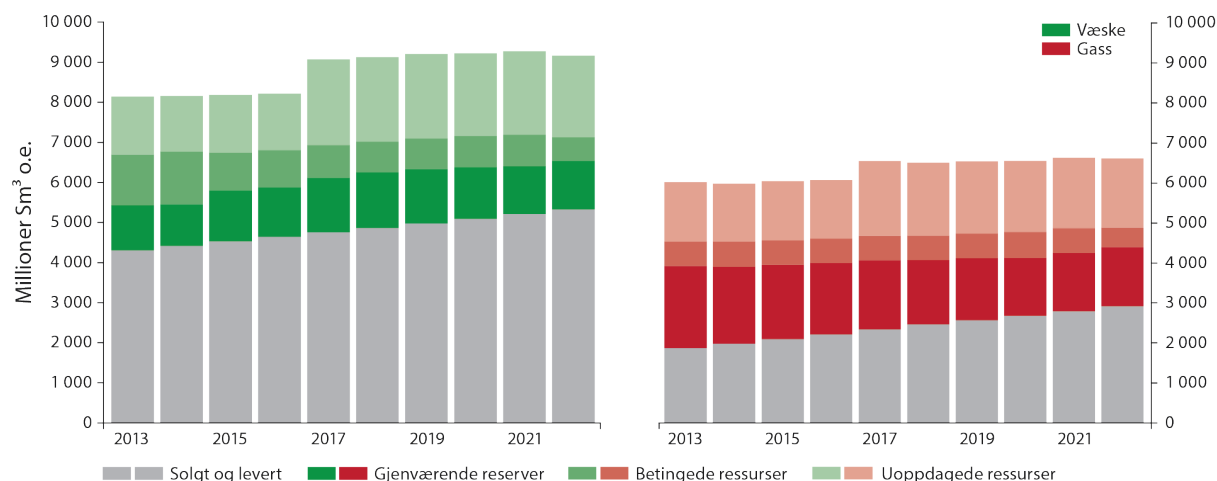
Kakediagrammet til høyre i figuren viser at 52 prosent av de forventede utvinnbare ressursene på sokkelen er produsert, og at 24 prosent av de totale ressursene ennå ikke er funnet. 17 prosent av de totale ressursene er, som i 2021, reserver. I 2022 godkjente myndighetene åtte planer for utbygging og drift (PUD) og fem PUD-fritak. Fra selskapene ble det levert inn 18 planer for myndighetsgodkjenning og 6 søknader om PUD-fritak som ved årsskiftet ikke er godkjent.



Figur 1-2 Petroleumsressurser og usikkerhet i estimatene per 31.12.2022

1.1.1 Ressursutvikling

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



Figur 1-3 Utvikling i forventningsverdien for 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. Oppdagede væskeressurser viser en liten reduksjon fra 2021 til 2022, reviderte anslag for enkeltprosjekt er den viktigste årsaken til dette. I 2017 økte ressursestimatet av uoppdagede ressurser fordi ressursene i Barentshavet nord ble inkludert.

1.2 Olje- og gassressurser i norske havområder

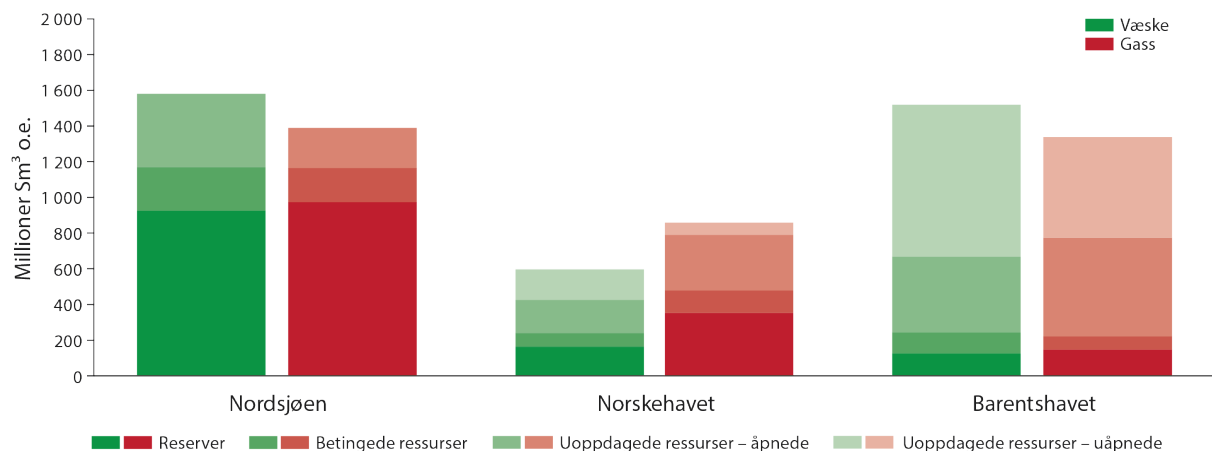
De tre havområdene Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet er ulike både når det gjelder geologi, ressursbase, modenhet og omfang av infrastruktur og kunnskap. Oversikt over ressursene i de tre havområdene finnes i [Ressursregnskapet per 31.12.2022 \(Excel\)](#).

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 uåpnede områder er da forskjellig for de tre havområdene. Forventningsestimatenes kan sees i Figur 1-4, hvor fordelingen er vist for henholdsvis væske og gass. Usikkerheten i volumestimatenes avtar med økende modenhet.

I Nordsjøen er hoveddelen av oljen og gassen definert som reserver, det vil si at de har godkjente planer for utvinning. Av de gjenværende ressursene i Nordsjøen er 64 prosent klassifisert som reserver, hvor 49 prosent er væske og 51 prosent er gass. I fjor utgjorde reservene 60 prosent av de gjenværende ressursene i Nordsjøen.

I Norskehavet utgjør reservene 35 prosent av de gjenværende ressursene med fordelingen 32 prosent væske og 68 prosent gass. De oppdagede ressursene utgjør den største andelen av de gjenværende ressursene med 51 prosent.

Hoveddelen, 84 prosent av olje- og gassressursene i Barentshavet, har status som uoppdagede. Store områder i Barentshavet er ikke åpnet for petroleumsaktivitet, og det er her forventningsverdien til de uoppdagede ressursene er størst.



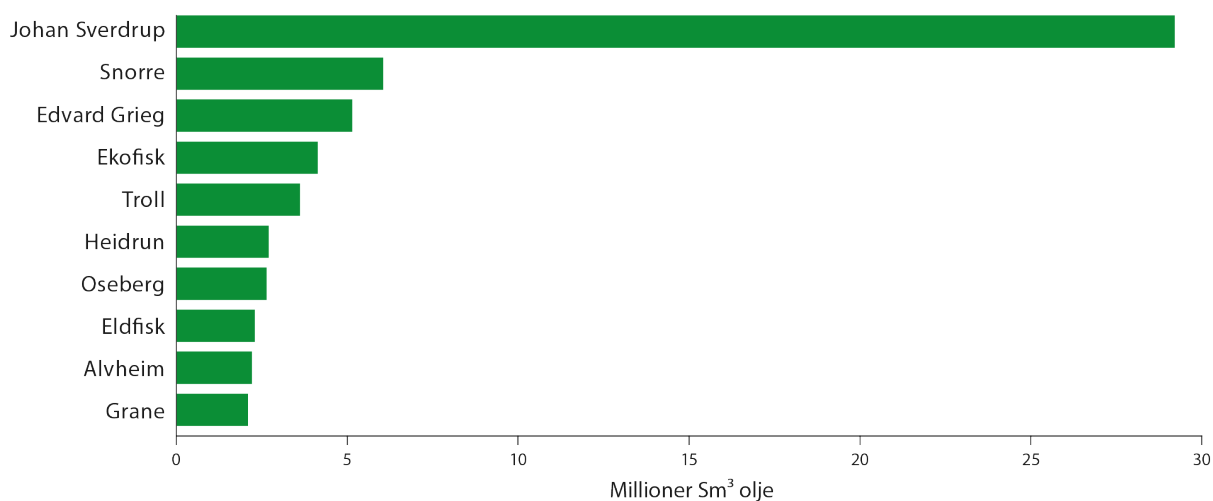
Figur 1-4 Fordeling av gjenværende væske- og gassressurser (forventningsverdier) fordelt på havområder og ressurskategorier. Væskeressursene er vist i grønt og gassressursene i rødt.

2 Oppdagede ressurser

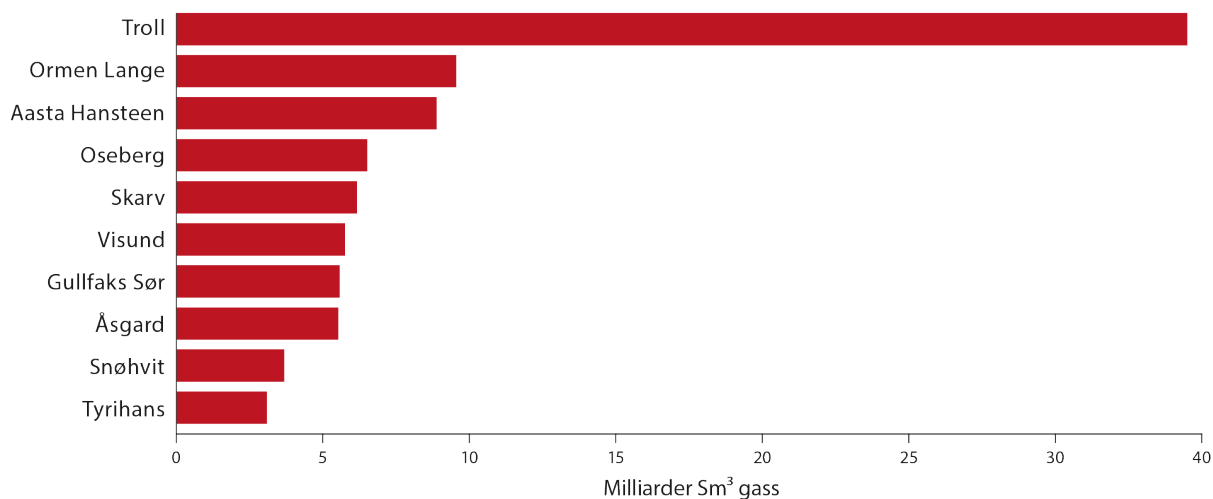
2.1 Felt

I [ODs ressursklassifiseringssystem](#) blir olje- og gassressurser 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. Funn får da betegnelsen felt når det foreligger en godkjent utbyggingsplan. Ved årsskiftet var 93 felt i produksjon.

Feltene som har produsert mest olje og gass i 2022 er vist på figurene under:



Figur 2-1 De ti største feltene i 2022 målt i oljeproduksjon



Figur 2-2 De ti største feltene i 2022 målt i gassproduksjon

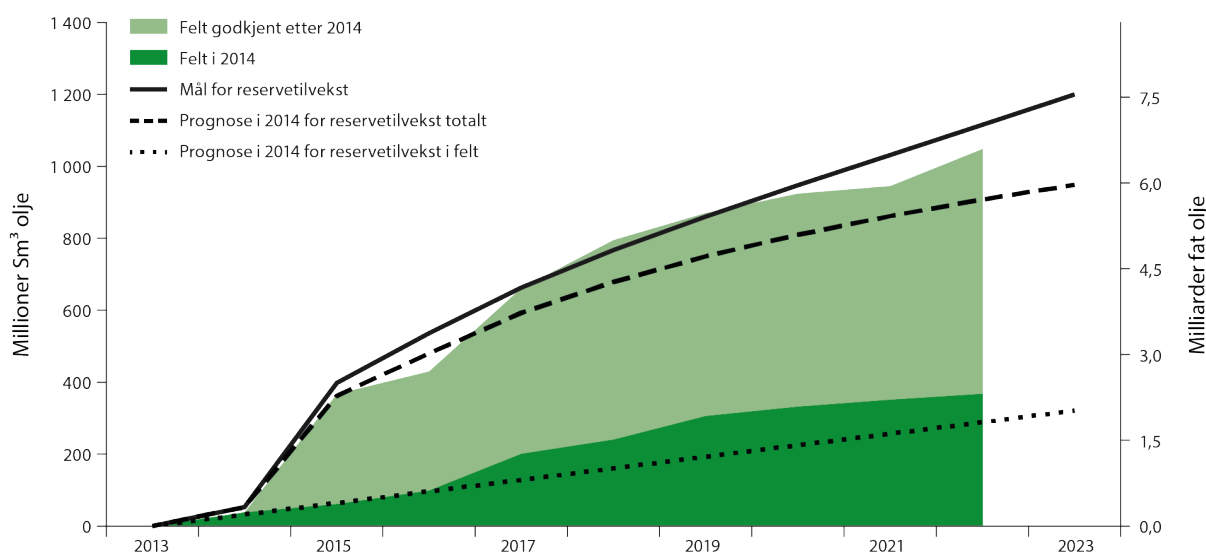
2.1.1 Reserver

Gjenværende reserver er 1 051 millioner Sm³ olje og 1 469 milliarder Sm³ gass. Økningen i totale gjenværende reserver fra 2021 er 31 millioner Sm³ o.e., se Tabell 1-1. På norsk sokkel har feltene Troll og Johan Sverdrup de største gjenværende reservene med henholdsvis 645 milliarder Sm³ gass og 315 millioner Sm³ olje, for flere felt se [Ressursregnskapet per 31.12.2022 \(Excel\)](#)

I årets ressursregnskap er det god tilvekst av bruttoreserver, det vil si reserver før den totale produksjonen er trukket i fra. Brutto reservetilvekst for olje er 103 millioner Sm³ og for gass 144 milliarder Sm³. Det ble produsert totalt 231 millioner Sm³ o.e. i 2022.

Myndighetene godkjente åtte planer for utbygging og drift (PUD) og fem PUD-fritak. Selskapene leverte 18 PUD-er og 6 søknader om PUD-fritak, 22 av disse er fortsatt under behandling. Reserveanslag og produksjon for hvert felt finnes i [Ressursregnskapet per 31.12.2022 \(Excel\)](#).

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

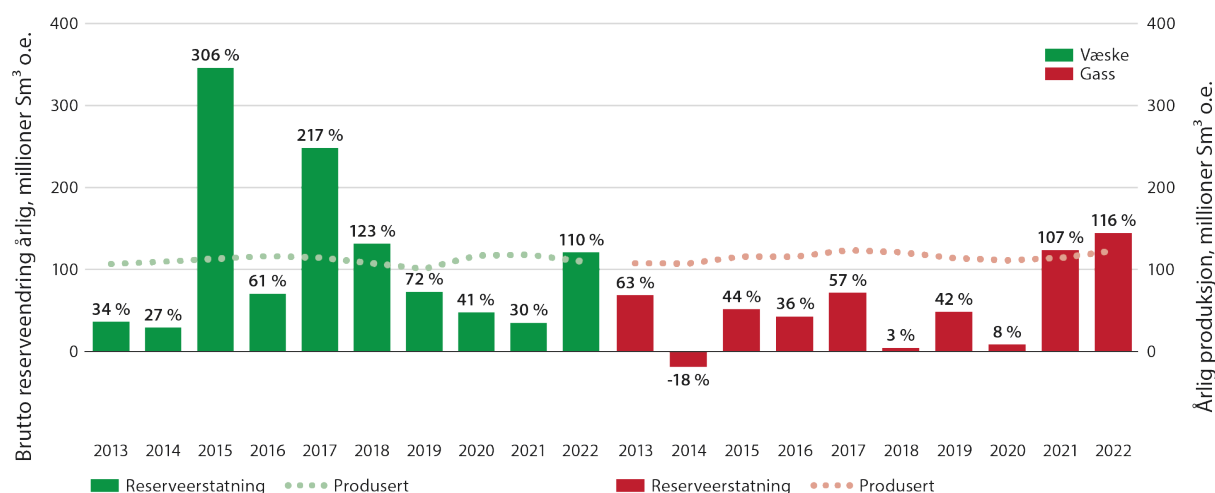


Figur 2-3 Tilvekst i oljereserver fra 2014 til 2022 sammenlignet med ODs prognose og mål fra 2014. Tilveksten er fordelt på reserver som kommer fra felt og fra nye funn som er blitt satt i produksjon.

Reservetilveksten for olje fra 2013 til i dag er vist i Figur 2-3. Feltene som var godkjent utbygd eller i produksjon på norsk sokkel i 2014 har hatt en god reservetilvekst. De har allerede ved utgangen av 2021 modnet mer enn prognosen viste for 2023. Det største bidraget kommer, som ventet, fra nye feltutbygginger besluttet i perioden. Hoveddelen av bidraget lå inne i prognosen, og status ved årsskiftet viser at funnene gjort før målet ble utarbeidet har gitt en økning større enn prognosen. Totalt er reservetilveksten, etter 9 år, om lag 1 050 millioner Sm³.

Det er ikke ventet mange nye planer for utbygging og drift i 2023, men det vil jobbes kontinuerlig med å øke reservene på feltene. For at målsettingen fra 2014 skal nås, er det nødvendig med en ekstraordinær reservetilvekst på feltene som er i grunnlaget for målet fra 2014.

I figurene under vises endringene i reserver inkludert produserte mengder i perioden 2013 – 2023. De årene søylene overstiger produksjonen, vist med 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 tiårs periode, prosentall viser årlig reserveerstatning

Det er produsert 1 112 millioner Sm³ væske de 10 siste årene, og ressursregnskapet viser at det som gjenstår av reserver er 26 millioner Sm³ mer enn i 2012. Det betyr at reserveerstatningen for væske har vært over 100 prosent de siste 10 årene. For 2022 ble 110 prosent av de produserte væskereservene erstattet.

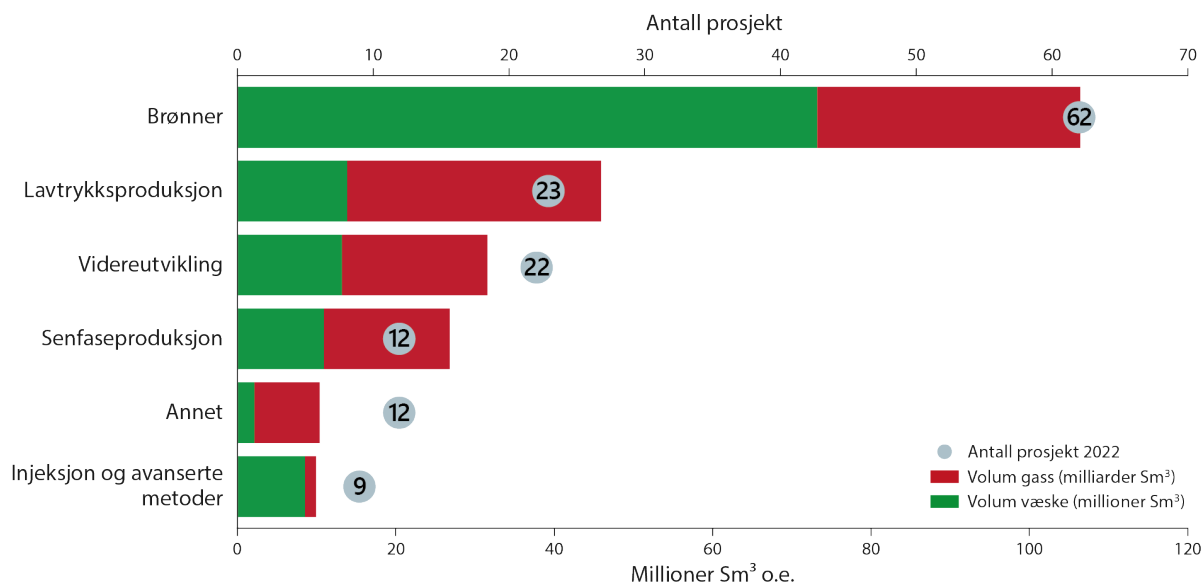
Siden 2012 er det produsert 1 164 milliarder Sm³ gass, og regnskapet viser at det som gjenstår av reserver er 621 milliarder Sm³ mindre enn i 2012. Det gir en reserveerstatning for gass i underkant av 50 prosent de siste 10 årene, mens for 2022 ble 116 prosent av de produserte gassreservene erstattet.

2.1.2 Betingede ressurser i felt

Forventningsverdien for betingede (ikke besluttede) oljeressurser i felt er 311 millioner Sm³, se Tabell 1-1. Det er en reduksjon på 66 millioner Sm³ fra 2021. For gass er forventningen 260 milliarder Sm³, og dette er en reduksjon på 57 milliarder Sm³ fra året før. Reduksjonene skyldes hovedsakelig modning av ressurser til reserver, men det skyldes også reviderte anslag for enkeltprosjekt.

I ressursregnskapet for 2022 inngår 140 konkrete, men ikke besluttede prosjekt for økt olje- og/eller gassproduksjon og forlenget levetid. Implementering av ny teknologi er viktig for å realisere disse prosjektene og konkretisere nye. Figur 2-5 viser disse prosjektene fordelt på prosjekttype med tilhørende ressurser fordelt på væske og gass.

Prosjekt for å øke utvinningen domineres av nye brønner, både i antall prosjekt (65) og volum (om lag 110 millioner Sm³ o.e.). Øvrige prosjekt som kan bidra mye er videreutvikling, lavtrykks- og senfaseproduksjon. Det er identifisert færre tiltak der nye injeksjons- eller avanserte metoder tas i bruk.



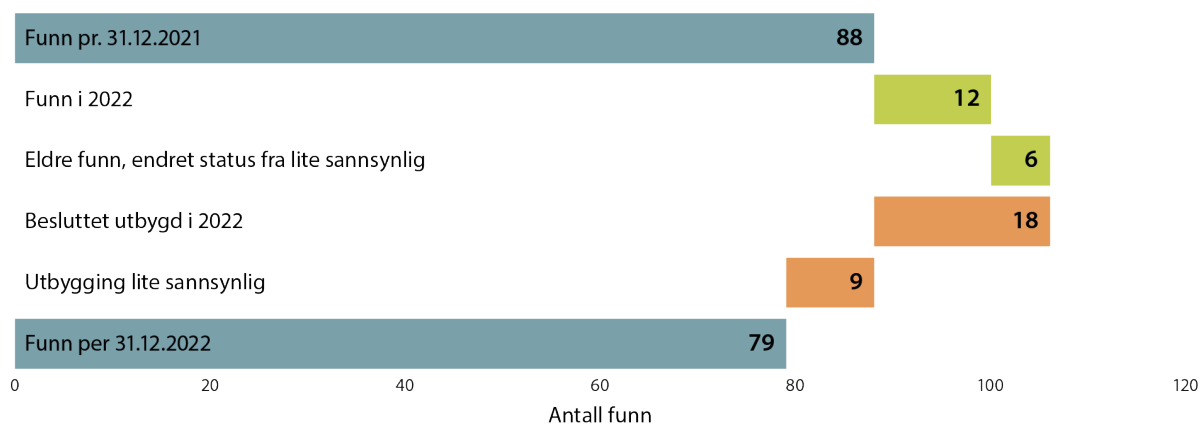
Figur 2-5 Konkrete prosjekt for økt utvinning fra feltene, antall og ressurser

2.2 Funn

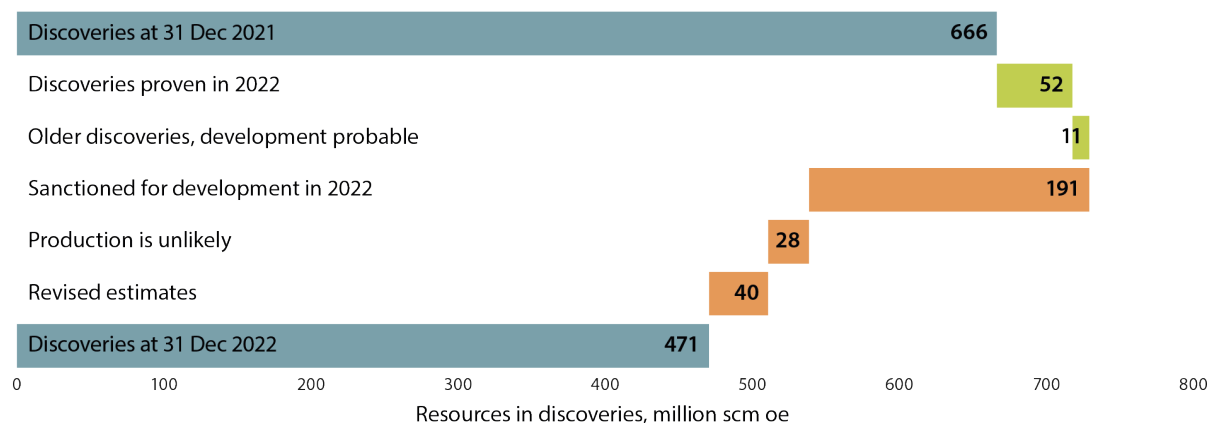
Det ble gjort 12 funn i 2022 med et samlet ressursestimat på 52 millioner Sm³ o.e. Fire av funnene ble gjort i Nordsjøen, fem i Norskehavet og tre i Barentshavet.

Ved inngangen av 2022 bestod funnporteføljen av 88 funn. Ved utgangen av 2022 består funnporteføljen av 79 funn. Dette kan forklares med at det er innlevert PUD for 18 funn, og ressurser er modnet til reserver. Seks funn har i 2022 endret status fra lite sannsynlig og vurderes for utbygging, mens ni funn blir ansett som lite sannsynlige å bygge ut.

Figur 2-6 viser oversikt over utviklingen av antall funn i porteføljen gjennom 2022, og Figur 2-7 viser tilsvarende for ressursestimatene.



Figur 2-6 Oversikt over utviklingen i funnporteføljen gjennom 2022. 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 2022, kategorier i grønt viser bidrag til vekst og kategorier i rødt viser bidrag til reduksjon i ressursene som ennå ikke er besluttet utbygd

I 2022 ble det levert utbyggingsplaner for 20 prosent av funnene som var i porteføljen ved forrige årsskifte. Planene omfattet 29 prosent av ressursene i funnporteføljen. 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 konsept for utbyggingsløsning og forhold på vertsinnetningene.

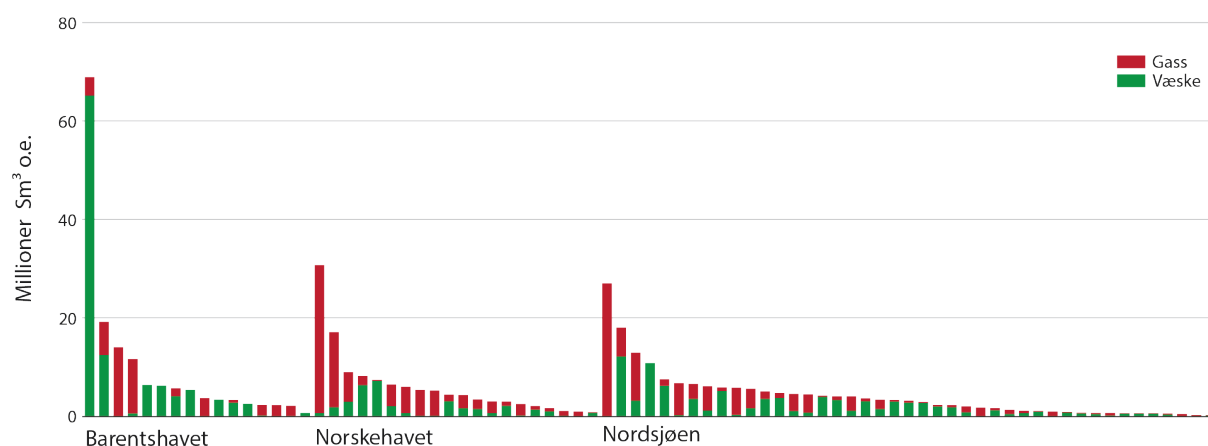
Av de 88 funnene som var i regnskapet per 31.12.2021 er 61 også med i årets regnskap. Anslaget for utvinnbare ressurser for disse er redusert med 40 millioner Sm³ o.e.

2.2.1 Betingede ressurser i funn

Totalt er det 227 millioner Sm³ olje og 230 milliarder Sm³ gass i funn som ikke er utbygd, se Tabell 1-1. Totalvolumet i funn er redusert med 196 millioner Sm³ o.e. i forhold til fjorårets regnskap. Reduksjonen skyldes i hovedsak at ressurser er modnet til reserver for flere funn, i tillegg er det en reduksjon i forventet utvinnbart volum på enkelte funn, som 7324/8-1 (Wisting), 6507/5-10 S (Slagugle) og 35/12-2 (Grosbeak).

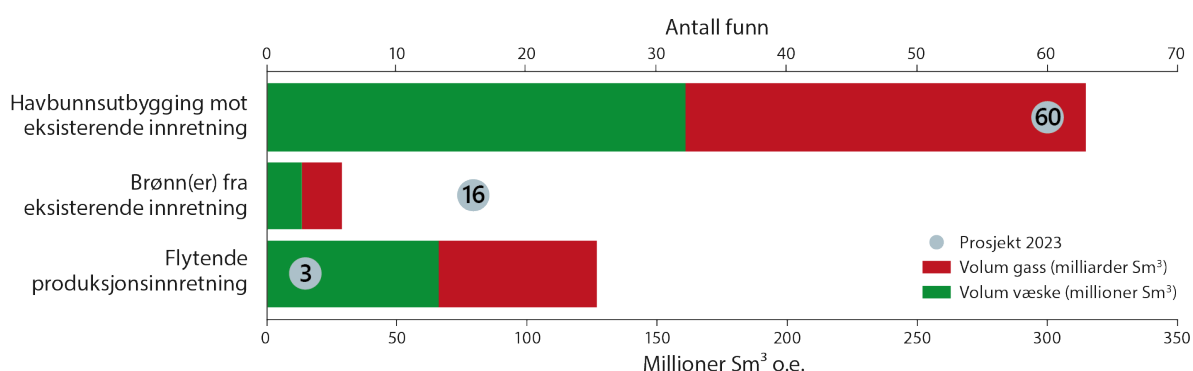
2.2.2 Mange små og noen større utbygginger.

I Figur 2-8 er funnporteføljen i ressursregnskapet vist etter havområde og størrelse. Det er enkelte større funn og flere små i alle områdene. Flest funn er det i Nordsjøen. 7324/8-1 (Wisting), som ligger i Barentshavet, er det største funnet. I Norskehavet er 6406/9-1 (Linnorm) størst, mens gassfunnet 35/2-1 (Peon) er størst i Nordsjøen.



Figur 2-8 Funnporteføljen i ressursregnskapet

Både nye og gamle innretninger er viktige for utviklingen av ressursene på norsk sokkel. Den eksisterende infrastrukturen har mange nyere felt knyttet til seg. Det framgår av Figur 2-9 at det planlegges for mange flere innfasinger. Ny infrastruktur blir viktig for utviklingen av ressursene i området den etableres i. Det åpner opp for innfasing av funn som ennå ikke er gjort, i tillegg til eldre funn som det i dag ikke er lønnsomt å bygge ut.



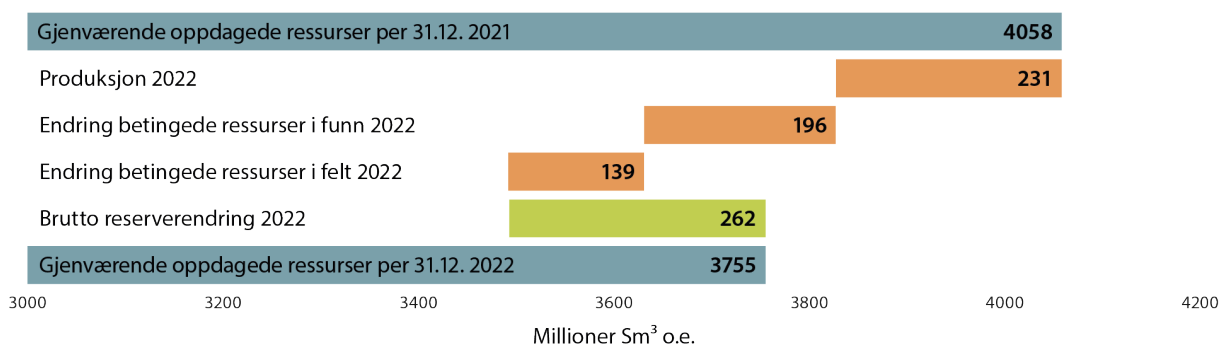
Figur 2-9 Sannsynlige utbyggingsløsninger for utvikling av de 79 funnene i årets ressursregnskap, samt ressursene samlet per utbyggingsløsning

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 60 av funnene er dette den mest sannsynlige løsningen. En annen mulig løsning for mindre funn nær nok infrastruktur er å bruke ledige brønnsisser på eksisterende felt. Totalt er det antatt en slik løsning for 16 funn. For å investere i selvstendige produksjonsinnretninger må ressursvolumene være relativt store, gjerne som en samordnet utbygging av flere mindre funn, eller om funnet er stort nok. 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 at gjenværende oppdagede ressurser er redusert med omtrent 300 millioner Sm³ o.e. fra 2021 til 2022. Det var høy produksjon, en modning av ressurser til reserver og en reduksjon i betingede ressurser på felt og funn i 2022. Økningen i brutto reserver på grunn av investeringsbeslutningene var på 262 millioner Sm³ o.e.

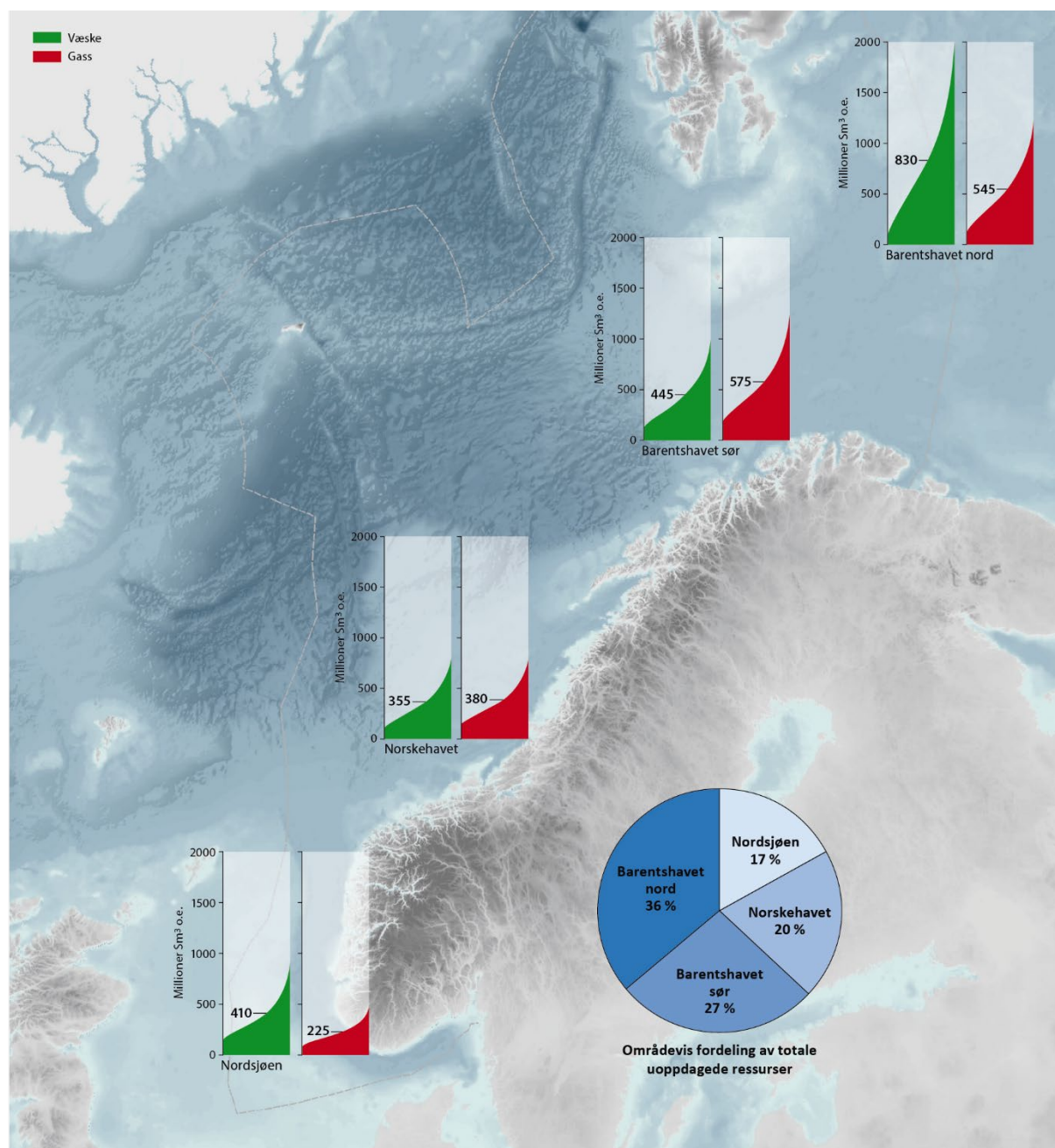


Figur 2-10 Oversikt over endringen i oppdagede ressurser fra 2021 til 2022

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. Annethvert år blir estimatene for uoppdagede ressurser i områder åpnet for petroleumsvirksomhet oppdatert med vurdering av de siste års leterresultater, ny kartlegging og ny dokumentasjon.

Anslagene ble sist oppdatert høsten 2021. Det siste året er det bare gjort mindre justeringer av estimatene hovedsakelig som følge av leteaktiviteten. Prospekter som bores og ikke er funn tas bort, og prospekter med funn tas med videre i de oppdagede ressursene.



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. Over 60 prosent av de uoppdagede ressursene ligger i Barentshavet. I Barentshavet nord forventes det dobbelt så mye uoppdagede væskeressurser som i de andre havområdene. Det er her usikkerheten er størst, noe som reflekteres i det store spennet mellom høyt og lavt estimat. Potensialet for gass på norsk sokkel er også størst i Barentshavet. Det er fordelt noenlunde likt mellom sør og nord.

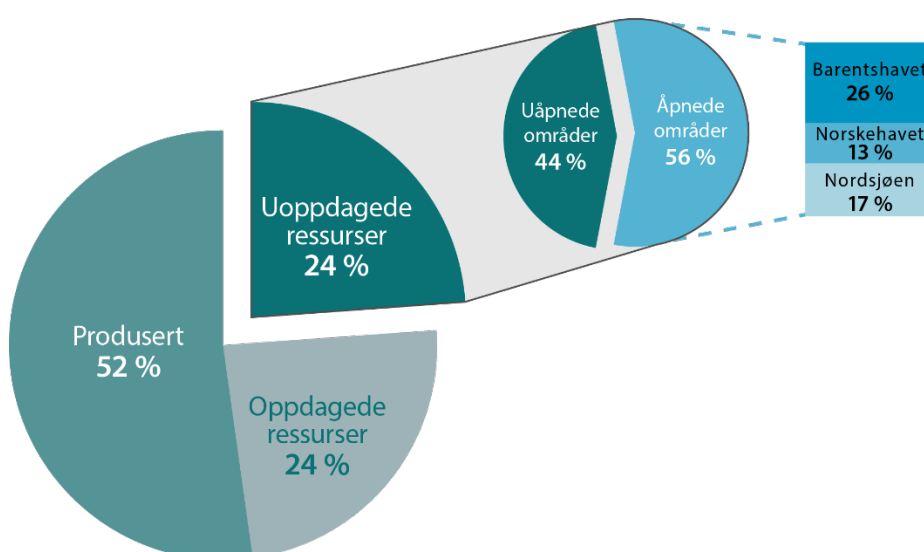
Det er betydelige uoppdagede ressurser også i Nordsjøen og Norskehavet, og med all eksisterende infrastruktur er potensialet for verdiskapning stort i disse havområdene, selv ved funn av mindre forekomster. I Nordsjøen forventes det at væske utgjør den største andelen, mens det er jevn fordeling mellom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

Tabell 3-1 Uoppdagede ressurser per havområde med usikkerhetsspenn

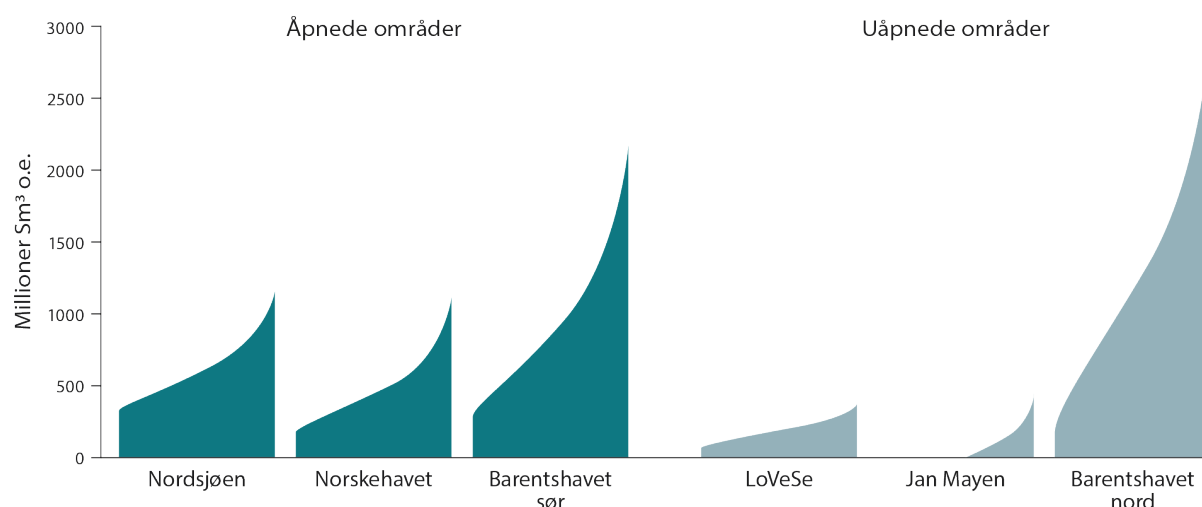
Havområde	Væske millioner Sm ³			Gass milliarder Sm ³			Sum oljeekvivalenter millioner Sm ³		
	P95	Forventning	P05	P95	Forventning	P05	P95	Forventning	P05
Nordsjøen	155	410	875	90	225	450	315	635	1 155
Norskehavet	105	355	765	150	380	775	265	735	1 515
- Barentshavet sør	135	445	985	190	575	1 220	330	1 020	2 190
- Barentshavet nord	85	830	1 960	115	545	1 240	245	1 375	3 145
Barentshavet	435	1 275	2 530	470	1 120	2 040	965	2 395	4 435
Totalt, norsk sokkel	1 050	2 040	3 365	973	1 725	2 755	2 125	3 765	5 965

3.1 Uoppdagede ressurser i åpne og uåpne områder

OD forventer at uoppdagede ressurser utgjør 24 prosent av de totale ressursene på norsk sokkel. Av dette er 56 prosent i åpne områder. Disse fordeler seg med 26 prosent i Barentshavet, 13 prosent i Norskehavet og 17 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 usikkerhetsspenning. 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. millSm ³	Væske mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	Sum o.e. mill Sm ³
Nordsjøen	410	225	635	410	225	635			
Norskehavet	355	380	735	185	310	495	170	70	240
- Barentshavet sør	445	575	1 020	425	555	980	20	20	40
- Barentshavet nord	830	545	1 375				830	545	1 375
Barentshavet	1 275	1 120	2 395	425	555	980	850	565	1 415
Totalt, norsk sokkel	2 040	1 725	3 765	1 020	1 090	2 110	1 020	635	1 655

3.2 Uoppdagede ressurser i norske havområder

Nordsjøen

Estimatet for de uoppdagede ressursene i Nordsjøen er 635 millioner Sm³ utvinnbare o.e. Dette er fordelt på 410 millioner Sm³ olje og kondensat (væske) og 225 milliarder Sm³ gass.

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 (95 prosent sannsynlig at uoppdagede er større enn denne verdien) og den høye enden er P05-estimatet (5 prosent sannsynlig at uoppdagede er større enn denne verdien). 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 3,1 millioner Sm³ utvinnbare o.e.

Norskehavet

Estimatet for de uoppdagede ressursene i Norskehavet er 735 millioner Sm³ utvinnbare o.e. Dette er fordelt på 355 millioner Sm³ olje og kondensat og 380 milliarder Sm³ gass. Gjennomsnittlig funnstørrelse i Norskehavet har økt de siste 5 årene og er nå 5,5 millioner Sm³ utvinnbare o.e. 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.

Barentshavet

Estimatet for de uoppdagede ressursene i Barentshavet er 2 395 millioner Sm³ utvinnbare o.e. Dette er fordelt på 1 275 millioner Sm³ olje og kondensat og 1 120 milliarder Sm³ gass.

Letingen i Barentshavet de siste fem årene har gitt blandede resultater. Leting nær infrastruktur har gitt gode resultater, mens brønner i nye områder har gitt lavere uttelling. Gjennomsnittlig funnstørrelse i perioden er 5,6 millioner Sm³ o.e.

I Barentshavet ligger 59 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. Det er store usikkerheter knyttet til anslagene i disse områdene. I OD har det pågått en geologisk kartlegging av Barentshavet nord basert på nye data som er samlet inn siden forrige kartlegging i 2016. Oppdatert ressursestimat for dette området er ikke ferdigstilt, det vil bli inkludert i ressursregnskapet for 2023.

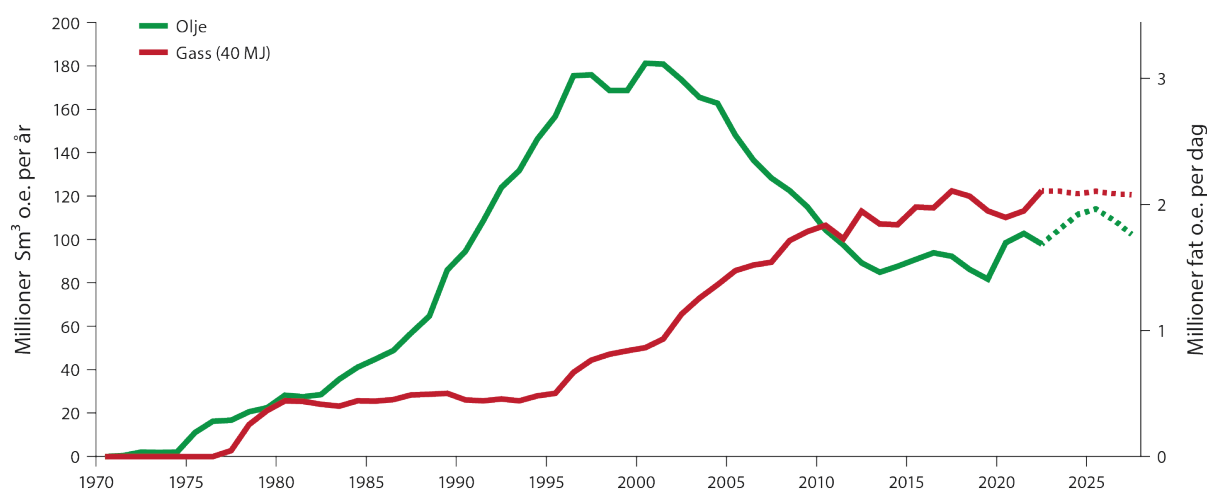
4 Produksjon

Totalt er det solgt 8 250 millioner Sm³ o.e. fra norske sokkel. De årlige verdiene for olje og gass er vist i Figur 4-1. De siste ti årene er det blitt solgt mer gass enn olje målt i o.e. I perioden 1985 – 2010 var produksjonen av olje betydelig høyere enn produksjonen av gass.

Ved årsskiftet hadde 93 felt status «i produksjon» på norsk sokkel. I 2022 startet produksjonen på ett nytt felt, Nova. I tillegg kom produksjonen fra videreutviklingene av Hod og Njord i gang, og fase 2 av Johan Sverdrup-feltet startet. To felt stengte ned i 2022, Knarr og Veslefrikk.

Oljeproduksjonen antas å nå en ny topp på rundt to millioner fat per dag rundt 2025. Det er i overkant av 60 prosent av nivået ved årtusenskiftet.

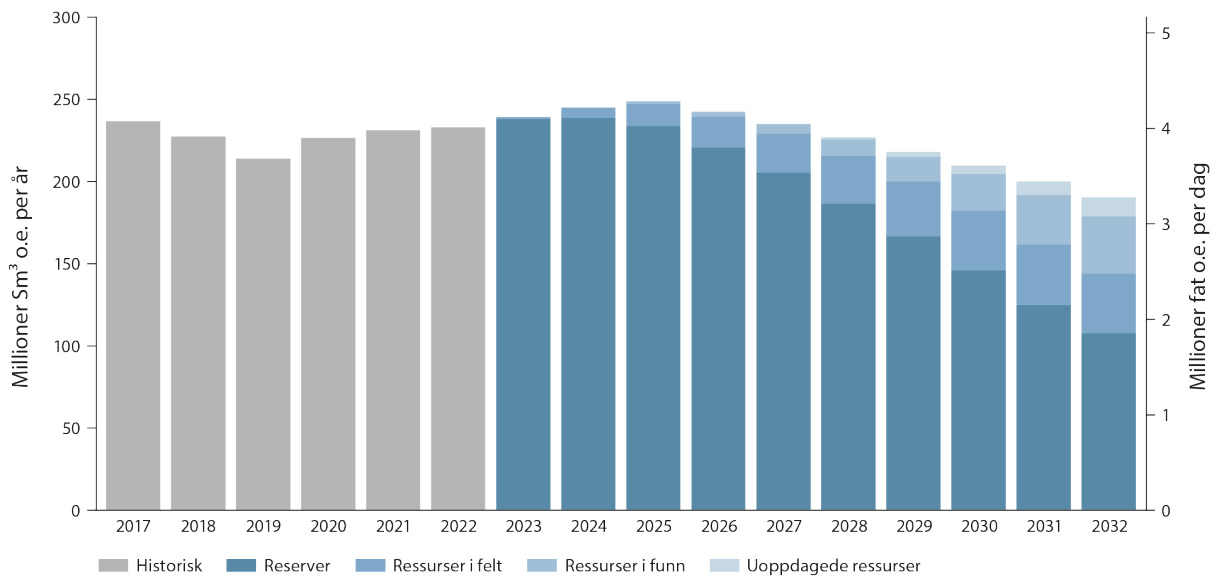
Gassalget har vært på et relativt høyt nivå de siste ti årene og forventes å ligge på dette nivået ut over 2027.



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 kortere sikt. Nye felt som kommer i drift kompenserer på kort sikt 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 på lengre sikt. Historisk totalproduksjon og prognose fram til 2031, 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.npd.no/om-oss/bruk-av-innhold/omregningsfaktorar/>

ODs ressursklassifisering og definisjoner:

https://www.npd.no/globalassets/1-mpd/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 petroleumssressurser:

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