



RYSTAD ENERGY

## VERDIVURDERING AV STATENS DIREKTE ØKONOMISKE ENGASJEMENT (SDØE), 2022

---

Offentlig rapport, 22. juni 2022.



NÆRINGS- OG FISKERIDEPARTEMENTET

Denne rapporten er laget på oppdrag for Nærings- og fiskeridepartementet. Informasjonen og resultatene i dokumentet er basert på Rystad Energys egen uavhengige verdianalyse av SDØE-porteføljen. Til analysen er det benyttet data fra Petoro i tillegg til Rystad Energys egen oppstrømsdatabase, UCube. Rystad Energy gir ingen garanti for at informasjon og synspunkter i rapporten er komplette eller korrekte. Synspunktene gjelder på utgivelsestidspunktet og vil være gjenstand for revisjon og forandring. Rystad Energy tar ikke noe ansvar for handlinger utført på basis av informasjonen i dette dokumentet.

**RYSTAD ENERGY AS**

Fjordalléen 16, 0250 OSLO, NORWAY TELEPHONE +47 24004200 INFO@RYSTADENERGY.COM WWW.RYSTADENERGY.COM

## INNHold

<b>Innhold</b> .....	<b>2</b>
<b>Sammendrag</b> .....	<b>3</b>
<b>Summary</b> .....	<b>4</b>
<b>1 Innledning</b> .....	<b>5</b>
1.1 Om mandatet .....	5
1.2 SDØE og Petoro .....	5
1.3 Hvilke eiendeler som verdsettes.....	6
<b>2 Verdi av SDØE-porteføljen i 2022</b> .....	<b>7</b>
2.1 Verdi av SDØE-porteføljen.....	7
2.2 Oppstrømsporteføljen .....	8
2.3 Andre elementer .....	12
2.4 Sensitivitetsanalyse.....	13
<b>3 Utvikling fra 2020 til 2022</b> .....	<b>15</b>
3.1 Netto kontantstrøm fra SDØE-porteføljen i 2020 og 2021.....	15
3.2 Endring i makroforutsetninger .....	16
3.3 Endring i forventet produksjon og forventede kostnader.....	17
3.4 Utvikling for de viktigste feltene.....	18
3.5 Oversikt verdiendring .....	19
<b>4 Industritrender</b> .....	<b>20</b>
4.1 Det globale oljemarkedet .....	20
4.2 Gassmarkedet i Europa .....	21
4.3 Norsk produksjon og ressurser .....	23
4.4 Transaksjonsmarkedet.....	24
4.5 Utsikter for leverandørindustrien .....	24
4.6 SDØE i forhold til industrien .....	25
<b>5 Petoros merverdibidrag</b> .....	<b>26</b>
<b>6 Metodikk og datakilder</b> .....	<b>27</b>
6.1 Forutsetninger på makronivå .....	27
6.2 Forutsetninger på feltnivå .....	28

## SAMMENDRAG

Staten ved Nærings- og fiskeridepartementet eier andeler direkte i olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel. Dette kalles statens direkte økonomiske engasjement, forkortet SDØE. Rystad Energy har på oppdrag fra Nærings- og fiskeridepartementet verdsatt SDØE-porteføljen per 1.1.2022. Siden forrige verdivurdering i 2020 har olje- og gassprisene svingt mellom historisk lave nivåer til historiske topper. Dette har blant annet vært drevet av pandemien samt krigen i Ukraina i 2022. Samtidig har den norske kronen svekket seg betydelig for så å stabilisere seg noe gjennom 2021, men viser ny svekkelse i 2022. Netto kontantstrømmer fra SDØE har vært henholdsvis 59 og 186 milliarder kroner for 2020 og 2021.

Per 1.1.2022 er SDØE-porteføljen verdsatt til 1 584 milliarder norske kroner. 95% av denne verdien ligger i felt, hvor Troll, Johan Sverdrup, Oseberg og Ormen Lange er de mest verdifulle. 3% av verdien stammer fra funn, hvor gassfunnet Linnorm er det mest verdifulle. Fremtidig leting utgjør kun 0,2% av totalverdien. Infrastruktureiendelene bidrar med 2% av porteføljens verdi, hvor Gassled er den klart viktigste eiendelen. I porteføljen av felt, funn og leteareal ligger omtrent 79% av verdien i Nordsjøen. Rundt 79% av verdien kommer fra kontantstrømmer frem til og med 2030. Troll-feltet utgjør nesten 50% av verdien i oppstrømsporteføljen.

Verdien av SDØE-porteføljen er oppjustert med hele 540 milliarder kroner fra 2020 til 2022. Kraftig oppjustering av kortsiktige olje- og gasspriser som følge av den pågående konflikten i Europa forklarer mesteparten av denne verdiøkning. Dette oppveies noe av nedjusterte oljepriser på lengre sikt, mens den langsiktige gassprisen er i tråd med verdsettelsen fra 2020. Ressurstilvekst og noe reduserte investeringsprofiler oppveies i stor grad av oppjusterte driftskostnader drevet av økende energikostnader og CO<sub>2</sub> priser.

Etter historisk lave hydrokarbonpriser ved begynnelsen av koronapandemien i 2020 har både olje- og gasspriser sett en bratt økning gjennom 2021 og starten av 2022. Krigen i Ukraina har skapt stor usikkerhet knyttet til balansen i olje- og gassmarkedet i Europa. SDØE-porteføljen består for det meste av felter i produksjon og den kortsiktige prisøkningen bidrar ekstra på de betydelige volumene som er ventet å produseres over de nærmeste årene. Rystad Energys syn er at det kreves en oljepris rundt 50 USD/fat (reelt 2022) for å opprettholde markedsbalansen på lengre sikt. For gassmarkedet i Europa er det ventet at en gass pris på rundt 8 USD/MMBtu (reelt 2022) på lengre sikt vil balansere markedet.

Produksjons- og kostnadsprofiler lagt til grunn i verdsettingen reflekterer synet på fremtidig produksjon og investeringer slik det forelå 1.1.2022, med andre ord uten effekter av krigen i Ukraina. På kort sikt er det ventet noe høyere produksjon fra SDØE-porteføljen for å støtte opp under gassbehovet i Europa.

SDØE-porteføljens andel av norsk produksjon var 26% i 2021. Porteføljen er i stor grad representativ for norsk sokkel, men den er vektet noe mer mot gass sammenlignet med de fleste selskapene på sokkelen. SDØE-produksjonen av olje og gass er forventet å øke fra dagens nivåer til omtrent 1,1 millioner fat oljeekvivalenter i 2024-2025. Kombinasjonen av høy eksponering mot eldre felt og relativt få nye utbygginger fører til at produksjonen fra SDØE-porteføljen er forventet å falle etter 2025. Dette vil føre til vesentlig reduksjon i kontantstrøm til staten på lengre sikt. Det eneste som kan endre dette bildet er høyere olje- og gasspriser enn forventet eller nye store funn og utbygging av disse utover det vi forventer i dag.

## SUMMARY

The Norwegian state, represented by the Ministry of Trade, Industry and Fisheries, carries direct ownership in oil and gas-related assets on the Norwegian Continental Shelf (NCS). The scheme is referred to as the State's Direct Financial Interest (SDFI). Rystad Energy has, on behalf of the Ministry of Trade, Industry and Fisheries, completed a valuation of the SDFI portfolio as of Jan 1<sup>st</sup>, 2022. Since the last valuation in 2020 oil- and gas prices have seen significant volatility in a historical perspective. This has been driven by the pandemic and the ongoing war in Ukraine. In the same period, the Norwegian Krone weakened significantly before rebounding and stabilizing throughout 2021, though again trending weaker in 2022. Net cash flows from the SDFI portfolio to the State was NOK 59 and 186 billion in 2020 and 2021, respectively.

The value of the SDFI-portfolio is estimated to NOK 1 584 billion as of 1.1.2022. Out of the total value, 95% comes from fields, where Troll, Johan Sverdrup, Oseberg and Ormen Lange are the most valuable. Discoveries make up 3% of the value, with Linnorm considered the most valuable. Exploration make up only 0.2% of the total value. Infrastructure assets contribute 2% of the total value, with the stake in the Gassled pipeline network as the primary asset. Of the total value of the portfolio of fields, discoveries and exploration acreage, 79% comes from assets in the North Sea. Cash flows up to and including 2030 make up almost 79% of the total value of the portfolio. The Troll field is the prime asset in the portfolio, contributing almost 50% of the value of the upstream portfolio.

The value of the SDFI portfolio has been adjusted upwards by NOK 540 billion from 2020 to 2022. Significant increase in the short-term oil- and gas prices driven by the war in Ukraine explain the majority of the increased value. Slightly lower long-term oil prices curtails some of the value adjustment, while long-term European gas prices is in line with the valuation in 2020. Resource growth and lowered investment profiles are largely netted

out by increased operational cost-profiles driven by higher energy costs and CO<sub>2</sub> prices.

Following historically low hydrocarbon prices in the beginning of the pandemic in 2020, both oil- and gas prices have increased steeply throughout late 2021 and early 2022. The war in Ukraine has spurred uncertainty regarding the oil- and gas market balance in Europe. The SDFI portfolio mainly consist of producing fields. Hence, the short-term price spikes are especially impactful on the large volumes expected from the portfolio over the next few years. Rystad Energy's view is that an oil price around 50 USD/bbl (real 2022) is required to maintain global oil market balances long term. In the European gas market a long term price of 8 USD/MMBtu (real 2022) is expected to balance the market.

Production and cost estimates used in the valuation are based on the view of future production and investments as of the 1<sup>st</sup> of January 2022, hence excluding implications of the war in Ukraine. In the short-term, a slight increase in production from the SDFI-portfolio is expected to support the gas demand in Europe.

The SDFI portfolio made up 26% of total NCS production in 2021. The portfolio is largely representative of the NCS, although slightly more weighted towards gas compared with other companies in the region. The production of oil and gas from the SDFI portfolio is expected to grow and reach about 1.1 million barrels of oil equivalent in 2024-2025. The high exposure towards older fields combined with relatively few new developments in the portfolio leads to falling production expectations after 2025. This will lead to significant reduction in cash flows to the State long term. The only thing that can alter this trend is either higher oil- and gas prices than expected or new big discoveries and development of these beyond what is expected today.

This report has been prepared for the Ministry of Trade, Industry and Fisheries by Rystad Energy. The information and results contained in this document is based on Rystad Energy's own independent valuation analysis of the SDFI portfolio. Sources of data include data supplied to us by Petoro or come from Rystad Energy's own global oil & gas database, UCube. Rystad Energy does not guarantee that the information or opinions expressed in the document is fair, complete or accurate. The views are as of this date and are subject to revisions and change. Rystad Energy is not responsible for actions taken based on information in this document.

## 1 INNLEDNING

### 1.1 Om mandatet

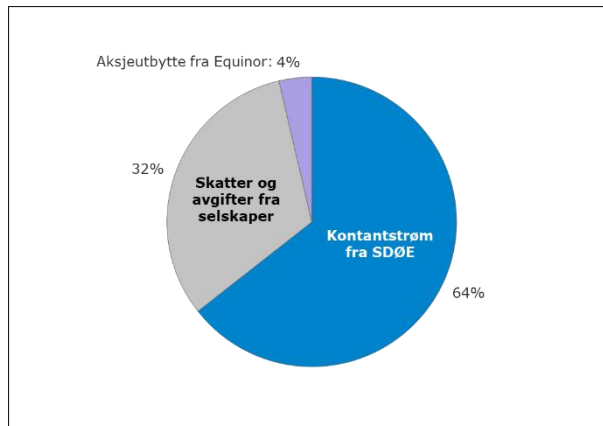
SDØE-porteføljen har blitt verdsatt jevnlig siden 2003. Forrige rapport kom i 2020. Staten, ved Nærings- og fiskeridepartementet, har engasjert Rystad Energy for å gjøre en ny verdsetting. Mandatet inkluderer analyse og valg av input-data, valg av prisforutsetninger, verdsetting, utvikling i verdi fra 2020 til 2022, og beskrivelser av endringer i porteføljen. I tillegg skal det gjøres en vurdering av Petoros merverdibidrag til verdiskaping i SDØE-porteføljen samt en kort beskrivelse av industritrender i Norge og globalt. Analysene og resultatene i denne rapporten er basert på Rystad Energy sin beste vurdering.

### 1.2 SDØE og Petoro

Staten sikrer inntekter fra petroleumsvirksomheten gjennom skatter og avgifter betalt av olje- og gasselskapene samt utbytte fra Equinor. I tillegg eier staten andeler i utvinningstillatelser og interessentskap direkte. Eierskapet bidrar med inntekter til staten, samtidig som staten dekker sin andel av kostnadene. Dette kalles statens direkte økonomiske engasjement, forkortet SDØE. Eierandelene består av felt og funn (omtrent en tredjedel av Norges olje- og gassreserver), leteareal og infrastruktur. SDØE forvaltes av Petoro AS, et statlig aksjeselskap. Petoro er rettighetshaver for SDØE-porteføljen og har samme rettigheter og plikter som øvrige rettighetshavere.

Ved å verdsette SDØE-porteføljen synliggjøres verdiene staten eier og hvordan disse forvaltes. I 2021 var statens petroleumsinntekter på 288 milliarder kroner. Av dette utgjorde netto kontantstrøm fra SDØE 186 milliarder kroner, eller 64%. Skatter og avgifter fra selskaper utgjorde 32% og aksjeutbytte fra Equinor 4% (Figur 1-1).

Figur 1-1: Statens petroleumsinntekter i 2021 (288 mrd. kroner) etter type inntekt. Kilde: Statsregnskapet 2021.



### 1.3 Hvilke eiendeler som verdsettes

SDØE-porteføljen består av eierandeler i oppstrøms olje- og gassvirksomhet (oppstrømsporteføljen) samt eierskap i infrastruktur. Verdsettingen skal i tillegg inkludere elementer på selskapsnivå. Figur 1-2 viser en mer detaljert oversikt over hva som verdsettes.

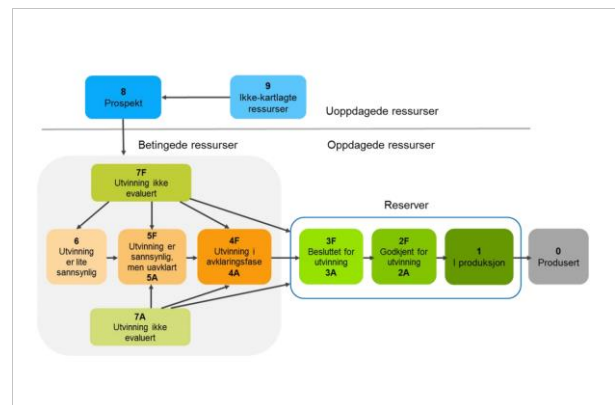
Oppstrømsporteføljen består av felt, funn og leting. Disse er verdsatt hver for seg med tilhørende produksjonsprofiler og kostnadsprofiler. *Felt* består av produserende felt og felt under utbygging. *Funn* er påviste ressurser der det ikke er tatt endelig investeringsbeslutning. *Leting* representerer risikert volum og verdi fra fremtidige mulige letebrønner i tildelt leteareal. I tillegg til denne inndelingen av oppstrømsporteføljen vil hver enkelt av disse eiendelene ha ressursene klassifisert i ulike ressursklasser etter modenheten av ressursene, se Figur 1-3. Ressursklasse (RK) 1-3 er reserver i felt (besluttet), RK 4-7 er betingende ressurser (ikke besluttet) og RK 8-9 er ressurser fra leting. RK 0 er allerede produserte ressurser. Felt kan ha hele spekteret av ressursklasser i sin ressursbase, mens funn befinner seg i RK 4-7. Begrepet *reserver* brukes om RK 1-3, mens begrepet *ressurser* brukes når en omtaler alle ressursklassene. I verdsettingen er det tatt hensyn til ressurser i alle ressursklasser. Verdsettingen er gjort med utgangspunkt i lisensandelene til SDØE per 1.1.2022. Det vil si at nye eller fremtidige SDØE-andeler etter dette ikke er inkludert ved denne verddivurderingen (f.eks. TFO 2021).

Infrastrukturdelen som verdsettes består av 15 eiendeler. Den viktigste eiendelen er Gassled, et system for transport og prosessering av gass, hvor SDØE eier 46,7%. Andre eksempler på infrastruktureiendeler er oljerør fra Troll til Mongstad, Haltenpipe som transporterer gass fra Heidrun til Tjeldbergodden, og Polarled som transporterer gass fra Norskehavet til Nyhamna. I tillegg inneholder SDØE-porteføljen eierandeler i gassprosesseringsanlegget på Nyhamna og prosesseringsanlegget for våtgass, Vestprosess DA, på Mongstad. Petoros bevilgede budsjett er også inkludert i verddivurderingen av SDØE.

Figur 1-2: Oversikt over eiendeler som verdsettes.

	Antall eiendeler	Ressursklasser	Eksempler
Felt	37 Produserende 2 under utbygging	RK 1-7	Troll, Johan Sverdrup, Johan Castberg
Funn	63	RK 4-7	Wisting, Linnorm, Grosbeak
Leting	184	RK 8-9	PL1083 og PL858 i Barentshavet
Andre elementer	15 infrastruktureiendeler (Gassled, Nyhamna, Vestprosess, Polarled) 2 selskapselementer (Petoros bevilgede budsjett samt kostnader til markedsføring og salg av gass)		

Figur 1-3: Ressursklassifisering. Kilde: Oljedirektoratet.



## 2 VERDI AV SDØE-PORTEFØLJEN I 2022

I dette kapittelet presenteres verdien av SDØE-porteføljen slik den er beregnet per 1.1.2022. I siste avsnitt presenteres en sensitivitetsanalyse av verdien.

### 2.1 Verdi av SDØE-porteføljen

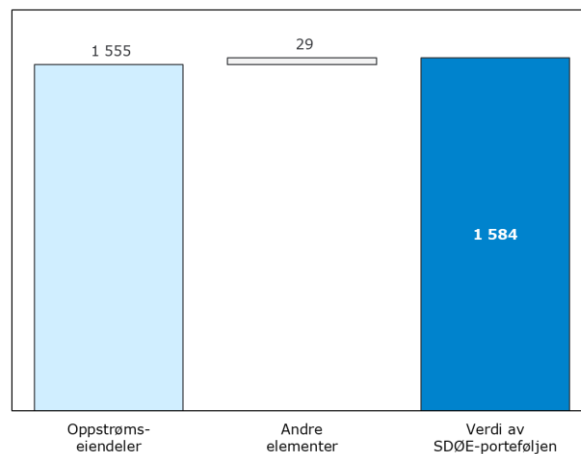
Verdien av porteføljen kan deles i to: Oppstrømseiendelene og andre elementer (infrastruktureiendeler og selskapselementer). Totalt er statens eiendeler i SDØE verdsatt til 1 584 milliarder norske kroner per 1.1.2022. I Figur 2-1 er de to hoveddelene av porteføljeværdien synliggjort. Verdsettingen er basert på en reell diskonteringsrente på 7%.

Sammenlignet med andre eierinteresser på norsk sokkel er SDØE-porteføljen i en særstilling ved at den er unntatt fra beskatning. Det betyr også at verdien som fremkommer for SDØE-porteføljen ikke vil være den samme hvis den var eid av et oljeselskap på norsk sokkel. Det er altså ikke omsetningsverdien til porteføljen som verdsettes, men verdien av fremtidige netto kontantstrømmer til staten.

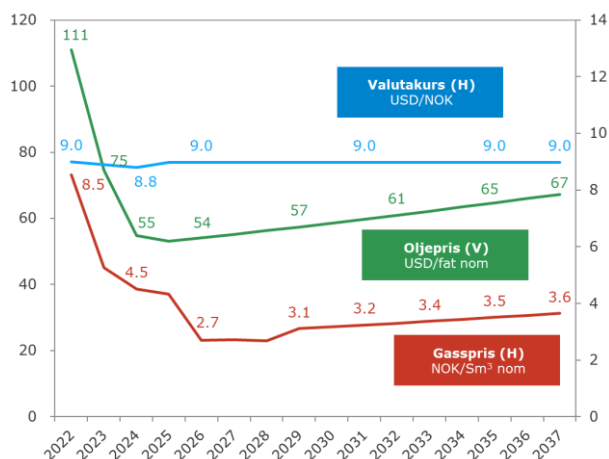
Av den totale porteføljeværdien utgjør oppstrømseiendeler (felt, funn og leting) 1 555 milliarder kroner. Andre elementer er verdsatt til 29 milliarder kroner. I de neste delkapitlene vil SDØE-porteføljen bli ytterligere beskrevet.

Figur 2-2 viser hvilken oljepris, valutakurs og gasspris som er lagt til grunn for verddivurderingen i nominelle termer. Se kapittel 4 og kapittel 6 for ytterligere informasjon knyttet til makroforutsetningene.

Figur 2-1: Oppbygging av SDØE-porteføljens verdi per 1.1.2022 (mrd. kroner)



Figur 2-2: Olje- og gassprisforutsetninger for verdsetting 2022 (nominelle priser<sup>1</sup>).



<sup>1</sup> Forutsetter 2% årlig inflasjon.

## 2.2 Oppstrømsporteføljen

Av oppstrømseiendelene bidrar felt med den klart største verdien på 1 508 milliarder kroner. De åtte største feltområdene – Troll, Johan Sverdrup, Oseberg, Ormen Lange, Snøhvit, Heidrun, Visund og Gullfaks bidrar med 81% av verdien fra felt (Figur 2-3).

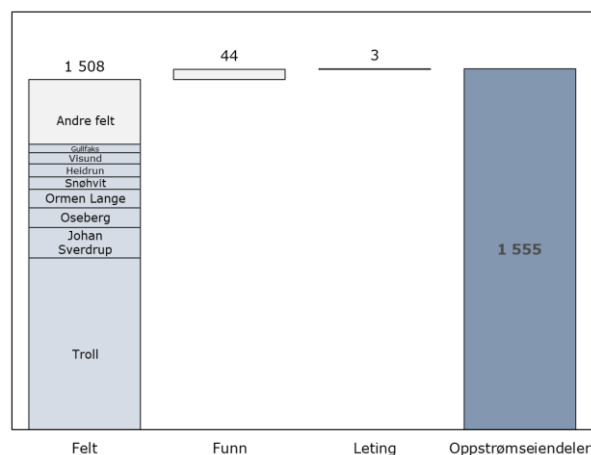
Troll er SDØE-porteføljens klart mest verdifulle eierandel. Eierandelen utgjør drøye 48% av den totale verdien av oppstrømsporteføljen. Eierandelen i Johan Sverdrup er porteføljens nest mest verdifulle. Siden forrige verdsettelse har Martin Linge og Dvalin gått fra å være under utbygging til i produksjon, men produksjon fra Dvalin er midlertidig stanset grunnet for høyt kvikksølvnivå i gassen.

SDØE-porteføljen består nå av to nye felt under utbygging, Johan Castberg og Breidablikk. Johan Castberg var også under utbygging ved forrige verdsettelse. I 2020 var produksjonsstart satt til 2022, men store forsinkelser grunnet bl.a Covid-19 har gjort at produksjonsstart har blitt ytterligere utsatt til 2024. Breidablikk har gått fra å være klassifisert som funn til felt under utbygging siden forrige verdsettelse. PUD ble godkjent i juni 2021 og forventet oppstart er i 2024. Felt under utbygging i SDØE-porteføljen er verdsatt til 24 milliarder kroner hvor Johan Castberg og Breidablikk står for henholdsvis 18 og 6 milliarder kroner. I tillegg har blant annet Ormen Lange fase 3, Kristin sør fase 1 (Lavrans) og Askeladd Vest blitt besluttet utbygget siden 2020. Disse er inkludert i eksisterende felt.

Funn er verdsatt til 44 milliarder kroner totalt. Linnorm, Asterix, Grosbeak, Peon og Wisting er blant de største funnene og utgjør over halvparten av funnporteføljens verdi. Siden 2020 har Wisting og Linnorm fått økte ressurser, mens Grosbeak har blitt noe redusert. Leteaktiviteter i 2020 og 2021 har resultert i funn som blant annet Røver nord, Dvalin nord, Isflak og Swisher. Totalt har Petoro deltatt i 21 letebrønner i 2020 og 2021.

Risket bidrag fra SDØEs nåværende leteareal er verdsatt til 3 milliarder kroner. Verdien er drevet av planlagt og forventet leteaktivitet de nærmeste årene.

Figur 2-3: Oppbygging av oppstrømsporteføljen som verdsatt 1.1.2022 (mrd. kroner).



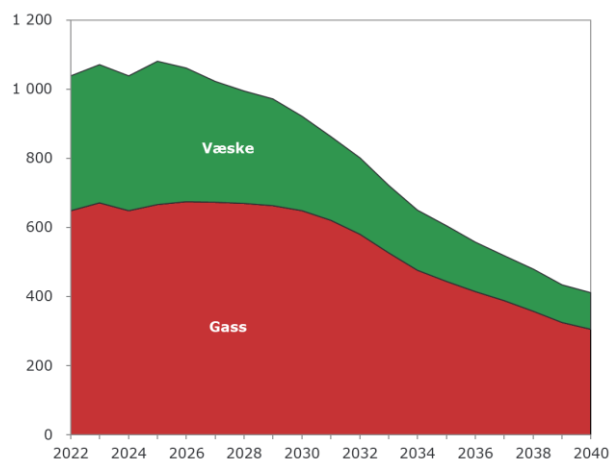


Figur 2-4 viser den fremtidige produksjonsprofilen fordelt på væske og gass. Væske er her olje, kondensat og NGL (Natural Gas Liquids - væskeproduktene fra riggass). Fordelingen av væske og gass viser at SDØEs portefølje er gasstung. Over 65% av totalt produksjonsvolum er gass. Gassproduksjonen er forventet å holde seg relativt stabil i årene fremover, mens væskeproduksjonen vil variere noe mer som følge av oppstart av nye felt. Over halvparten av gassproduksjonen frem mot 2040 kommer fra Troll, men også Snøhvit og Ormen Lange bidrar med betydelig gassproduksjon (begge står for 6% hver av fremtidig gassproduksjon). De viktigste bidragene til væskeproduksjonen kommer fra Johan Sverdrup (20%), Heidrun (10%) og Snorre (8%). Johan Castberg er forventet å starte produksjon i 2024 og vil bidra med 6% av total fremtidig væskeproduksjon.

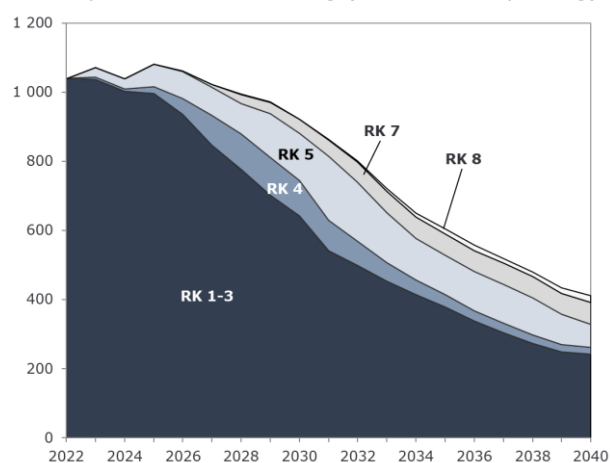
I Figur 2-5 er produksjonen vist per nåværende ressursklasse (RK). Felt som er i produksjon i dag har ressurser i RK 1-7, funn i RK 4-7 og leting i RK 8 og 9. RK 1-3 (vedtatte prosjekter) inneholder størsteparten av volumene, men er naturlig fallende over perioden. For å holde produksjonsnivået frem mot 2025 er man avhengig også av produksjon fra ressurser i RK 4-5. Disse ressursene er knyttet til prosjekter og investeringer som er sannsynlige, men som enda ikke er besluttet av rettighetshaverne. Figuren viser at bidraget fra leting er antatt å være lite.

Figur 2-6 viser fremtidig produksjon fordelt mellom de tre provinsene på norsk sokkel. Produksjon fra Nordsjøen er ventet å utgjøre 70% av total fremtidig produksjon, og andelen produksjon fra Nordsjøen øker med tiden ettersom produksjonen i Norskehavet er ventet å falle i snitt 11% per år etter 2026 (tilsvarende fall er 7% i Nordsjøen). I Barentshavet er det kun Snøhvit som bidrar med produksjon til porteføljen i 2022. Produksjonen i Barentshavet er imidlertid forventet å øke når Johan Castberg starter opp i 2024. Wisting er med i verdsettingen og forventet å bidra med volumer fra og med 2028. PUD for Wisting er forventet å bli godkjent i slutten av 2022. I tillegg ble investeringsbeslutning for utvikling av Askeladd Vest tatt i 2021 og vil bidra til platåforlengelse av produksjonen på Snøhvit.

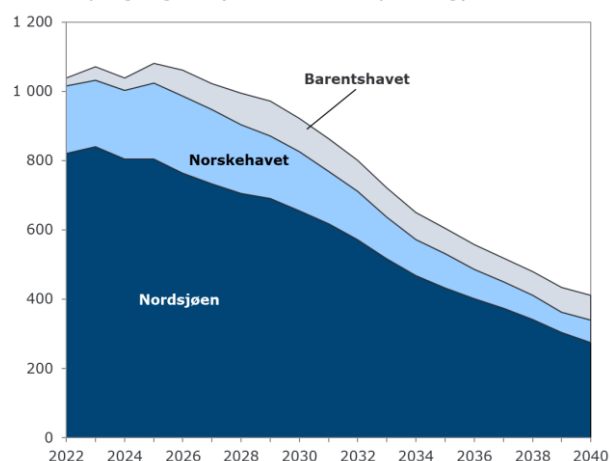
Figur 2-4: Fremtidig produksjon fra SDØE-porteføljen, fordelt på væske og gass (tusen fat o.e. per dag).



Figur 2-5: Fremtidig produksjon fra SDØE-porteføljen, fordelt på ressursklassifisering (tusen fat o.e. per dag).



Figur 2-6: Fremtidig produksjon fra SDØE-porteføljen, fordelt på geografi (tusen fat o.e. per dag).

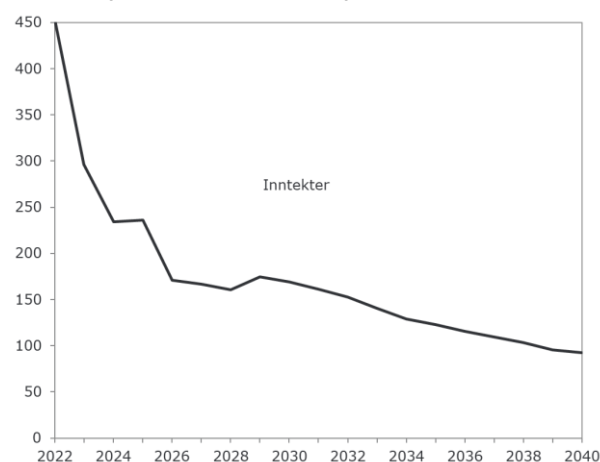


Forventet produksjon, kombinert med olje- og gassprisforutsetningene (se kapittel 4 og 6), gir forventet inntektsprofil for oppstrømseiendelene, vist i Figur 2-7. Det høye inntektsnivået i 2022 er drevet av historisk høye gasspriser, hvilket har gjort at inntektsbidraget fra gass er enda høyere enn volumbidraget skulle tilsi. Produksjonen fra SDØE-porteføljen er ventet å nå maks i 2025, men gassprisen er da forventet å være lavere enn dagens nivå og man vil derfor se en nedgang i inntektene. Etter 2029 vil inntektene falle jevnt drevet primært av at den totale produksjonen faller.

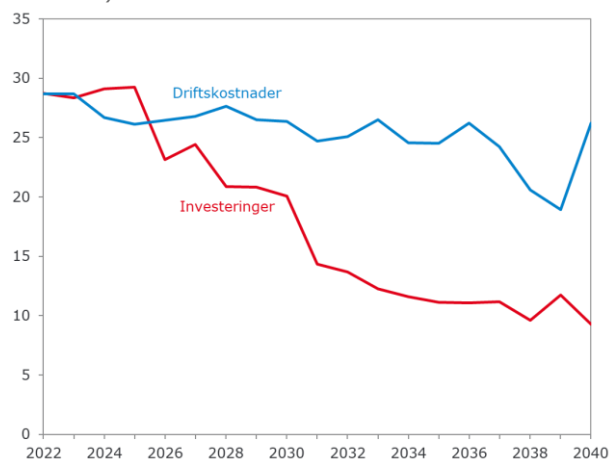
Forventede investeringer og driftskostnader (inkl. nedstengningskostnader) for oppstrømseiendelene i SDØE-porteføljen er vist i Figur 2-8. Det forventes et investeringsnivå på mellom 25 og 30 milliarder kroner årlig fram til 2025. Dette er knyttet til investeringer i produserende felt og utbygginger av nye felt. Etter 2025 forventes investeringer å falle som følge av færre nye prosjekter i porteføljen. Driftskostnadene er forventet å ligge mellom 25 og 30 milliarder kroner (nominelt) fram til 2030. Deretter er driftskostnadene avtagende ettersom flere felt avslutter produksjon. Oppgangen i driftskostnader i slutten av 2030-tallet skyldes økte nedstengningskostnader.

De tre ovennevnte kontantstrømmene gir grunnlaget for utregning av netto kontantstrøm fra oppstrømporteføljen (inntekter minus investeringer og driftskostnader). Netto kontantstrøm fra oppstrømseiendelene i perioden 2022-2040 kan sees i Figur 2-9. Figuren viser at netto kontantstrøm er på et unormalt høyt nivå i 2022 grunnet høye gasspriser. Ettersom både gasspris- og oljeprisestimatene er fallende mot 2024, vil netto kontantstrøm også bli lavere. I 2025 vil det være en liten økning på grunn av forventet produksjonsstart av bl.a Johan Castberg som fører til økte volum og økte inntekter. Fra 2029 ser vi at netto kontantstrøm, og dermed Statens inntekter fra SDØE, er forventet å gå inn i en langvarig nedadgående trend mot 2040. Hovedgrunnen er at produksjon fra eksisterende portefølje vil falle, og bidrag fra nye prosjekter vil ikke være nok til å kompensere for dette.

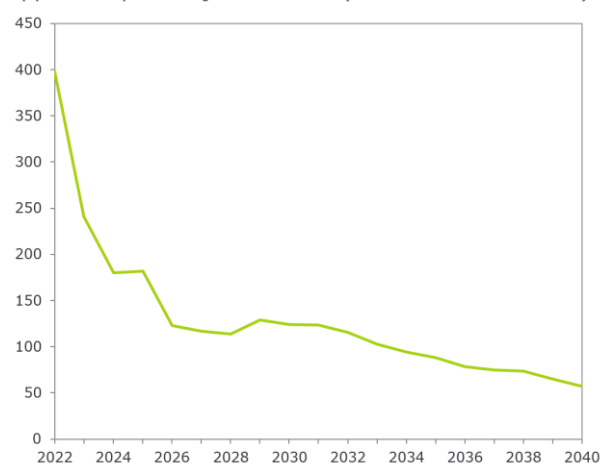
Figur 2-7: Forventede inntekter fra oppstrømporteføljen til SDØE (mrd. kroner nominelt).



Figur 2-8: Forventede investeringer og driftskostnader fra oppstrømporteføljen til SDØE (mrd. kroner nominelt).



Figur 2-9: Forventet netto kontantstrøm fra oppstrømporteføljen til SDØE (mrd. kroner nominelt).



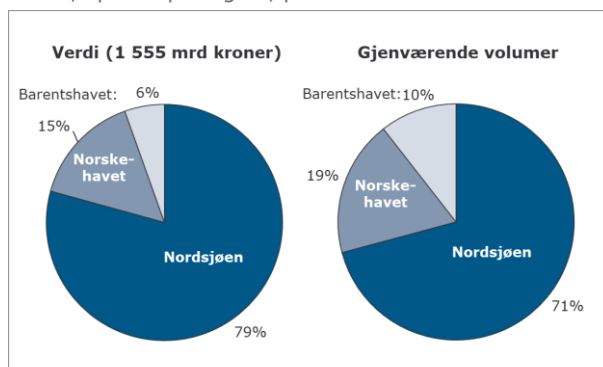
Ved å diskontere fremtidig netto kontantstrøm til 1.1.2022 beregnes verdien for oppstrøms-eiendelene i SDØE-porteføljen til 1 555 milliarder kroner.

I Figur 2-10 er verdien og gjenværende produksjonsvolumer i oppstrøms-eiendelene fordelt på provins. Nordsjøen utgjør 79% av verdien, Norskehavet 15%, mens 6% av verdien er knyttet til Barentshavet. Hvis vi ser på gjenværende produksjonsvolumer, og ikke verdi, utgjør Barentshavet 10% av oppstrøms-porteføljen. Dette kommer av at Barentshavet er en mindre moden provins som står foran investeringer i nye utbygginger for å få produksjon, og at denne produksjonen kommer lengre ut i tid. I Nordsjøen er en større andel av porteføljen felt som har lagt det meste av investeringer bak seg.

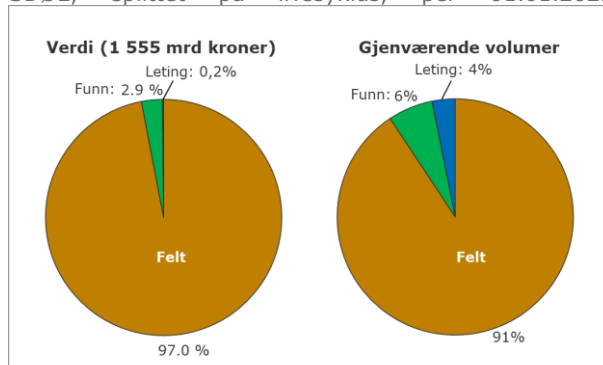
I Figur 2-11 er verdien og gjenværende produksjonsvolumer i oppstrøms-porteføljen inndelt i nåværende status på ressursene. Hele 97% av verdien i oppstrøms-eiendelene kommer fra felt, og da både fra produserende felt (for eksempel Troll og Johan Sverdrup) og felt under utbygging (for eksempel Johan Castberg). 3% av verdien i oppstrøms-eiendelene kommer fra funn (for eksempel Linnorm og Wisting). Verdibidraget fra leting er antatt å være svært lite. Til tross for at fremtidige volumer fra leting utgjør 4% av totalvolumene, er leting kun verdsatt til 0,2% av porteføljens totalverdi. Disse volumene er enda ikke funnet, og ledetiden fra funn til utbygging, kombinert med kostnadene knyttet til utvikling, reduserer verdibidraget per fat betraktelig sammenlignet med ressurser som allerede er i produksjon. Det kan være verd å nevne at verdien av leting kan utgjøre en større verdi av SDØE-porteføljen i fremtiden enn det nåværende verdsettning viser. Dette som følge av at verdien vil øke når produksjonen fra letingen kommer nærmere i tid og også fordi større funn enn forventet og tildeling av nye lisenser ytterligere kan øke verdien.

Som følge av at det er diskonterte kontantstrømmer som benyttes i verdsettningen (nåverdimetoden), vil tidspunktet for når volumer produseres, og inntekter og kostnader inntreffer, ha stor betydning for verdiberegningen. Figur 2-12 viser denne sammenhengen. 57% av verdien til oppstrøms-eiendelene kommer fra kontantstrømmer fra de neste fire årene, 2022-2025. De

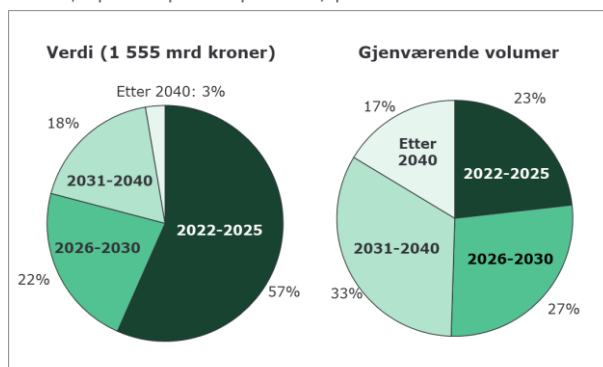
Figur 2-10: Verdi og volumer i oppstrømsporteføljen til SDØE, splittet på region, per 01.01.2022.



Figur 2-11: Verdi og volumer i oppstrømsporteføljen til SDØE, splittet på livssyklus, per 01.01.2022



Figur 2-12: Verdi og volumer i oppstrømsporteføljen til SDØE, splittet på tidsperiode, per 01.01.2022.



påfølgende fem årene, 2026-2030, står for 22% av verdien. Det vil si at nesten 80% av verdien kommer fra volumer som produseres til og med 2030. Verdien av produksjon som inntreffer senere enn 2040 er 3%, til tross for at volumbidraget fra den samme tidsperioden er 17%.

### 2.3 Andre elementer

---

Andre elementer består av infrastruktureiendeler og selskapselementer. Førstnevnte er til sammen verdsatt til 37 mrd. kroner, mens utgiftene knyttet til selskapselementene representerer en negativ nåverdi på 8 mrd. kroner. Til sammen utgjør virksomheten som ikke direkte er knyttet til oppstrøms olje- og gassvirksomhet dermed 29 mrd. kroner.

Statens infrastruktureiendeler er relatert til transport og prosessering av olje og gass. Porteføljens klart mest verdifulle infrastruktureiendel er andelen i gassrørledningsnettets Gassled. Av oljerørledninger er det andelene i Haltenpipe og Troll Oljerør I og II som bidrar med mest verdi. Eierandelene i Nyhamna og Vestprosess DA (begge gassprosessering) er de største verdibidragene fra eierandeler i prosesseringsanlegg.

I selskapselementer inngår også bevilget budsjett til Petoro.

## 2.4 Sensitivitetsanalyse

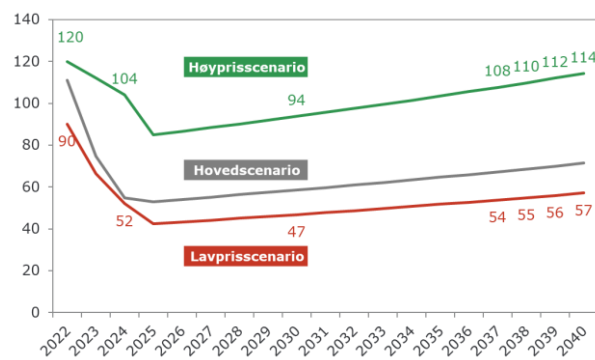
1 584 milliarder kroner representerer Rystad Energys beste estimat på verdien av SDØE-porteføljen per 1.1.2022. Den faktiske verdien av porteføljen avhenger av en rekke faktorer knyttet til utviklingen av fremtidens energimarkeder, og kan være både høyere og lavere enn estimatet på 1 584 milliarder kroner.

Ettersom SDØE-porteføljen i hovedsak består av allerede produserende felt offshore, hvor størsteparten av investeringskostnaden ligger bak oss, representerer fremtidige råvarepriser en viktig verdidriver og usikkerhet. I tillegg til hovedscenariot, har porteføljens verdi derfor blitt estimert for et lavpris- og et høyprisscenario. Se Figur 2-13, Figur 2-14 og Figur 2-15 for illustrasjon av oljepris, dollarkurs og gasspris i sensitivitetsanalysen.

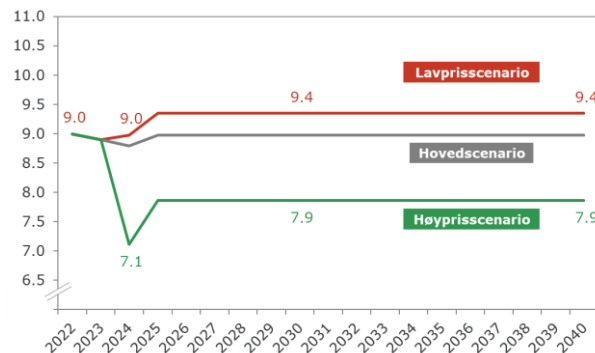
Lavprisscenarioet kan representere en fremtid med raskere energitransisjon hvor olje- og gassetterspørselen er lavere på sikt enn hovedscenariot tilsier. Det er betydelige volum tilgjengelig i verden til en lav kostnad. Lavprisscenarioet kan også representere et større tilbud og mindre bortfall av russiske volumer enn i hovedscenariot. I scenariot faller oljeprisen til 90 USD/fat i 2022 og holder seg rundt 40 USD/fat reelt på lang sikt. Gassprisen vil synke til 15 USD/MMBtu i 2022 og på lang sikt ligge på 6 USD/MMBtu reelt. På lang sikt ligger kronekursen i lavprisscenarioet på 9,4 USD/NOK.

Høyprisscenarioet kan representere en fremtid hvor energitransisjonen ikke går like raskt som forventet og olje- og gassetterspørselen opprettholdes på et høyere nivå enn i hovedscenariot. Energisikkerhet spiller en viktig rolle og kan bli verdsatt mer enn den billigste oljen i markedet. I dette scenariot ligger oljeprisen for 2022 på 120 USD/fat og holdes over 100 USD/fat frem til 2025. På lang sikt ligger prisen på 80 USD/fat reelt. Høyprisscenarioet for gassprisen er på 40 USD/MMBtu i 2022 og ligger rundt 10 USD/MMBtu reelt på lang sikt. Kronekursen vil være sterk i høyprisscenarioet og på lang sikt er den estimert til 7,9 USD/NOK.

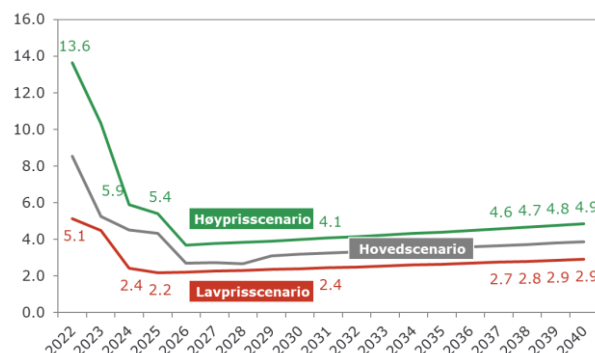
Figur 2-13: Oljeprisbaner lagt til grunn i sensitivitetsanalysen (USD/fat nominelt<sup>2</sup>).



Figur 2-14: Valutakurser lagt til grunn i sensitivitetsanalysen (USD/NOK).



Figur 2-15: Gassprisbaner lagt til grunn i sensitivitetsanalysen (NOK/Sm<sup>3</sup> nominelt<sup>2</sup>).



<sup>2</sup> Forutsetter 2% årlig inflasjon

Det er også gjort en sensitivitetsanalyse for diskonteringsfaktoren på 5% og 9%, i tillegg til hovedscenarioet på 7%.

Figur 2-16 viser resultatene av sensitivitetsanalysen. Legges lave råvarepriser til grunn reduseres verdien av SDØE-porteføljen fra 1 584 mrd. kroner til 1 094 mrd. kroner (31% reduksjon), mens verdien øker til 2 275 mrd. kroner med høye råvarepriser (44% økning). Dersom 9% diskonteringsrente benyttes, blir verdien 1 447 mrd. kroner, mens med 5% vil verdien øke til 1 758 mrd. kroner. Ulike alternativer gir verdier på SDØE-porteføljen fra 999 til 2 506 mrd. kroner.

Som følge av at porteføljen til SDØE er gasstung, vil gassprisen i Europa være viktigere for verdien enn oljeprisen. På lang sikt er det like stor oppside som nedside i høy- og lavprisscenarioet for gassprisen. På kort sikt vurderes oppsiden knyttet til gassprisen fremover som høyere enn nedsiden.

Oppsiden til oljeprisantagelsen er noe høyere enn nedsiden. Dette er fordi det er flere faktorer som kan påvirke oljeprisen til å ligge over marginalkostnaden på sikt, som energisikkerhet og OPECs beslutninger. En langsiktig oljepris lavere enn 40 USD/fat reelt er trolig mindre sannsynlig da dette vil kunne føre til for lavt tilbud som følge av at færre prosjekter blir sanksjonert. I tillegg er det usannsynlig at OPEC-land vil tillate en så lav oljepris.

I sensitivitetsanalysen varieres oljeprisen og gassprisen sammen og i samme retning. Scenarier hvor oljeprisen og gassprisen beveger seg i motsatte retninger kan forekomme. I slike scenarier vil porteføljens totalverdi ligge mellom ytterpunktene i sensitivitetsanalysen.

Infrastruktureiendelene utgjør 37 mrd. kroner i hovedscenarioet, og verdien er mindre sensitiv til endringer i råvarepriser. Slike eiendeler blir ofte verdsatt med en lavere diskonteringsrente enn oppstrømseiendeler. Med 5% diskontering utgjør verdien 40 mrd. kroner.

Figur 2-16: Estimert verdi av SDØE-porteføljen ved ulike scenarier for råvarepriser og ulike diskonteringsrenter (mrd. kroner).

Verdi per 01.01.2022	Lave råvarepriser	Hovedscenario	Høye råvarepriser
9% diskontering	999	1 447	2 090
7% diskontering	1 094	1 584	2 275
5% diskontering	1 214	1 758	2 506

### 3 UTVIKLING FRA 2020 TIL 2022

I dette kapittelet analyserer vi utviklingen fra 2020 til 2022. Vi tar først for oss kontantstrømmene for årene 2020 og 2021. Deretter ser vi på hvordan endrede makroforutsetninger påvirker verdien av SDØE. Videre ser vi på hvordan endrede forutsetninger for produksjon og kostnader påvirker verdien. Vi tar deretter for oss utviklingen til de viktigste feltene i SDØE-porteføljen, og avslutter med en oversikt over verdiendringer.

Det er flere elementer som må hensyntas for å sammenligne SDØE-porteføljens verdi i 2020 med SDØE-porteføljens verdi i 2022. I Figur 3-1 er de ulike elementene sortert, og hvert enkelt elements bidrag til verdiendring er kvantifisert.

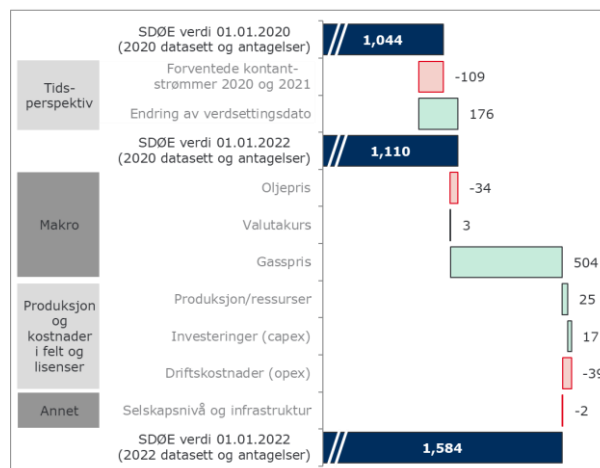
Som figuren viser, ble SDØE-porteføljens verdi i 2020 estimert til 1 044 mrd. kroner, mens den nå i 2022 er estimert til 1 584 mrd. kroner. I de neste underkapitlene beskrives hvert enkelt bidrag til endret verdi.

#### 3.1 Netto kontantstrøm fra SDØE-porteføljen i 2020 og 2021

Ved starten av 2020 var forventet netto kontantstrøm fra SDØE-porteføljen for 2020 og 2021 på henholdsvis 47 og 70 milliarder kroner, som representerte en total nåverdi per 01.01.2020 på 109 mrd. kroner. Justert for dette, samt endring av verdsettingstidspunktet til 01.01.2022, blir forventet verdi av porteføljen 1 110 mrd. kroner, basert på datasett og forutsetninger fra 2020.

Merk at den faktiske realiserte netto kontantstrømmen ble 59 og 186 milliarder kroner for de to årene (Petoros årsrapport 2021). Differansen mellom forventet og realisert kontantstrøm for 2020 og 2021 skyldes hovedsakelig den sterke økningen i råvarepriser. Spesielt gassprisen var en sentral driver for avviket observert i 2021.

Figur 3-1: Forandring i SDØE-porteføljens verdi fra 2020 til 2022 (mrd. kroner).



### 3.2 Endring i makroforutsetninger

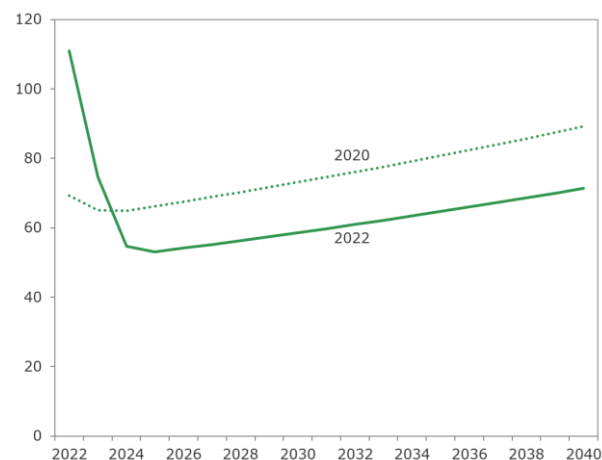
Endringer i makroforutsetninger (oljepris, gasspris og valutakurs) bidrar til en total verdiøkning på 473 milliarder kroner. I det følgende kapittelet beskrives endringer fra forrige verdsettelse, mens detaljer rundt årets makroforutsetninger er beskrevet i kapittel 4 og 6.

Det ble i 2020 antatt en betydelig lavere kortsiktig oljepris fra og med 2022 sammenlignet med forutsetningene som ligger til grunn i årets verdsettelse (se Figur 3-2). Spesielt er forventet oljepris for 2022 justert vesentlig opp. Dette skyldes hovedsakelig usikkerheten knyttet til Russlands invasjon av Ukraina. På lengre sikt er imidlertid forventningen til oljepris tatt ned fra nivåer rundt 60 USD/fat til nivåer rundt 50 USD/fat i reelle 2022-termer. Til tross for den kortsiktige oppjusteringen av prisen bidrar den oppdaterte oljeprisforutsetning i sin helhet isolert sett til en verdireduksjon på 34 mrd. kroner.

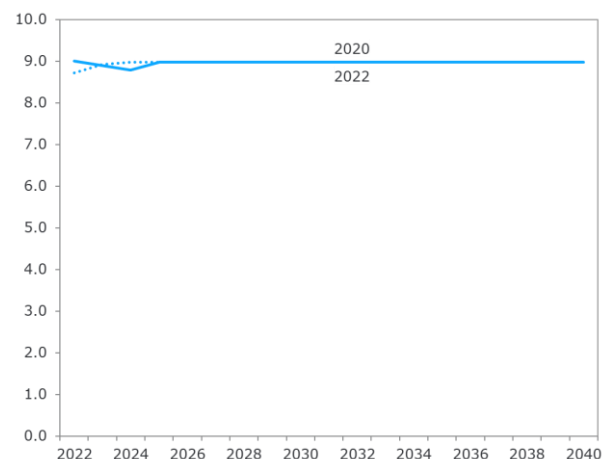
Siden 2020-verdsettelsen har den norske kronen beveget seg på et noe sterkere nivå enn antatt. Ettersom olje primært prises i amerikanske dollar, vil inntekten i norske kroner øke dersom kronen svekkes. Ved forrige verdsettelse ble det i 2022 antatt en kroneverdi på i underkant av 9 kroner for en amerikansk dollar, noe som samsvarer godt med antakelsene i årets verdsettelse (se Figur 3-3). På lengre sikt er forskjellen i antakelsene mellom de to verdsettelsene enda mindre og begge har en langsiktig kurs på ca 9 NOK per USD. Isolert sett medfører justering av kursen ved årets verdsettelse – primært for 2022 og 2024 – at verdien på SDØE-porteføljen øker med 3 mrd. kroner.

Gassprisforutsetningene er i likhet med oljeprisforutsetningene betydelig oppjustert fra 2020-verdsettelsen på kort sikt (se Figur 3-4). Oppjustering av gassprisantakelsen er imidlertid enda kraftigere relativt sett. Etter som produksjonsvolumene i SDØE porteføljen viser en overvekt av naturgass har den markante oppjusteringen av gassprisene også en relativt sett større innvirkning på verdien av porteføljen. På lengre sikt er imidlertid endringene i antakelsen for gassprisen langt mindre. Isolert sett bidrar oppjusteringen av gassprisforutsetning til en verdiøkning på 504 mrd. kroner.

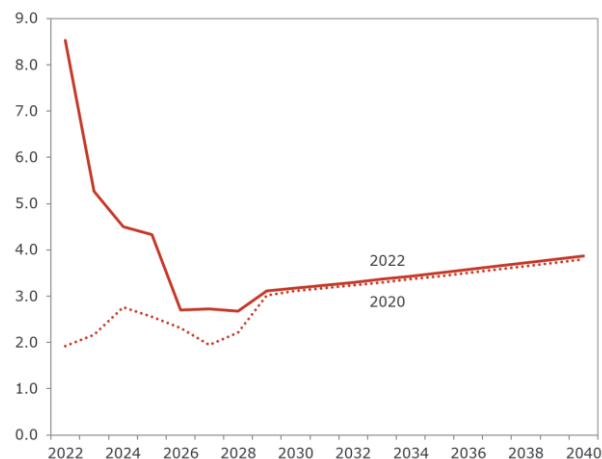
Figur 3-2: Sammenligning av 2020- og 2022-forutsetningene for fremtidig oljepris (USD/fat oljeekvivalent nominelt).



Figur 3-3: Sammenligning av 2020- og 2022-forutsetningene for fremtidig valutakurs (NOK/USD).



Figur 3-4: Sammenligning av 2020- og 2022-forutsetningene for fremtidig gasspris (NOK/Sm<sup>3</sup> nominelt).





### 3.3 Endring i forventet produksjon og forventede kostnader

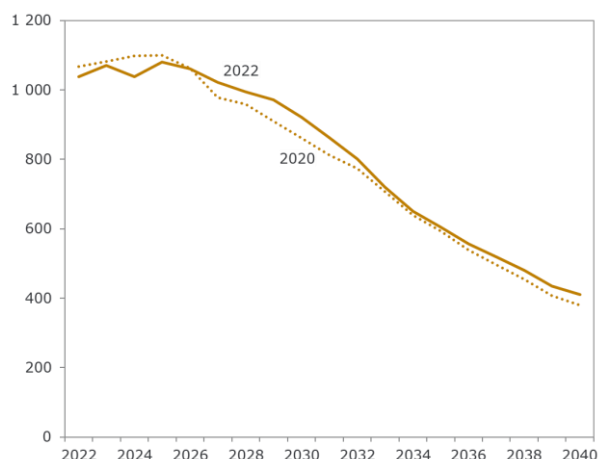
Siden verdsettelsen i 2020 har ressursgrunnlaget i SDØE-porteføljen endret seg. I tillegg til oppdatert teknisk forståelse av reservoarene, vil endret ressursgrunnlag medføre endringer i forventet produksjon. Siden forrige verdsettelse har 197 millioner nye fat blitt modnet frem til RK 1-5. Totalt sett sank imidlertid totale ressurser i RK 1-5 med 9%, ettersom produksjonen i 2020 og 2021 oversteg ressurstilveksten.

Figur 3-5 sammenligner forventningen til fremtidig produksjon fra SDØE-porteføljen i 2020 med forventningene som ligger til grunn for årets verdsettelse. På kort sikt (2022-2026) er produksjonen justert noe ned. Dette skyldes blant annet utsettelse av Johan Castberg-, Grosbeak- og Lavrans prosjektene, og lavere forventet produksjon fra flere felt som f.eks. Oseberg, Gullfaks, og Snøhvit. Etter 2026 er produksjonsestimatene høyere enn de var i 2020. Dette skyldes blant annet oppjusteringer i fremtidig produksjon fra en rekke felt som Oseberg, Heidrun og Visund drevet av planer om økt utvinning, samt forelenget produksjonsperiode på felt som Snorre. Isolert sett bidrar økte produksjonsvolumer med 25 mrd. kroner økt verdi i 2022-verdsettelsen.

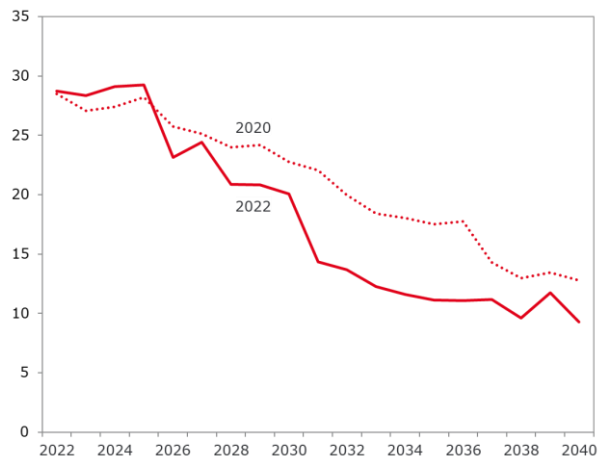
Figur 3-6 viser estimatet for totale fremtidige investeringer i oppstrømsporteføljen i årets verdsettelse sammenlignet med estimatet i 2020. På kort sikt er investeringsestimatene for årets verdsettelse oppjustert. Dette må sees i sammenheng med skattepakken som ble innført for olje- og gass næringen i 2020 som har resultert i at flere investeringsbeslutninger har blitt fremskyndet. På lengre sikt er imidlertid estimatene nedjustert noe i tråd med forventning om en noe raskere takt i den pågående energitransisjonen. Nettoeffekten av disse justeringene fører til en verdiøkning på 17 mrd. kroner i 2022-verdsettelsen.

Etter flere år med regelmessige nedjusteringer av estimerte driftskostnader er forventningen i 2022-verdsettelsen oppjustert fra 2020-nivået. Oppjusteringen gjelder gjennom hele porteføljes

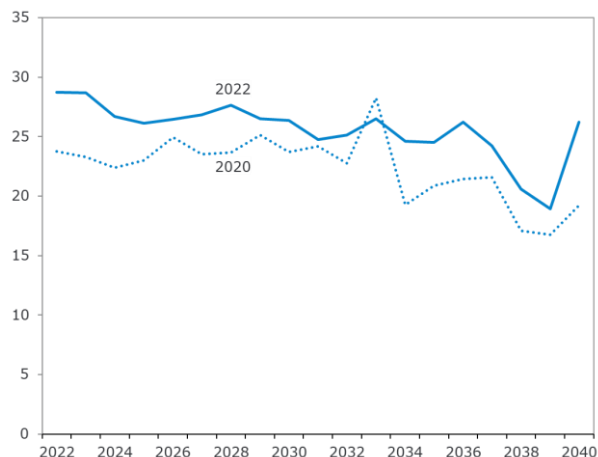
Figur 3-5: Sammenligning av 2020- og 2022-estimatene for fremtidig totalproduksjon fra SDØE-porteføljen (tusen fat o.e. per dag).



Figur 3-6: Sammenligning av 2020- og 2022-estimatene for fremtidige investeringer i SDØEs oppstrømsportefølje (mrd. kroner nominelt).



Figur 3-7: Sammenligning av 2020- og 2022-estimatene for fremtidige driftskostnader i SDØEs oppstrømsportefølje (mrd. kroner nominelt).



levetid (Figur 3-7), og er blant annet knyttet til oppjusterte energipriser og CO<sub>2</sub> avgifter. Isolert sett bidrar denne oppjusteringen til 39 mrd. kroner reduksjon av porteføljeverdien.

Totalt sett bidrar endrede estimater for fremtidig produksjon, investeringer og driftskostnader med 3 mrd. kroner i økt verdi.

### 3.4 Utvikling for de viktigste feltene

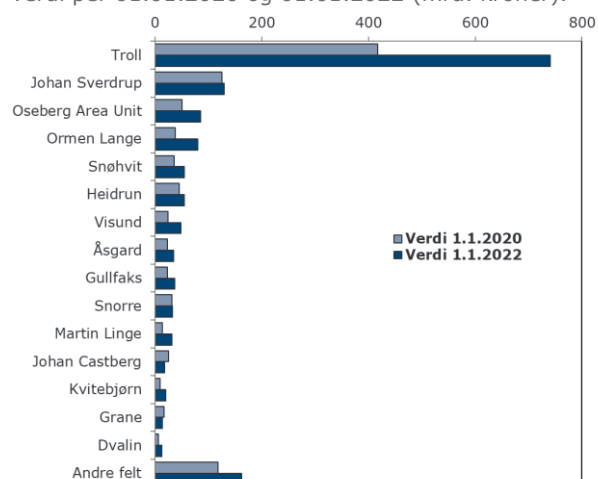
I Figur 3-8 er de 15 mest verdifulle feltene i 2022 vist, med tilhørende verdi som beregnet per 01.01.2020 og 01.01.2022. Forskjellen i verdi mellom de to tallene vil reflektere alle mulige årsaker til verdiendring, slik som forskjellig verdsettningstidspunkt, makroforutsetninger, produksjon og kostnader.

Figuren viser at feltene jevnt over stiger i verdi der spesielt de gasstunge feltene stiger betydelig. Dette skyldes primært oppjusteringene av råvarepriser, og da spesielt gassprisen, på samme måte som illustrert i Figur 3-1 for hele porteføljen. Samtidig vil felt med økte kostnader og/eller forsinket produksjon kunne synke i verdi dersom endringene ikke veies opp av de positive endringene i makroforutsetningene.

Troll-feltet, som er SDØE-porteføljens klart mest verdifulle eiendel, har steget kraftig i verdi fra forrige verdsettelse, primært drevet av de oppjusterte råvareprisene. Verdiøkningen beløper seg til over 75% av feltets verdi ved 2020-verdsettelsen og utgjør mer en halvparten av porteføljens totale verdiendring i samme periode.

Andre store felt med betydelig gassproduksjon slik som Oseberg, Ormen Lange og Snøhvit har også steget betydelig i verdi ved årets verdsettelse, mens endringen er mindre markant for felt med overvekt av olje slik som Johan Sverdrup og Snorre.

Figur 3-8: De 15 mest verdifulle feltene i 2022, med verdi per 01.01.2020 og 01.01.2022 (mrd. kroner).



### 3.5 Oversikt verdiendring

I Figur 3-9 presenteres forskjellen i utregnet verdi i 2020 og 2022 for de ulike eiendelstypene. Endringene i verdi vil inkludere alle mulige årsaker til verdiendring slik som forskjellig verdsettingstidspunkt, makroforutsetninger, produksjon og kostnader. Totalt er det en verdiøkning på 540 milliarder kroner på SDØE-porteføljen fra 2020 til 2022.

Den største verdiøkningen finner vi, som forventet, i felt. Fremtidig produksjon fra felt utgjør mesteparten av porteføljens verdi, og denne produksjonen er nærmest i tid. Således vil den positive påvirkningen av oppjusterte råvarepriser på kort sikt i størst grad påvirke porteføljens totalverdi gjennom felt.

Verdien av ressurser i funn er redusert med 7 mrd. kroner siden 2020. Denne reduksjonen skyldes primært at forventet produksjon fra funn er flyttet fremover i tid som følge av at det i 2022 er modnet frem en del av de tidligere funnene til lavere ressursklasser slik som Breidablikk til felt, mens andre funn har blitt modnet frem slik som Aurora, Ragnarock og Orion.

Verdien på leteporteføljen har sett mindre endringer siden verdsettelsen i 2020. Totalt er det en netto oppjustering på 1 mrd. kroner for leting.

Verdien knyttet til andre elementer (infrastruktureiendeler og selskapselementer) er redusert med 14 mrd. kroner fra 2020 til 2022. Reduksjonen i total verdi skyldes hovedsakelig endringen i verdsettelsestidspunkt.

Figur 3-9: Endring i SDØE-porteføljens verdi fra 2020 til 2022, fordelt på eiendelstype (mrd. kroner).

	Verdi av SDØE i 2020	Verdi av SDØE i 2022	Verdiendring
Felt	948	1 508	+560
Funn	51	44	-7
Leting	2	3	+1
Andre elementer	43	29	-14
<b>Totalt</b>	<b>1 044</b>	<b>1 584</b>	<b>+540</b>

## 4 INDUSTRI TRENDER

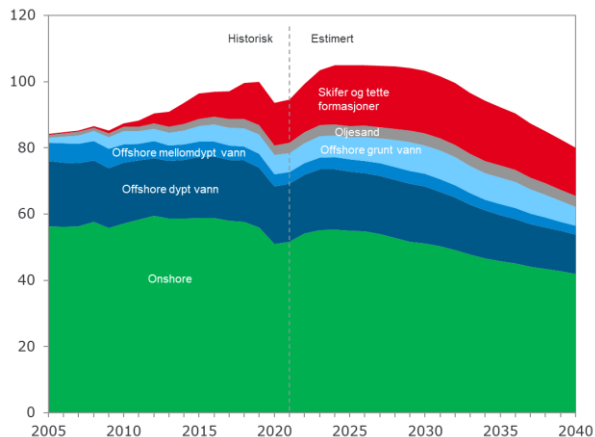
I dette kapittelet beskrives noen av trendene som er viktige for SDØE-porteføljen. Først omtales det globale oljemarkedet og balansen mellom tilbud og etterspørsel som er vesentlig for utviklingen av oljeprisen. Videre skildres fremtidig etterspørsel etter gass og prisutsiktene for det europeiske gassmarkedet. Etter dette beskrives utviklingen på norsk sokkel de siste to årene samt utsiktene fremover. Deretter kommer et kort sammendrag av transaksjonene på norsk sokkel siden forrige verdsettning. Det påfølgende avsnittet handler om norsk leverandørindustri og i siste del sammenlignes SDØE-porteføljen med norsk sokkel for øvrig.

### 4.1 Det globale oljemarkedet

Det globale oljemarkedet er et klassisk råvaremarked hvor tilbud og etterspørsel danner grunnlaget for prisen. Oljemarkedet er, og har historisk vært, preget av store prissvingninger drevet av ubalanser mellom tilbud og etterspørsel. Svingninger i tilbud av olje oppstår blant annet fordi ulike produksjonskilder (se Figur 4-1) har ulik dynamikk knyttet til beslutninger av nye prosjekter og tid det tar fra beslutning til produksjon. Ubalanser oppstår også uventet og kan føre til store kortsiktige prissvingninger. Dette kan være både tilbudssjokk (f.eks. OPEC-beslutninger eller konflikter i Midtøsten) og etterspørselssjokk (f.eks. koronasituasjonen i 2020 eller finanskrisen i 2008).

Etter to år med lav oljeetterspørsel grunnet pandemi og lock-downs, er etterspørselen på vei opp mot pre-covidnivå på over 100 millioner fat oljeekvivalenter per dag. Rystad Energy estimerer at den totale globale etterspørselen fortsatt vil ligge under dette, med 99.6 millioner fat oljeekvivalenter per dag i gjennomsnitt i 2022. Dette kommer blant annet av at internasjonal flytrafikk foreløpig kun ligger på 60% av 2019-nivå, ny lockdown i Kina og krigen i Ukraina. Etterspørselen er forventet å øke i årene fremover mot midten av 2020-tallet. Rystad Energy tror at global etterspørsel vil nå en topp i 2025 på rundt 105 millioner fat oljeekvivalenter per dag. Deretter vil den falle til ca. 50 millioner fat per dag i 2050, drevet av en energitransisjon med overgang til fornybare energikilder og økt bruk av elbiler.

Figur 4-1: Global væskeproduksjon 2005-2040, per produksjonssegment (mill. fat o.e. per dag). Kilde: Rystad Energy Ucube.



Tilbudssiden har den siste tiden vært preget av den russiske invasjonen av Ukraina. Spekulasjoner rundt bortfall av russiske volumer har drevet oljeprisen over 100 USD/fat og blant annet EU har varslet at de ønsker å kutte import av russisk olje i løpet av 6 måneder. Likevel tror Rystad Energy at det kommer til å være rikelig med volum i markedet mot slutten av 2022, drevet av blant annet månedlig produksjonsøkning fra OPEC+ på 400 000 fat per dag frem til september 2022, i tillegg til økt tilbud av amerikansk skiferolje. Dagens oljepris på over 100 USD/fat er ikke bærekraftig over flere år siden det er mange kilder til tilbud, særlig skiferolje, som vil kunne bringe inn betydelig med volum på mellomlang sikt. Mye volum er forventet inn i markedet over de neste årene.

Figur 4-1 viser global væskeproduksjon etter kilde. Bidraget fra skifer og tette formasjoner har økt betydelig de siste årene, mens produksjon fra andre kilder har vært mer stabil. Fremover vil det være noe økning i produksjon fra onshore- og offshorekilder, men veksten vil i hovedsak komme fra økt skiferoljeproduksjon. Det kommer til å være mye tilgjengelig volum i markedet i fremtiden, og nedgang i oljebruk vil komme fra redusert etterspørsel og ikke fra mangel på tilbud.

På lang sikt antar man i et balansert marked at det er marginalprodusenten som vil sette prisen. Det betyr at oljeprisen i snitt vil ligge på prisen det koster å produsere for å møte en gitt etterspørsel. Fra 2010 til 2014 lå den gjennomsnittlige oljeprisen rundt 100 USD/fat, som også representerte kostnadsnivået for å sanksjonere et nytt prosjekt. Etter skiferoljerevolusjonen i 2014 har tilbudet av olje i verden økt og marginalkostnaden i oljebransjen har falt kraftig. Gjennomsnittlig oljepris har siden den gang ligget mellom 50-60 USD/fat. Den langsiktige oljeprisen er noe nedjustert siden forrige verdsettelse drevet av lavere etterspørselsutsikter.

### 4.2 Gassmarkedet i Europa

---

EU har lenge hatt en klar strategi for en overgang mot fornybar og lav-karbon energi, men gass er fortsatt en svært viktig og nødvendig energikilde og vil være det i mange år. 2021 ble et av de mest turbulente årene for det globale gassmarkedet med uvanlig høye priser som følge av ekstremvær, høy etterspørsel og sterk konkurranse om flytende gass (LNG) mellom Europa og Asia. Markedet i 2022 har vært preget av ny usikkerhet og prisvolatilitet i

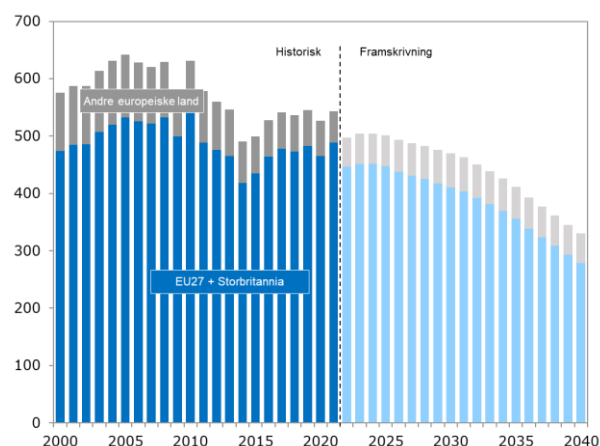
første halvår av 2022 som følge av Russlands invasjon av Ukraina. Etterspørselen etter naturgass i Europa var i 2021 543 milliarder kubikkmeter (se Figur 4-2), en økning på 3% fra 2020. Nær 90% av denne etterspørselen kom fra EU27 (inkl. Storbritannia). Siden toppen i 2005 har gassetterspørselen i Europa gradvis falt blant annet i takt med fremveksten av nye fornybare energikilder samt økende elektrifisering og forbedret energieffektivitet. I senere år har etterspørselen imidlertid stabilisert seg noe med utfasing av europeiske kjernekraftverk og kullkraft til fordel for mer gass i kraftgenerering. Fremover er det likevel ventet at etterspørselen vil fortsette å falle.

Til tross for fall i total gassetterspørsel, vil Europa være avhengig av betydelig import i lang tid. I 2021 utgjorde egenproduksjon i Europa (ex. Norge) 23%, norsk produksjon 19%, rørimport fra Russland 31%, annen rørimport (primært Nord-Afrika) 9% og LNG import 18% (se Figur 4-3). Som følge av Russlands invasjon av Ukraina, ønsker EU nå raskest mulig å redusere sin avhengighet av russisk gass. I praksis vil dette være svært krevende, da russisk rørimport alene i 2021 stod for mer enn 160 milliarder kubikkmeter i 2021, og det er begrenset med mulighet til raskt å øke tilbudet fra øvrige kilder. Rystad Energy forventer likevel at EU gjennom en kombinasjon av noe økt import fra Norge, økt LNG import og etterspørselstiltak etterhvert vil klare å redusere avhengigheten av russisk import betydelig.

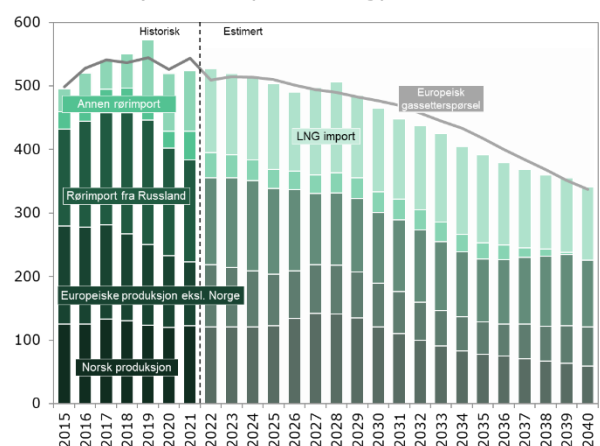
For Norge betyr den nye virkeligheten at vår rolle som pålitelig eksportør av naturgass til kontinentet er blitt enda viktigere og mer langsiktig. Relativt til andre kilder har vår gass lave produksjonskostnader og lavere utslipp. Utfordringen vår er at det er begrenset med kapasitet til å øke eksporten til Europa utover dagens nivå.

Som følge av den ekstraordinære geopolitiske situasjonen og lave lagertall, forventer Rystad Energy fortsatt høye gasspriser gjennom 2022 og inn i 2023. Deretter forventes en gradvis reduksjon i prisene frem mot 2025 i takt med bedre balanse mellom tilbud og etterspørsel. På lang sikt forventes det at en gasspris på rundt 2,7 NOK/Sm<sup>3</sup> reelt er tilstrekkelig til at det sanksjoneres nok LNG prosjekter til å dekke den økende globale etterspørselen. De største nye potensielle LNG volumene kommer fra USA og disse er forventet å være «prissetter» for Europeisk gass på lang sikt.

Figur 4-2: Europeisk gassetterspørsel 2000-2040 (mrd. kubikkmeter). Kilde: Rystad Energy GasMarketCube.



Figur 4-3: Europeisk gassbalanse 2015-2040 (mrd. kubikkmeter). Kilde: Rystad Energy GasMarketCube.



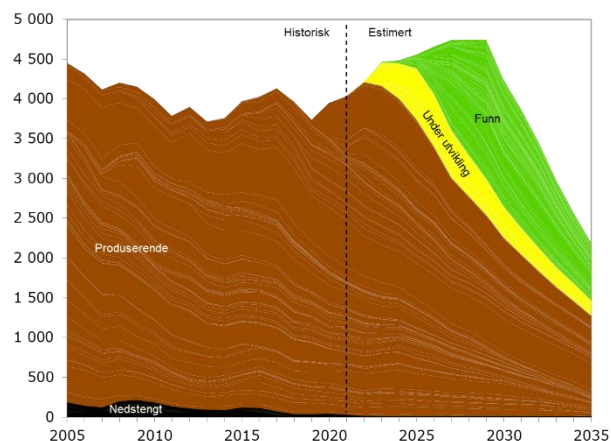
### 4.3 Norsk produksjon og ressurser

I 2020 ble det i snitt produsert 3,9 millioner fat oljeekvivalenter per dag på norsk sokkel, mens man i 2021 så en liten oppgang til 4,0 millioner fat oljeekvivalenter per dag (Figur 4-4). Det betyr at begge årene markerer en gradvis oppgang fra bunnivået i 2019. Oppgangen skyldes i stor grad store nye volumer fra Johan Sverdrup, Troll Vest, Ærfugl og Martin Linge. Gass og olje (inkludert NGL og kondensat) stod for omtrent 50% av produksjonen hver, primært drevet av økt oljeproduksjon fra Johan Sverdrup mens gassproduksjonen har holdt seg mer stabil over de siste årene.

I løpet av 2020 og 2021 kom Troll Vest, Martin Linge, Duva, Tor II, Solveig Fase 1, Yme, Skogul, Rolvsnes og Dvalin i produksjon. Produksjonen er ventet å fortsette å øke mot slutten av 2020-tallet. Framover vil blant andre Johan Sverdrup fase 2, Johan Castberg, Breidablikk og etter hvert Wisting prege tilveksten av ny produksjon. I årene rundt 2010 var Norge i verdenstoppen når det gjaldt offshore oljefunn, blant annet som følge av leterefusjonsordningen. Etter oljeprisfallet i 2014 fulgte år med svake leteresultater på norsk sokkel, drevet av lav leteaktivitet. Siden 2018 har det derimot vært en oppgang i både leteaktivitet og oppdagede ressurser med henholdsvis 7, 15, 14 og 20 funn i årene 2018-2021. I 2020 og 2021 inkluderer dette blant annet Slagugle, Warka, Dvalin Nord og Blasto.

Globalt sett ble det i 2020 funnet omtrent 13 milliarder fat oljeekvivalenter, mens det i 2021 ble funnet snaut 6 milliarder fat oljeekvivalenter (konvensjonelle funn). I Norge ble det i 2020 og 2021 gjort kommersielle funn på henholdsvis 478 og 509 millioner fat oljeekvivalenter i følge Oljedirektorates ressursregnskap. Økte ressurser og levetidsforlengelser på eksisterende felt er også viktige bidrag for å opprettholde produksjonen på norsk sokkel.

Figur 4-4: Norsk væske- og gassproduksjon 2005-2035 per felt og livssyklus (tusen fat oljeekvivalenter per dag). Kilde: Rystad Energy UCube.



#### 4.4 Transaksjonsmarkedet

---

Transaksjonsmarkedet (kjøp og salg av andeler i utvinningstillatelser og selskaper) opplevde lav aktivitet i 2020 grunnet covid og høy usikkerhet i markedet. I 2021 tok markedet seg opp og flere store transaksjoner ble utført. Trenden de senere årene med konsolidering har fortsatt, blant annet drevet av globale selskapers porteføljetilpasninger kombinert med nye aktører som ser muligheter på norsk sokkel. Siden 2014 har antall selskap som er aktive på norsk sokkel blitt redusert fra 56 i 2014 til 35 i 2021.

Det har vært flere store fusjoner og oppkjøp de to siste årene. Aker BP stod bak den største transaksjonen i perioden med kjøpet av Lundin Energys olje- og gassvirksomhet som ble annonsert i desember 2021. Avtalen var verdt hele 14 milliarder dollar og det sammenslåtte selskapet har blitt det nest største på norsk sokkel etter Equinor. Kjøpet gjør blant annet at Aker BP øker andelen i Johan Sverdrup og drar nytte av synergier knyttet til felter som Edvard Grieg og Ivar Aasen. Oppkjøpet innebar høye transaksjonsmultipler ved annonsering, både en implisert oljepris på over 90 dollar per fat og nåverdi av ressurser på rundt 11 dollar per fat.

Perioden involverte også flere andre større selskapstransaksjoner. Sval Energi utvidet porteføljen sin og kjøpte både Spirit Energys norske eiendeler, utenom Statfjord, for 1026 millioner dollar, i tillegg til Edison Norway for 300 millioner dollar. Det polske oljeselskapet PGNiG styrket tilstedeværelsen på norsk sokkel og kjøpte hele INEOS norske portefølje. Denne inkluderte blant annet 14% i Ormen Lange og er med på å sikre gassvolumer til Polen gjennom Baltic pipe.

Foruten selskapssammenslåinger og oppkjøp, var det flere kjøp og salg av eiendeler i 2020 og 2021. Longboat Energy entret norsk sokkel gjennom kjøp av letelisensporteføljer fra Equinor, Spirit og Idemitsu. Lundin kjøpte andeler i Wisting fra Idemitsu i 2020 og økte eierandelen i 2021 ved å kjøpe 25% fra OMV. Equinor kjøpte Spirit Energys andeler i Statfjord for 50 millioner dollar, og byttet eierandeler i lisenser med Wellesley. Repsol solgte eierandelene i både Bragefeltet og funnet Vette.

#### 4.5 Utsikter for leverandørindustrien

---

Våren 2020 var det forventet at koronapandemien ville få konsekvenser for den norske leverandørindustrien på grunn av store kutt i investeringer, permitteringer og lav oljepris. Likevel omsatte industrien for over 200 milliarder norske kroner og aktiviteten holdt seg relativt stabil, drevet av det midlertidige skatteregime som har stimulert oljeselskapers aktivitet og investeringer. Dette førte til blant annet økt boreaktivitet i 2020 og 2021 på produserende felter. Inntektene til norsk leverandørindustri gikk noe ned, men den samlede EBITDA-marginen til selskapene økte, hvilket tyder på at kostnadsnivået i selskapene ble redusert.

Den midlertidige skattepakken som ble lagt frem i juni 2020 har ført til høy sanksjoneringsaktivitet på norsk sokkel og det forventes at over 40 prosjekter sanksjoneres mellom 2021 og 2023. Dette vil føre til høy aktivitet innenfor alle segmenter i leverandørsektoren mot midten av 20-tallet. Det høye aktivitetsnivået gjør at det er fare for flaskehals og leveransrisiko i flere servicesegmenter fremover. Subseasegmentet er spesielt utsatt for kapasitetsbegrensninger.

På lengre sikt forventes det at fornybaresegmenter som offshore vind vil bidra til økt aktivitet for leverandørene på norsk sokkel. I mai 2022 la regjeringen frem en satsning på havvind som innebærer å installere 30 GW innen 2040. Denne satsningen kan få stor betydning for leverandørindustrien og norske verft. I tillegg til fornybar energi kan også ny teknologi knyttet til karbonfangst og lagring skape spennende behov for leverandørindustrien.



#### 4.6 SDØE i forhold til industrien

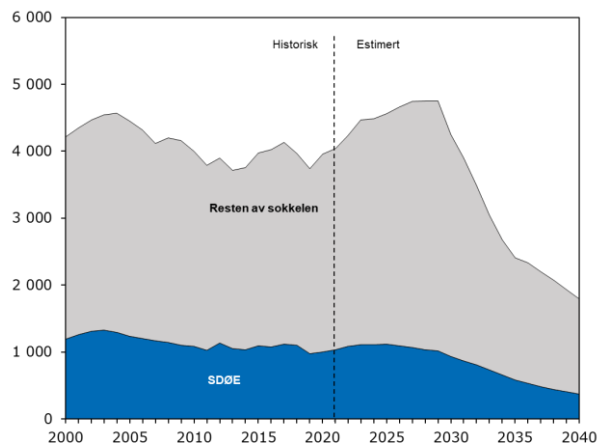
I Figur 4-5 er produksjonen til SDØE-porteføljen sammenstilt med den totale produksjonen på norsk sokkel fra 2000-2040. SDØE-porteføljen sin andel av norsk produksjon i 2021 var 26%. Equinors andel var 34%, og Majors' (Shell, Total, ConocoPhillips og Vår Energi (ENI eier 69,9%)) andel var 17%. De resterende 23% kom fra andre selskaper som AkerBP, Wintershall DEA, Lundin Petroleum, OMV og Neptune Energy.

SDØEs andel av produksjon på norsk sokkel har sunket svakt siden 2017. Denne trenden forventes å fortsette fram mot 2030 og estimert andel i 2030 er 22%. Equinors andel i samme periode forventes å holdes på ca. samme nivå som i dag. Dette er blant annet fordi SDØE har lavere relativ eksponering mot Johan Sverdrup og kommende Johan Castberg, sammenlignet med Equinor. Majors andel av totalproduksjon er beregnet å stige til 18% i 2025, drevet av at både Total, ConocoPhillips og Vår Energi forventes å øke produksjonen. Deretter er Majors forventet å gå tilbake til 17% i 2030. De resterende selskapene vil da representere en økt andel av produksjonen på 30% i 2030. Selskapene med størst produksjon i 2030 i denne kategorien er Aker BP, Wintershall DEA og OMV.

Sammenligner vi SDØE med Equinor og Majors, er SDØE-porteføljen den nest mest gassdominerte (63% av produksjonen i 2021) etter Shell (90% gass). Equinor vil bli mindre vektet mot gass framover, fra 53% i 2021 til 46% i 2025, godt hjulpet av full produksjon på Johan Sverdrup.

Flere av de tradisjonelle oljeselskapene med eierandeler på norsk sokkel ser også nå på å investere i fornybare energikilder. Det er generelt et ønske om å kutte CO<sub>2</sub>-utslipp, og store selskaper som blant annet Equinor har som mål å bli klimanøytrale innen 2050. Det er spesielt havvind som er relevant for disse selskapene siden de da kan bygge på kompetansen fra offshore prosjekter.

Figur 4-5: Produksjon på norsk sokkel fordelt på SDØE-porteføljen og sokkelen for øvrig (tusen fat o.e. per dag). Kilde: Rystad Energy UCube.



## 5 PETOROS MERVERDIBIDRAG

Petoro ble opprettet i 2001 for å ivareta statens direkte økonomiske engasjement på norsk sokkel. Selskapets mandat er å forvalte SDØE-porteføljen på en forretningsmessig måte som sørger for verdimaksimering og høyest mulig inntekt til staten.

Petoro er i en særstilling som gjør at det ikke er nødvendig å ta kortsiktige hensyn til investorer eller markedssvingninger. De har heller ikke kapitalbegrensninger, slik at de utelukkende kan fokusere på å maksimere den langsiktige verdien av SDØE-porteføljen. Petoro er derfor en viktig motvekt i lisenssamarbeid med mindre aktører som i krevende markedssituasjoner kan bli drevet av kortsiktige hensyn. I disse tilfellene vil Petoro kunne argumentere for langsiktige investeringer, for eksempel i tilfeller der investeringskostnadene er høyere, men verdien totalt sett øker.

Petoro har utviklet et system for å identifisere tiltak og initiativ der selskapet har bidratt til merverdi utover hva staten hadde oppnådd som passiv forvalter. Hensikten med systemet er å synliggjøre gode eksempler fra arbeidet i organisasjonen som fører til merverdi for staten. 25 prosjekter er trukket fram for årene 2020 og 2021. Initiativene inkluderer engasjement i forhandlinger rundt tredjepartsavtaler, aktiv deltakelse i valg av utbyggingsløsninger for funn, modning av nye brønnmål på produserende felt, planlegging, oppgradering og elektrifisering av eksisterende infrastruktur og aktivt engasjement for å ta i bruk ny teknologi.

Bidragene viser at Petoro jobber på bred basis med å følge opp SDØE-porteføljen. Selskapet har

fokus på aktivt engasjement og verdimaksimering på lang sikt knyttet til investeringsbeslutninger på nye funn. De har utredet og aktivt arbeidet for å muliggjøre tidlig oppstart og kostnadsbesparelser i forbindelse med nye utbygginger. I forbindelse med levetidsforlengelser står også verdimaksimering sentralt i Petoros arbeid. I tillegg har Petoro tatt til orde for bruk av ny teknologi og elektrifisering for økt utvinning og reduserte utslipp på allerede produserende felt på norsk sokkel.

Rystad Energy har dokumentert hvert enkelt bidrag gjennom intervjuer, analyser og egne beregninger. Petoros verdivurdering og bidrag som er lagt til grunn i hvert enkelt prosjekt er vurdert. I de fleste tilfeller anerkjenner Rystad Energy Petoros vurderinger, men i et fåtall av prosjektene har Rystad Energy valgt å endre verdivurderingen eller bidraget. Dette gjelder både opp- og nedjusteringer. I de fleste tilfeller er endringene gjort for å sikre konsistens på tvers av bidragene. Generelt har Petoro gjort gode vurderinger.

Rystad Energys justerte anslag for merverdibidraget oppnådd gjennom de 25 prosjektene/initiativene er i området 7 til 13 milliarder NOK. Det bør presiseres at anslaget er usikkert og er basert på Petoros egen dokumentasjon, og ikke inneholder eventuelle negative merverdibidrag i perioden.

Samlet sett anerkjenner Rystad Energy merverdibidragene fra Petoro, og mener at Petoro gjør en viktig og god jobb med å forvalte statens interesser.

## 6 METODIKK OG DATAKILDER

I verdsettingen av SDØE-porteføljen er det diskonterte kontantstrømmer som er lagt til grunn (nåverdimetoden). Sammenliknet med andre eierinteresser på norsk sokkel er SDØE-porteføljen i en særstilling ved at den er unntatt fra beskatning. Det betyr også at verdien som fremkommer for SDØE-porteføljen ikke vil være den samme hvis porteføljen hadde vært eid av et oljeselskap på norsk sokkel. Det er altså ikke omsetningsverdien til porteføljen som bestemmes, men verdien av fremtidige netto kontantstrømmer til staten.

Forrige verdsetting av SDØE-porteføljen ble utført av Rystad Energy for tidspunktet 1.1.2020 (verdi var da 1044 mrd. kroner). Rystad Energys verdsetting i 2022 er høyere. Dette skyldes hovedsakelig endrede makroforutsetninger, og spesielt økte gasspriser. I kapittel 3 er endringene fra forrige verdsetting beskrevet i mer detalj.

### 6.1 Forutsetninger på makronivå

Prisforutsetninger for olje og gass samt valutakurs vist i Figur 6-1 er lagt til grunn for verdsettingen av oppstrømseiendelene. Effektene av den pågående krigen i Ukraina er tatt hensyn til i makroforutsetningene samt vurdert ytterligere i prisscenarioene inkludert i delkapittel 2.4.

Salgspris for NGL er satt til 66% av oljepris, mens prisen på kondensat er antatt lik som på olje. For oljepriser er det tatt hensyn til normpriser til hvert enkelt feltområde basert på et historisk snitt av verdiene oppgitt av Petroleumsprisrådet. Dermed blir blant annet kvalitet på oljen som produseres tatt hensyn til. Equinor markedsfører og selger statens olje og gass sammen med sin egen i henhold til egen avsetningsinstruks som er gitt til Equinor. Kostnaden for dette er tatt hensyn til i verddivurderingen.

Rystad Energys syn på utviklingen i olje- og gasspris er beskrevet i henholdsvis kapittel 4.1 og 4.2 ovenfor. Rystad Energys olje- og gasspris anslag er i utgangspunktet vurdert i dollar, og inntektene til SDØE-porteføljen er således sensitiv for endringer i valutakursen. For alle andre kontantstrømmer og kostnadsdata er input gitt i

Figur 6-1: Fremtidige råvarepriser og valutakurs benyttet i verdsettingen per 1.1.2022.

	Oljepris USD/fat nom	Gasspris USD/MMBtu nom	Valutakurs USD/NOK	Oljepris NOK/fat nom	Gasspris NOK/sm <sup>3</sup> nom
2022	111,0	25,0	9,0	999,0	8,5
2023	74,6	15,6	8,9	664,2	5,3
2024	54,7	13,5	8,8	481,3	4,5
2025	53,1	12,7	9,0	476,4	4,3
2026	54,1	7,9	9,0	486,0	2,7
2027	55,2	8,0	9,0	495,7	2,7
2028	56,3	7,9	9,0	505,6	2,7
2029	57,4	9,1	9,0	515,7	3,1
2030	58,6	9,3	9,0	526,0	3,2
2030+	Inflasjonsjustert med 2,0%	Inflasjonsjustert med 2,0%	9,0	Inflasjonsjustert med 2,0%	Inflasjonsjustert med 2,0%

norske kroner direkte. Rystad Energy har sett på sammenhengen mellom oljepris og USD/NOK historisk og lagt til grunn at den norske kronen vil styrke seg som følge av høyere oljepris, og tilsvarende svekke seg dersom oljeprisen faller. Der historiske verdier er brukt for å sammenlikne datasettene er snittkursene til Norges Bank brukt: 9,4 kroner i 2020 og 8,6 kroner i 2021.

Der historisk inflasjon er brukt, for eksempel ved sammenlikning av reelle tidsserier i 2020 og 2021, er SSBs inflasjonsindeks brukt. I 2020 og 2021 var inflasjonen på henholdsvis 1,3% og 3,5%. Antatt inflasjon fremover er 2,0% (Norges Banks inflasjonsmål). En reell diskonteringsrate på 7% er brukt i beregningen av nåverdier (tilsvarende 9,14% nominelt). Valg av diskonteringsrente hviler på en sammenlikning av relevante globale og regionale selskaper og prosjekter og avkastningskrav lagt til grunn av myndighetene. Det er også vektlagt konsistens og sammenlikning med tidligere rapporter. I sensitivetsanalysen er det lagt til grunn at den risikofrie renten kan se betydelige endringer i tiden fremover i tråd med utviklingen i inflasjonsbildet, samt at markedsrisikopremien blant annet kan påvirkes av den pågående energitransisjonen. Når kontantstrømmene diskonteres er de antatt å forekomme i midten av hvert år.

I tillegg til hovedscenariot har porteføljens verdi blitt estimert for et lavpris- og et høyprisscenario og med alternative diskonteringsrater.

### 6.2 Forutsetninger på feltnivå

---

Produksjons- og kostnadsprofiler lagt til grunn i verdsettingen reflekterer synet på fremtidig produksjon og investeringer slik det forelå 1.1.2022, med andre ord uten effekter av krigen i Ukraina. Både kortsiktige og langsiktige implikasjoner av denne krigen er vurdert og implementert i Rystad Energys vurdering av dataen fra Petoro, samt i makroforutsetningene. Verdsettingene er i hovedsak basert på data mottatt på feltnivå fra Petoro. Dette inkluderer produksjonsprofiler og kostnadsprofiler for hver enkelt eiendel (både oppstrøms- og infrastruktur-eiendeler). Kilden for disse dataene er Revidert nasjonalbudsjett (RNB), for henholdsvis 2020 og 2022. Disse datasettene inkluderer tidsserier for de ulike ressursklassene 1-5 per eiendel. I tillegg er tidsseriene for de relevante selskapselementene oppgitt.

Rystad Energy har lagt ned en betydelig innsats i å gjennomgå mottatt data og analysere SDØE-porteføljen. Rystad Energy sine proprietære databaser er brukt til å gjøre en komplett vurdering av alle eiendelene. Dataene i RNB-filene er blitt gjennomgått og kvalitetssikret og justeringer er blitt foretatt i samråd med Petoro. Formålet har vært å ha mest mulig realistiske framskrivninger av produksjon, inntekter og kostnader for porteføljen. Rystad Energy har mottatt RNB-produksjonsdata fra Petoro for felt i produksjon, felt under utbygging og for funn. RNB-dataene gjelder for ressursklasse 1-5. For å gjøre datasettet til verdsettingen mer komplett, og i tråd med Rystad Energys forventninger, er det blitt lagt til volumer fra ressursklasse 7A til disse eiendelene (tilleggsressurser i felt). I tillegg er datasettet utvidet med flere funn og risikjustert bidrag fra leting (RK 5-9).

På samme måte har Rystad Energy mottatt tilhørende RNB-kostnadsdata for de samme eiendelene, og tilsvarende øvelse for å komplettere datasettet har blitt foretatt. For volumene som er lagt til utover volumene i RNB-datasettet er tilhørende kostnader (driftskostnader og investeringer) også lagt til. På toppen av dette har Rystad Energy gjort en ytterligere justering gjennom å oppjustere anslagene for investeringer i ressursklasse 1-5. Bakgrunnen for dette er at Rystad Energy mener RNB-dataene betydelig undervurderer investeringene (driftsinvesteringene) på sikt.

Årsaken kan være at fokus i RNB-datasettet er på aktuelle prosjekter de nærmeste årene, og ikke et komplett langtidsbilde.

I Figur 6-2 vises Rystad Energys 2022-estimat for fremtidige investeringer i SDØE-porteføljen sammen med det ujusterte datagrunnlaget mottatt fra Petoro/RNB (merket RNB2022), tidligere års estimater, og faktiske investeringer. Figuren viser at effekten av justeringene Rystad Energy gjør er større på lengre sikt. Den ujusterte kurven har en tilsvarende form som investeringsestimater fra tidligere SDØE-verdivurderinger (2006-2012). Som en ser av kurvene faller alle investeringsestimatene etter rundt 5 år. Ser en videre på hvordan estimatene har vært sammenlignet med faktisk utvikling (rød kurve), ser vi at estimatene treffer rimelig godt i det korte bildet (0-2 år, dog ofte noe over), mens en har undervurdert investeringene på lengre sikt.

Figur 6-2: Investeringsestimater for SDØE-porteføljen brukt i tidligere verdsettninger, og faktiske investeringer (mrd. kroner nominelt).

