



RYSTAD ENERGY

## VERDIVURDERING AV STATENS DIREKTE ØKONOMISKE ENGASJEMENT (SDØE), 2020

---

Offentlig rapport, 30. juni 2020.



**OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET**

Ministry of Petroleum and Energy

Denne rapporten er laget på oppdrag for Olje- og energidepartementet. Informasjonen og resultatene i dokumentet er basert på Rystad Energys egen uavhengige verdianalyse av SDØE-porteføljen. Til analysen er det benyttet data fra Petoro og Olje- og energidepartementet i tillegg til Rystad Energys egen oppstrømsdatabase, UCube. Rystad Energy gir ingen garanti for at informasjon og synspunkter i rapporten er rettferdig, 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 2020</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 2018 til 2020</b> .....	<b>15</b>
3.1 Netto kontantstrøm fra SDØE-porteføljen i 2018 og 2019.....	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 Norsk sokkel i et klimaperspektiv .....	25
4.7 SDØE i forhold til industrien .....	27
<b>5 Petoros merverdibidrag</b> .....	<b>28</b>
<b>6 Metodikk og datakilder</b> .....	<b>29</b>
6.1 Forutsetninger på makronivå .....	29
6.2 Forutsetninger på feltnivå .....	29

## SAMMENDRAG

Staten ved Olje- og energidepartementet eier andeler direkte i olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel. Dette kalles statens direkte økonomiske engasjement, forkortet SDØE. Rystad Energy har på oppdrag fra Olje- og energidepartementet verdsatt SDØE-porteføljen per 1.1.2020.

Siden forrige verdivurdering i 2018 og frem til koronaepidemien i begynnelsen av 2020 styrket olje- og gassprisene seg sammenlignet med foregående år. Samtidig har den norske kronen blitt vesentlig svakere. Netto kontantstrømmer fra SDØE har vært henholdsvis 120 og 96 milliarder kroner for 2018 og 2019.

Per 1.1.2020 er SDØE-porteføljen verdsatt til 1 044 milliarder norske kroner. 91% av denne verdien ligger i felt, hvor Troll, Johan Sverdrup, Oseberg og Heidrun er de mest verdifulle. 5% av verdien stammer fra funn, hvor Breidablikk (tidligere Grane Grand) er det mest verdifulle. Forventning til fremtidig leting utgjør kun 0,2% av totalverdien. Infrastruktureiendelene bidrar med 5% av porteføljens verdi, hvor Gassled er den klart viktigste eiendelen. I porteføljen av felt, funn og leteareal ligger omtrent 78% av verdien i Nordsjøen. Rundt 70% av verdien kommer fra kontantstrømmer i løpet av de neste ti årene. Trollfeltet utgjør drøye 40% av verdien i oppstrømsporteføljen.

Verdien av SDØE-porteføljen er redusert med 49 milliarder kroner fra 2018 til 2020. Endrede olje- og gassprisforutsetninger forklarer mesteparten av verdireduksjonen. Svekket forventning til den norske kronen demper den negative effekten av lavere olje- og gassprisforutsetninger. Ressurstilvekst og økt forventning til fremtidig produksjon veier også noe opp for lavere olje- og gassprisforutsetninger.

Etter flere år med svake oljepriser steg prisen i 2018 før den holdt seg relativt stabil i 2019. Tiltakene for å dempe smittespredning av koronaviruset i begynnelsen av 2020 har imidlertid ført til historisk ubalanse i oljemarkedene og kraftig prisfall. SDØE-porteføljen består for det meste av felter i produksjon med lave produksjonskostnader og lang horisont, og effekten av prisfallet vil således begrense seg til midlertidig redusert kontantstrøm til staten grunnet lavere priser. Rystad Energys syn er at det kreves en oljepris rundt 60 amerikanske dollar (reelt 2020) for å opprettholde markedsbalansen på lengre sikt. Effektene av koronaepidemien inntil mai 2020 er tatt hensyn til i makroforutsetningene.

Produksjons- og kostnadsprofiler lagt til grunn i verdsettingen reflekterer synet på fremtidig produksjon og investeringer slik det forelå 1.1.2020 i RNB 2019, med andre ord uten effekter av koronaepidemien. Regjeringens vedtak i april 2020 om produksjonsreguleringer for å bidra til raskere stabilisering av oljemarkedet er kjent men ikke tatt hensyn til i verdivurderingen. For SDØE-porteføljen vil vedtaket innebære en noe lavere produksjon i 2020 på utvalgte felter enn forutsatt i RNB.

SDØE-porteføljens andel av norsk produksjon var 26% i 2019. 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 i 2024-2025. Kombinasjonen av høy eksponering mot eldre felt og få nye utbygginger fører til at produksjonen fra SDØE-porteføljen er forventet å falle etter 2025. Det vil med andre ord kreve utbygging av flere nye store funn eller høyere olje- og gasspriser enn forventet for å unngå vesentlig reduksjon i kontantstrøm til staten på lengre sikt.

## SUMMARY

The Norwegian state, represented by the Ministry of Petroleum and Energy, 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 Petroleum and Energy, completed a valuation of the SDFI portfolio as of Jan 1<sup>st</sup>, 2020. Since the last valuation in 2018 and up until the corona epidemic outbreak in the beginning of 2020, oil and gas prices has appreciated compared with the years prior. The Norwegian Krone, on the other hand, weakened significantly over the same period. Net cash flows from the SDFI portfolio to the State was NOK 120 and 96 billion in 2018 and 2019, respectively.

The value of the SDFI-portfolio is estimated to NOK 1044 billion as of 1.1.2020. Out of the total value, 91% is from fields, where Troll, Johan Sverdrup, Oseberg and Heidrun are the most valuable. Discoveries make up 5% of the value, with Breidablikk (previously Grane Grand) considered the most valuable. Exploration make up only 0.2% of the total value. Infrastructure assets contribute 5% of the total value, with the stake in the Gassled pipeline network as the primary constituent. Of the total value of the portfolio of fields, discoveries and exploration acreage, 78% stems from assets in the North Sea. Cash flows during the next ten years make up almost 70% of the total value of the portfolio. The Troll field is the backbone of the portfolio, contributing just over 40% of the value of the upstream portfolio.

The value of the SDFI portfolio has been reduced by NOK 49 billion from 2018 to 2020. Lower forward-looking oil and gas price expectations explain most of the reduction. Weakened expectations to the Norwegian Krone decrease the negative effect on value, as measured in NOK, of lowered oil and gas price expectations. Resource growth and increased production estimates also slightly diminish the negative effect of lowered commodity prices.

The oil price rose in 2018 following several years of weak oil prices, and the price kept relatively stable throughout 2019. Measures taken to reduce the spread of the corona virus early 2020 has however led to a historical imbalance in the oil markets and consequently a major price crash. The SDFI portfolio mainly consist of producing fields with low production costs and long production horizons, and the effect of a short-term price crash will likely be limited to a temporary reduction of cash flow to the State. Rystad Energy's view is that an oil price around 60 USD in real terms is required to maintain global oil market balances long term. The effects of the corona epidemic up until May 2020 have been taken into account in the macro assumptions used.

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 2020 in the Revised National Budget of 2019. No changes to these estimates have been made to account for effects of the corona epidemic. The Norwegian Government's decision in April 2020 to reduce oil production on the NCS and contribute to a faster stabilization of the oil market is known but not taken into account in the valuation. For the SDFI portfolio, the decision will entail a somewhat lower production in 2020 in selected fields than assumed in RNB.

The SDFI portfolio made up 26% of total NCS production in 2019. 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 large exposure towards older fields combined with few new developments in the portfolio leads to falling production expectations after 2025. Avoiding a significant reduction in cash flows to the State after 2025 will in other words require either development of several new significant discoveries or sustained higher oil and gas prices.

This report has been prepared for the Ministry of Petroleum and Energy 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 and the Ministry of Petroleum and Energy 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

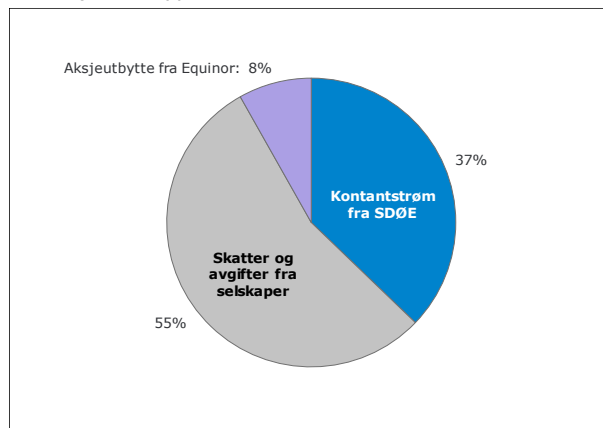
SDØE-porteføljen har blitt verdsatt jevnlig siden 2003. Forrige rapport kom i 2018. Staten, ved Olje- og energidepartementet, har engasjert Rystad Energy for å gjøre en ny verdsetting. Mandatet inkluderer analyse og valg av input-data, valg av prisforutsetninger, verdsetting, utvikling i verdi fra 2018 til 2020, 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 2019 var statens petroleumsinntekter på 257 milliarder kroner. Av dette utgjorde netto kontantstrøm fra SDØE 96 milliarder kroner, eller 37%. Skatter og avgifter fra selskaper utgjorde 55% og aksjeutbytte fra Equinor 8% (Figur 1-1).

Figur 1-1: Statens petroleumsinntekter i 2019 (257 mrd. kroner) etter type inntekt. Kilde: Petoro, RNB 2020.



### 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.

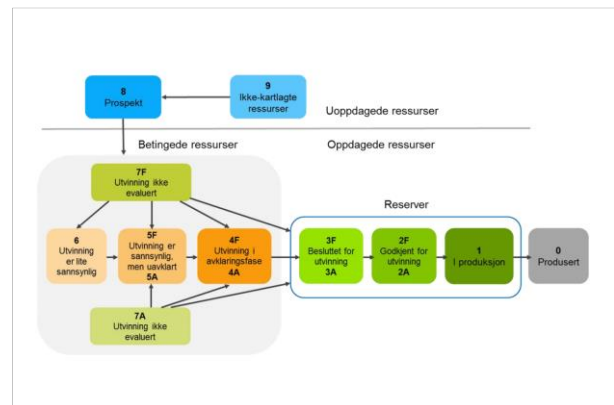
Oppstrømsporteføljen består av felt, funn og leting. Disse er verdsatt hver for seg med tilhørende produksjonsprofiler og kostnadsprofiler. *Felt* består av produserende felt og felt under utbygging. *Funn* er påviste ressurser der det ikke er tatt endelig investeringsbeslutning. *Leting* representerer 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 1.1.2020. Det vil si at nye eller fremtidige SDØE-andeler etter dette ikke er inkludert ved denne verddivurderingen (f.eks. TFO 2019).

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	34 produserende 4 under utbygging	RK 1-7	Troll, Johan Sverdrup, Martin Linge
Funn	45	RK 4-7	Breidablikk, Linnorm, Grosbeak
Leting	200	RK 8-9	PL695 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 2020

I dette kapittelet presenteres verdien av SDØE-porteføljen slik den er beregnet per 1.1.2020. I siste avsnitt presenteres en sensitivitetsanalyse av verdien.

### 2.1 Verdi av SDØE-porteføljen

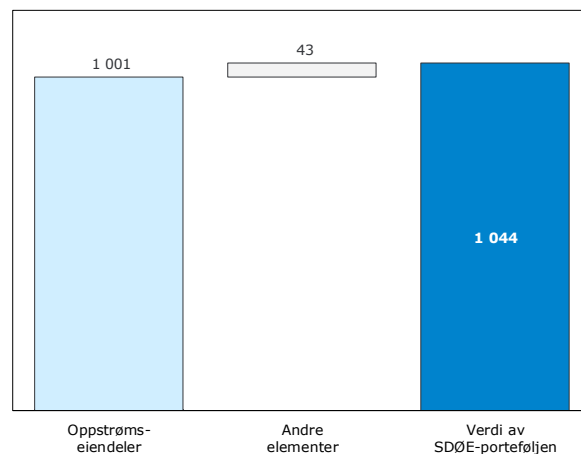
Verdien av porteføljen kan deles i to: Oppstrømseiendelene og andre elementer (infrastruktureiendeler og selskapselementer). Totalt er statens eiendeler i SDØE verdsatt til 1 044 milliarder norske kroner per 1.1.2020. I Figur 2-1 er de to hoveddelene av porteføljeværdien synliggjort. Verdsettingen er 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.

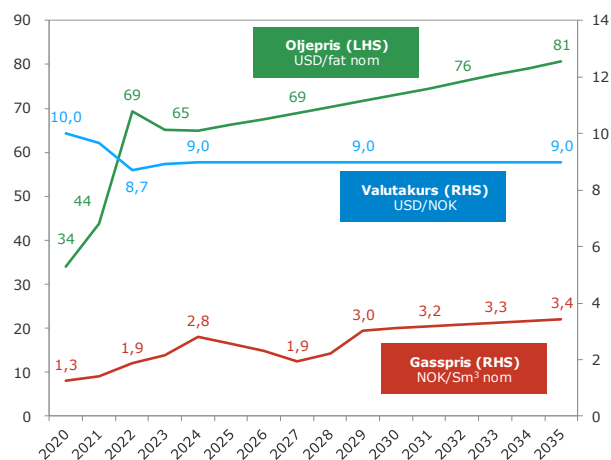
Av den totale porteføljeværdien utgjør oppstrømseiendeler (felt, funn og leting) 1 001 milliarder kroner. Andre elementer er verdsatt til 43 milliarder kroner. I de neste delkapitlene vil SDØE-porteføljen bli ytterligere beskrevet.

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

Figur 2-1: Oppbygging av SDØE-porteføljens verdi per 1.1.2020 (mrd. kroner)



Figur 2-2: Olje- og gassprisforutsetninger for verdsetting 2020 (nominelle priser).



## 2.2 Oppstrømsporteføljen

Av oppstrømseiendelene bidrar felt med den klart største verdien på 948 milliarder kroner. De åtte største feltområdene – Troll, Johan Sverdrup, Oseberg, Heidrun, Ormen Lange, Snøhvit, Snorre og Johan Castberg bidrar med 77% av verdien fra felt (Figur 2-3).

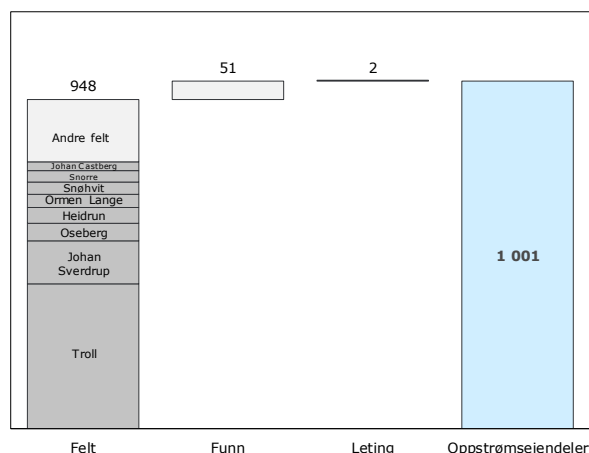
Troll er SDØE-porteføljens klart mest verdifulle eierandel. Eierandelen utgjør drøye 40% av den totale verdien av oppstrømsporteføljen. Eierandelene i Johan Sverdrup-utbyggingen, som har kommet i drift siden forrige verdsetting, er porteføljens nest mest verdifulle.

SDØE-porteføljen består per i dag av syv større prosjekter under utbygging. Fire av disse var under utbygging også ved forrige verdsetting i 2018: Johan Castberg, Martin Linge, Dvalin, og Snorre levetidsforlengelse. Johan Castberg er i rute til produksjonsstart i 2022, mens produksjonsstart på Dvalin er planlagt mot slutten av 2020. Produksjonsstart på Martin Linge har blitt ytterligere utsatt siden 2018-verdsettingen, og ny forventet produksjonsstart er i 2021. Snorre levetidsforlengelse forventes å bidra med volumer fra og med 2021. Tre felt har blitt besluttet utbygget i perioden siden forrige verdsetting: Troll fase 3 (planlagt oppstart 2021) Johan Sverdrup fase 2 (planlagt oppstart 2022) og Tor re-utvikling (planlagt oppstart 2021).

Funn er verdsatt til 51 milliarder kroner totalt. Breidablikk, Wisting og Grosbeak utgjør over halvparten av funnporteføljens verdi. Siden 2018 har Wisting, Breidablikk og Peon fått økte ressurser, mens Linnorm og Grosbeak har blitt modnet frem til hhv. ressursklasse 4 og 5. Resultatene fra leteaktiviteten i 2018 og 2019 har vært skuffende. Balderbrå, Skruis, Ragnfrid Nord og Telesto er eksempler på nye funn som kan bli utviklet. Totalt har Petoro deltatt i totalt 36 letebrønner i 2018 og 2019, hvorav 28 var undersøkelsesbrønner (såkalte «wildcats»).

Risikot bidrag fra SDØEs nåværende leteareal er verdsatt til 2 milliarder kroner. Verdien er drevet av planlagt og forventet leteaktivitet de nærmeste årene.

Figur 2-3: Oppbygging av oppstrømsporteføljen som verdsatt 1.1.2020 (mrd. kroner).



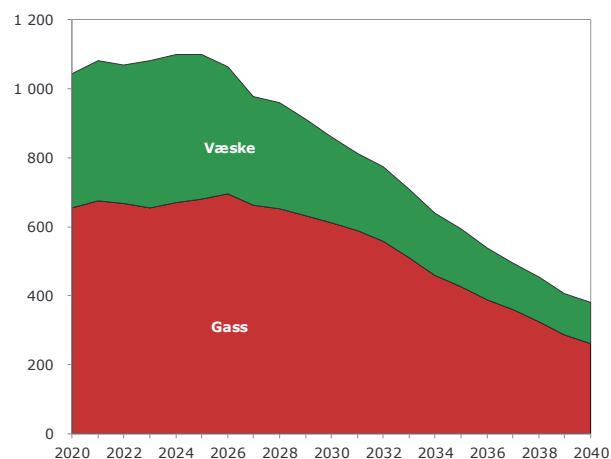


Figur 2-4 viser den fremtidige produksjonsprofilen fordelt på væske og gass. Væske er her olje, kondensat og NGL (Natural Gas Liquids - væskeproduktene fra riggass). Fordelingen av væske og gass viser at SDØEs portefølje er gasstung. 67% av totalt produksjonsvolum frem til 2040 er gass. Gassproduksjonen 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 den fremtidige gassproduksjonen kommer fra Troll, men også Snøhvit og Ormen Lange bidrar med betydelig gassproduksjon (hhv. 7% og 6% av fremtidig gassproduksjon). De viktigste bidragene til væskeproduksjonen kommer fra Johan Sverdrup (20%), Heidrun (8%), Snorre (7%) og oljedelen av Trollfeltet (6%). Johan Castberg er forventet i produksjon i 2022 og vil bidra med 5% av total fremtidig væskeproduksjon.

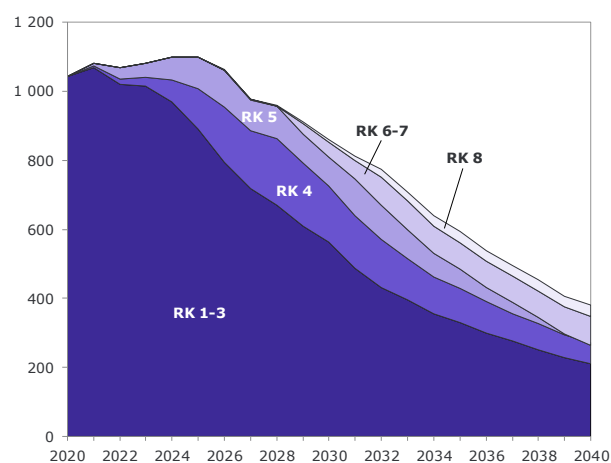
I Figur 2-5 er produksjonen vist per nåværende ressursklasse (RK). Felt som er i produksjon i dag har ressurser i RK 1-7, funn i RK 4-7 og leting i RK 8 og 9. RK 1-3 (vedtatte prosjekter) inneholder størsteparten av volumene, men er naturlig fallende over perioden. For å holde produksjonsnivået frem 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 75% av total fremtidig produksjon, og andelen produksjon fra Nordsjøen øker med tiden ettersom produksjonen i Norskehavet er ventet å falle i snitt 13% per år etter 2026 (tilsvarende fall er 7% i Nordsjøen). I Barentshavet er det kun Snøhvit som bidrar med produksjon til porteføljen i 2020. Produksjonen i Barentshavet er imidlertid forventet å øke når Johan Castberg starter opp i 2022. Wisting er med i verdsettingen og forventet å bidra med volumer fra og med 2027, men usikkerheten rundt Wisting er for tiden stor. Dersom Wisting ikke blir utviklet vil 13% av forventet fremtidig produksjon fra Barentshavet falle bort.

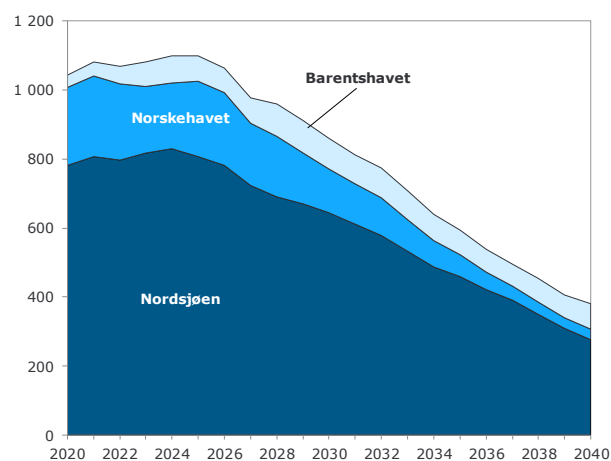
Figur 2-4: Fremtidig produksjon fra SDØE-porteføljen, fordelt på væske og gass (tusen fat o.e. per dag).



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).

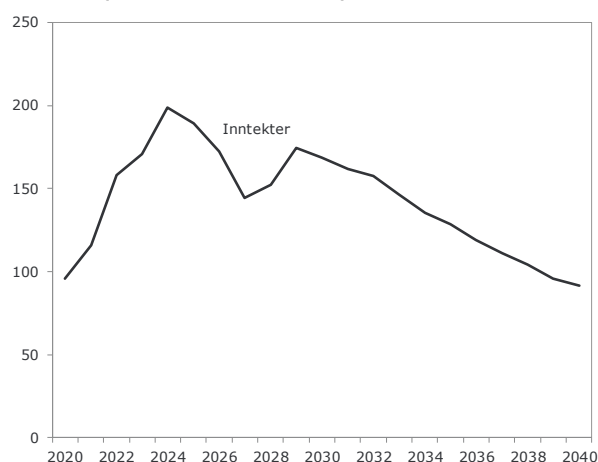


Forventet produksjon, kombinert med olje- og gassprisforutsetningene (se kapittel 4 og 6), gir forventet inntektsprofil for oppstrømseiendelene, vist i Figur 2-7. Forventet økning i inntekter frem mot 2024 er først og fremst drevet av forventningen om høyere råvarepriser, samtidig som total produksjon øker noe (5%). I perioden 2025 til 2028 vil den midlertidige svekkelsen i gassprisen føre til fall i inntektene. Fra 2029 vil inntektene falle jevnt ettersom den totale produksjonen fra porteføljen vil minke.

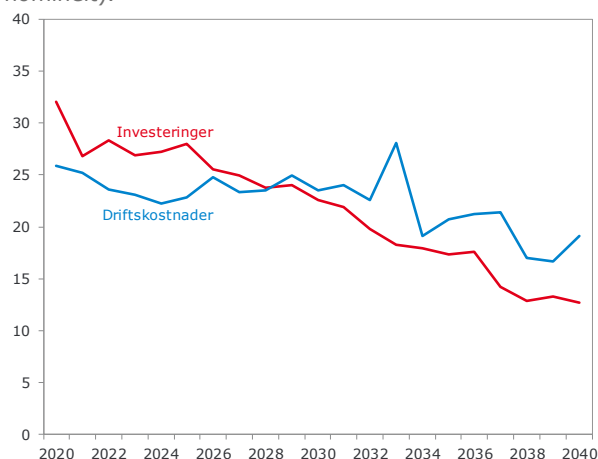
Forventede investeringer og driftskostnader (inkl. nedstengningskostnader) for oppstrøms-eiendelene i SDØE-porteføljen er vist i Figur 2-8. Det forventes et investeringsnivå på mellom 25 og 30 milliarder kroner årlig fram til 2025. Dette er knyttet til investeringer i produserende felt og utbygginger av nye felt. Etter 2025 forventes investeringer å falle som følge av færre nye prosjekter i porteføljen. Driftskostnadene er forventet å ligge mellom 20 og 25 milliarder kroner fram mot begynnelsen av 2030-tallet. Deretter er driftskostnadene avtagende ettersom flere felt avslutter produksjon.

De tre ovennevnte kontantstrømmene gir grunnlaget for utregning av netto kontantstrøm fra oppstrømsporteføljen (inntekter minus investeringer og driftskostnader). Netto kontantstrøm fra oppstrømseiendelene i perioden 2020-2040 kan sees i Figur 2-9. Figuren viser at netto kontantstrøm er forventet å øke kraftig frem mot 2024 drevet av høyere råvarepriser og økning i produksjon kombinert med stabile investeringer og driftskostnader. I perioden 2025 til 2028 vil den midlertidige svekkelsen i gassprisen føre til et markant u-formet fall i netto kontantstrøm. 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.

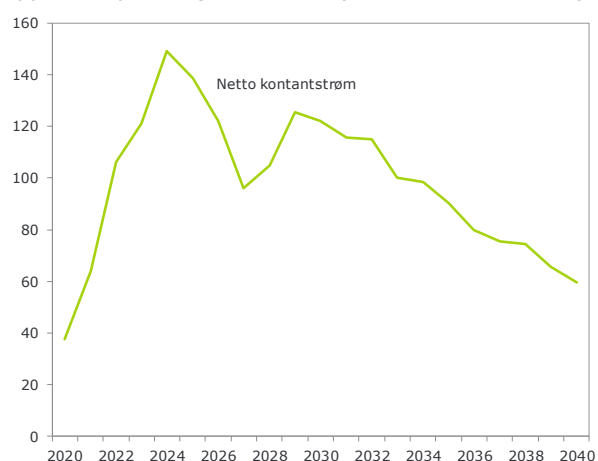
Figur 2-7: Forventede inntekter fra oppstrømsporteføljen til SDØE (mrd. kroner nominelt).



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



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



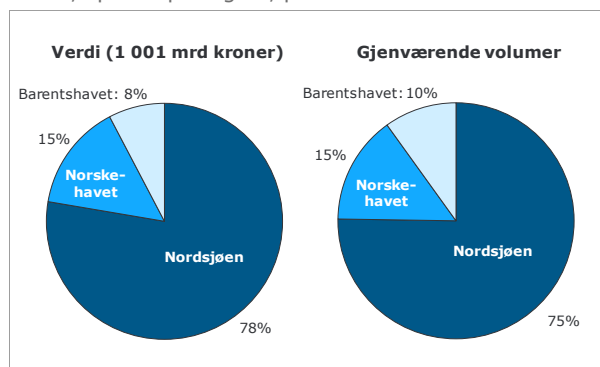
Ved å diskontere fremtidig netto kontantstrøm til 1.1.2020 beregnes verdien for oppstrøms-eiendelene i SDØE-porteføljen til 1 001 milliarder kroner.

I Figur 2-10 er verdien og gjenværende produksjonsvolumer i oppstrøms-eiendelene fordelt på region. Nordsjøen utgjør 78% av verdien, Norskehavet 15%, mens 8% 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 mer umoden region 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.

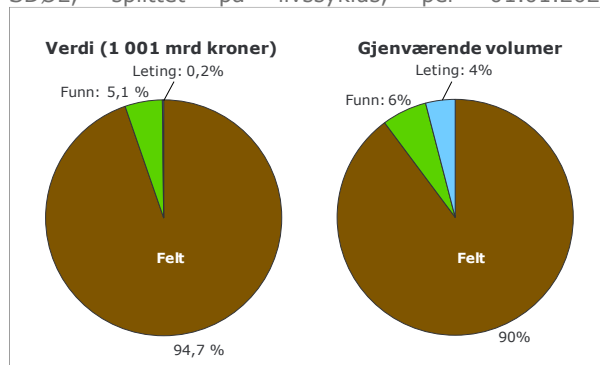
I Figur 2-11 er verdien og gjenstående produksjonsvolumer i oppstrømsporteføljen inndelt i nåværende status av ressursene. Hele 95% av verdien i oppstrøms-eiendelene kommer fra felt, og da både fra produserende felt (for eksempel Troll og Johan Sverdrup) og felt under utbygging (for eksempel Johan Castberg). 5% av verdien i oppstrøms-eiendelene kommer fra funn (for eksempel Breidablikk 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 ikke enda 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.

Som følge av at det er diskonterte kontantstrømmer som benyttes i verdsettingen (nåverdimetoden), vil tidspunktet for når volumer produseres, og inntekter og kostnader inntreffer, ha stor betydning for verdiberegningen. Figur 2-12 viser denne sammenhengen. 68% av verdien til oppstrøms-eiendelene kommer fra kontantstrømmer de første ti årene (2020-2030) mens den neste tiårsperioden bidrar med 28%. Verdien av produksjon som kommer senere enn 20 år ut i tid er 4%, til tross for at volumbidraget fra samme tidsperiode er 13%.

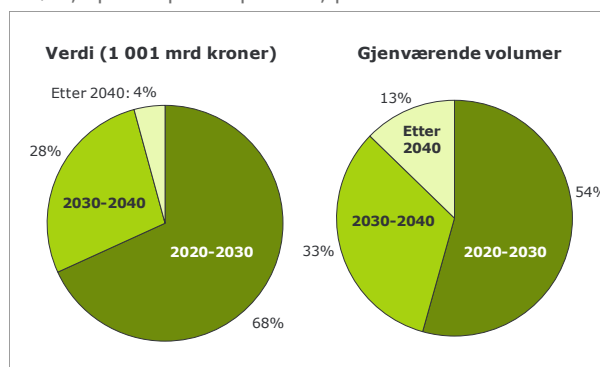
Figur 2-10: Verdi og volumer i oppstrømsporteføljen til SDØE, splittet på region, per 01.01.2020.



Figur 2-11: Verdi og volumer i oppstrømsporteføljen til SDØE, splittet på livssyklus, per 01.01.2020



Figur 2-12: Verdi og volumer i oppstrømsporteføljen til SDØE, splittet på tidsperiode, per 01.01.2020.



## 2.3 Andre elementer

---

Andre elementer består av infrastruktureiendeler og selskapselementer. Førstnevnte er til sammen verdsatt til 52 mrd. kroner, mens utgiftene knyttet til selskapselementene representerer en negativ nåverdi på 9 mrd. kroner. Til sammen utgjør virksomheten som ikke direkte er knyttet til oppstrøms olje- og gassvirksomhet dermed 43 mrd. kroner.

Statens infrastruktureiendeler er relatert til transport og prosessering av olje og gass. Porteføljens klart mest verdifulle infrastruktureiendel er eierandelen i gassrørledningsnettene 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

1044 milliarder kroner representerer Rystad Energys beste estimat på verdien av SDØE-porteføljen per 1.1.2020. Den faktiske verdien på porteføljen avhenger av mange faktorer knyttet til utviklingen av fremtidens energimarkeder, og kan være både høyere og lavere enn estimatet på 1044 milliarder kroner.

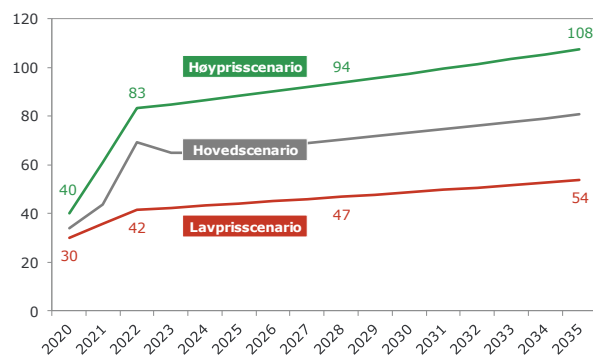
Ettersom SDØE-porteføljen i hovedsak består av allerede produserende felter offshore, hvor størsteparten av investeringskostnaden ligger bak oss, representerer fremtidige råvarepriser en viktig verdidriver og usikkerhet. I tillegg til hovedscenariot, har porteføljens verdi derfor blitt estimert for et 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 overgang til fornybare energiformer og lavere etterspørsel og priser på olje og gass. Her holder oljeprisen seg på rundt 40 USD/fat reelt på lang sikt, kombinert med en svekket krone og en dollarkurs på rundt 10. Kronesvekkelsen vil kompensere noe for den lave oljeprisen. Gassprisen her vil stige opp mot 1,8 NOK/Sm<sup>3</sup> i 2023 (tilsvarende 4,7 USD/MMBtu reelt), som Rystad Energy mener representerer et gulv for langsiktig gasspris.

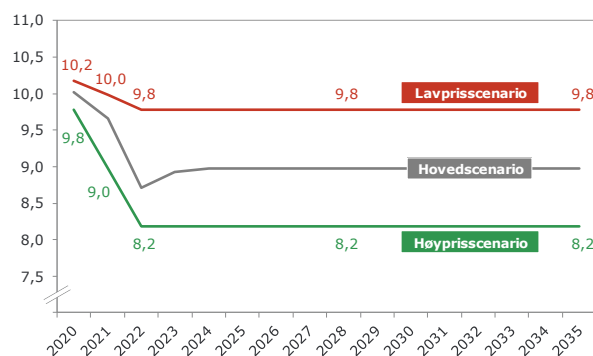
Høyprisscenarioet kan representere en fremtid der etterspørselen etter olje og gass kommer tilbake på langsiktig trend fra før koronaepidemien, fornybartransisjonen tar lengre tid og tilbudet av olje og gass blir begrenset som følge av lavere eller utsatte investeringer. Her øker oljeprisen til 80 USD/fat reelt på lang sikt, kombinert med styrket krone og en dollarkurs på 8,2. Kronestyrkelsen vil trekke effekten av økt oljepris noe ned. Gassprisen i dette scenarioet vil stige til 2,8 NOK/Sm<sup>3</sup> i 2023 (tilsvarende 8 USD/MMBtu reelt), som representerer et tak.

I tillegg har porteføljens verdi også blitt beregnet med en lavere og en høyere diskonteringsfaktor enn hovedforutsetningen på 7% reelt.

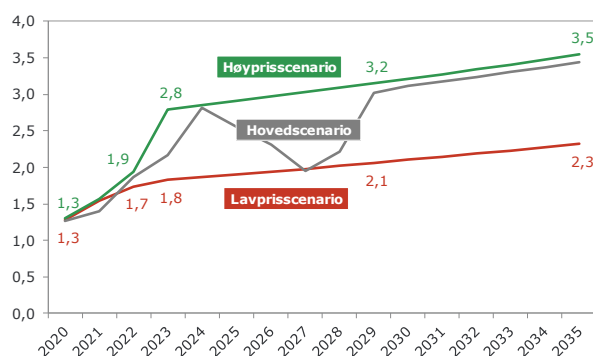
Figur 2-13: Oljeprisbaner lagt til grunn i sensitivitetsanalysen (USD/fat nominelt).



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



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



Figur 2-16 viser resultatene av sensitivitetsanalysen. Legges lave råvarepriser til grunn reduseres verdien av SDØE-porteføljen fra 1 044 mrd. kroner til 703 mrd. kroner (33% reduksjon), mens verdien øker til 1 232 mrd. kroner med høye råvarepriser (18% økning). Dersom 9% diskonteringsrente benyttes, blir verdien 906 mrd. kroner, mens med 5% vil verdien øke til 1220 mrd. kroner. Ulike alternativer gir verdier på SDØE-porteføljen fra 618 til 1433 mrd. kroner.

Trollfeltet utgjør en vesentlig del av verdien, og porteføljen er generelt gasstung. Således er gassprisen viktigere for porteføljens verdi enn oljeprisen. Antagelsene som ligger til grunn for gassprisen i vårt hovedscenario svinger mellom lav- og høyprisscenarioet frem mot 2030, men blir liggende nærmere taket for gassprisen i det lange bildet. Det betyr at vi vurderer det som større nedside enn oppside knyttet til gassprisusikkerheten fremover.

Oppsiden og nedsiden knyttet til oljeprisantagelsene er omtrent like stor, da hovedprisantagelsen ligger midt mellom høy- og lavscenarioet. I sensitivitetsanalysen varieres oljeprisen og gassprisen sammen og i samme retning. Scenarioer hvor oljeprisen og gassprisen beveger seg i motsatte retninger kan forekomme. I slike scenarioer vil porteføljens totalverdi ligge mellom ytterpunktene i sensitivitetsanalysen.

Infrastruktureiendelene utgjør 52 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 56 mrd. kroner.

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

Verdi per 01.01.2020	Lave råvarepriser	Hovedscenario	Høye råvarepriser
9% diskontering	618	906	1 073
7% diskontering	703	1 044	1 232
5% diskontering	809	1 220	1 433

### 3 UTVIKLING FRA 2018 TIL 2020

I dette kapittelet analyserer vi utviklingen fra 2018 til 2020. Vi tar først for oss kontantstrøm for årene 2018 og 2019. 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 2018 med SDØE-porteføljens verdi i 2020. I Figur 3-1 er de ulike elementene sortert, og hvert enkelt elements bidrag til verdiendring er kvantifisert.

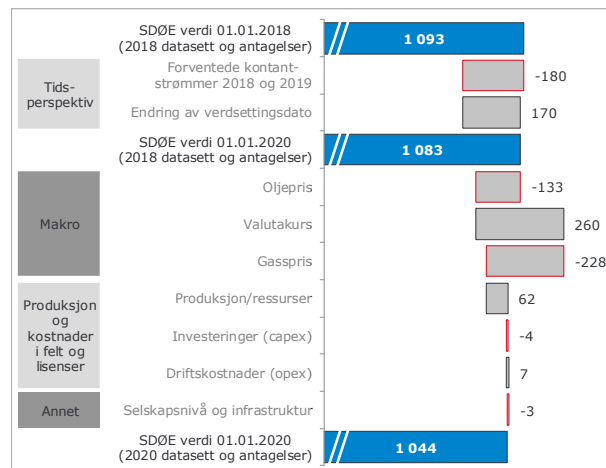
Som figuren viser, ble SDØE-porteføljens verdi i 2018 estimert til 1093 mrd. kroner, mens den nå i 2020 er estimert til 1044 mrd. kroner. I de neste underkapitlene beskrives hvert enkelt bidrag til endret verdi.

#### 3.1 Netto kontantstrøm fra SDØE-porteføljen i 2018 og 2019

Ved starten av 2018 var forventet netto kontantstrøm fra SDØE-porteføljen for 2018 og 2019 henholdsvis 105 og 87 milliarder kroner, som representerte en total nåverdi per 01.01.2018 på 180 mrd. kroner. Justert for dette, samt endring av verdsettingstidspunktet til 01.01.2020, ville forventet verdi av porteføljen vært 1083 mrd. kroner, basert på datasett og forutsetninger fra 2018.

Merk at den faktiske realiserte netto kontantstrømmen ble 120 og 96 milliarder kroner for de to årene (Petoros årsrapport 2019). Differansen mellom forventet og realisert kontantstrøm for 2018 og 2019 skyldes hovedsakelig svekkelsen i kronekursen, som resulterte i høyere råvarepriser enn forventet, målt i norske kroner.

Figur 3-1: Forandring i SDØE-porteføljens verdi fra 2018 til 2020 (mrd. kroner).



### 3.2 Endring i makroforutsetninger

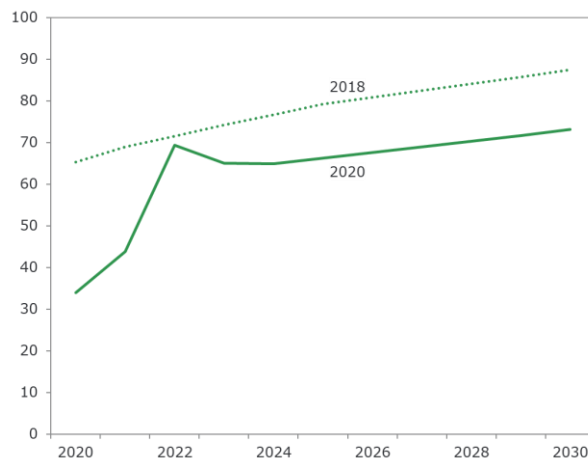
Endringer i makroforutsetninger (oljepris, gasspris og valutakurs) bidrar til en verdireduksjon på 101 milliarder kroner. I det følgende beskrives endringer fra forrige verdsettelse, mens detaljer rundt årets makroforutsetninger er beskrevet kapittel 4 og 6.

Det ble i 2018 antatt en høyere oljepris fra og med 2020 sammenlignet med i forutsetningene som ligger til grunn i årets verdsettelse (se Figur 3-2). Spesielt er forventet oljepris for 2020 og 2021 justert vesentlig ned. Dette skyldes hovedsakelig det dramatiske fallet i etterspørselen etter olje som følge av koronaepidemien. Ettersom inntekter nært i tid er mer verdt enn inntekter på sikt, og at forventet produksjon i 2020 og 2021 er høy, har nedjusteringen av oljeprisforutsetning stor verdimessig betydning. På lengre sikt er forventningen til oljepris tatt ned fra nivåer rundt 70 USD/fat til nivåer rundt 60 USD/fat i reelle 2020-termer. Isolert sett bidrar nedjusteringen av oljeprisforutsetning til en verdireduksjon på 133 mrd. kroner.

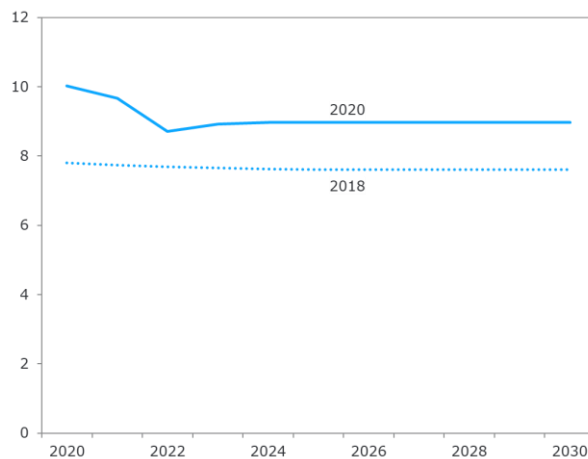
Siden 2018-verdsettingen har den norske kronen svekket seg betraktelig (se Figur 3-3). Ettersom olje primært prises i amerikanske dollar, vil inntekten i norske kroner øke dersom kronen svekkes. I 2018 ble det antatt en kroneverdi rett i underkant av 8 kroner for en amerikansk dollar, mens det i årets verdsettelse antas å koste nesten 10 kroner for en amerikansk dollar i 2020 og 2021, og omtrent 9 kroner fra 2023. Isolert sett øker kronesvekkelsen verdien på SDØE-porteføljen med 260 mrd. kroner.

Gassprisforutsetningene er i likhet med oljeprisforutsetningene justert ned fra 2018-verdsettingen på kort og mellomlang sikt (se Figur 3-4). Isolert sett bidrar nedjusteringen av gassprisforutsetning til en verdireduksjon på 228 mrd. kroner.

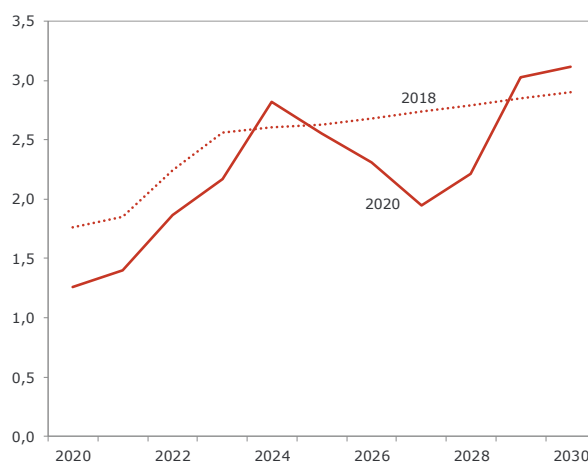
Figur 3-2: Sammenligning av 2018- og 2020-forutsetningene for fremtidig oljepris (USD/fat oljeekvivalent nominelt).



Figur 3-3: Sammenligning av 2018- og 2020-forutsetningene for fremtidig valutakurs (NOK/USD).



Figur 3-4: Sammenligning av 2018- og 2020-forutsetningene for fremtidig gasspris (NOK/Sm<sup>3</sup> nominelt).





### 3.3 Endring i forventet produksjon og forventede kostnader

Siden verdsettingen i 2018 har ressursgrunnlaget i SDØE-porteføljen endret seg. I tillegg til oppdatert teknisk forståelse av reservoarene, vil endret ressursgrunnlag føre med seg endringer i forventet fremtidig produksjon. Siden forrige verdsetting har 252 mill. nye fat blitt modnet frem til RK 1-5. Totalt sett sank totale ressurser i RK 1-5 med 15%, ettersom produksjonen oversteg ressurstilveksten.

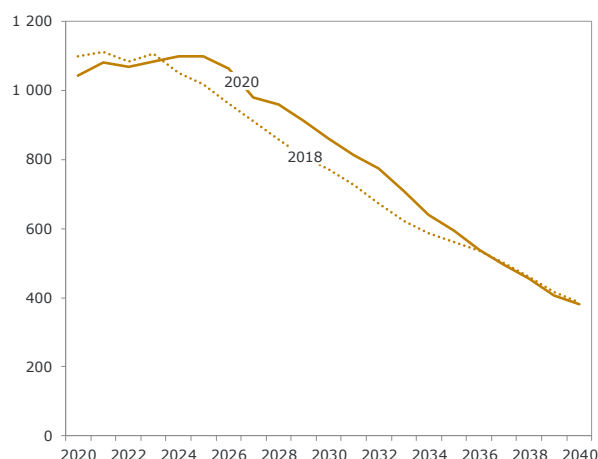
Figur 3-5 sammenligner hva forventningen til fremtidig produksjon fra SDØE-porteføljen var i 2018 med forventningene som ligger til grunn for årets verdsetting. På kort sikt (2020-2023) er produksjonen justert noe ned. Dette skyldes blant annet utsettelsene i Martin Linge-prosjektet, og lavere forventet produksjon fra flere felt som f.eks. Oseberg, Åsgard, Gullfaks, Kvitebjørn og Maria. Etter 2023 er produksjonsestimatene høyere enn de var 2018. Dette skyldes i stor grad økt produksjon på Troll-feltet ettersom Troll fase 3 har blitt sanksjonert. Isolert sett bidrar økte produksjonsvolumer med 62 mrd. kroner økt verdi i 2020-verdsettingen.

Figur 3-6 viser at estimatene for totale fremtidige investeringer i oppstrømsporteføljen er mer eller mindre uendret i årets verdsetting sammenlignet med verdsettingen i 2018. Dette gjenspeiles i Figur 3-1 ved at den marginale økningen i fremtidige investeringer kun reduserer porteføljens verdi med 4 mrd. kroner.

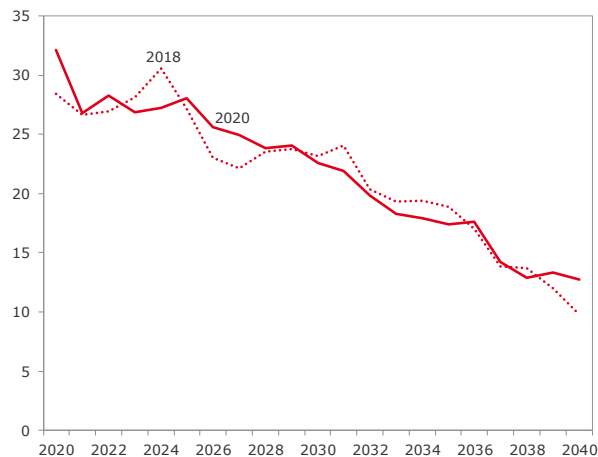
Forventningen til fremtidige driftskostnader i oppstrømsporteføljen er, i likhet med investeringer, relativt lik i 2020-verdsettingen som den var i 2018 (Figur 3-7). Totale fremtidige driftskostnader noe lavere i årets verdsetting, noe som isolert sett bidrar til 7 mrd. kroner økt porteføljeverdi.

Totalt sett bidrar endrede estimater for fremtidig produksjon og fremtidige investeringer og driftskostnader med 65 mrd. kroner i økt verdi.

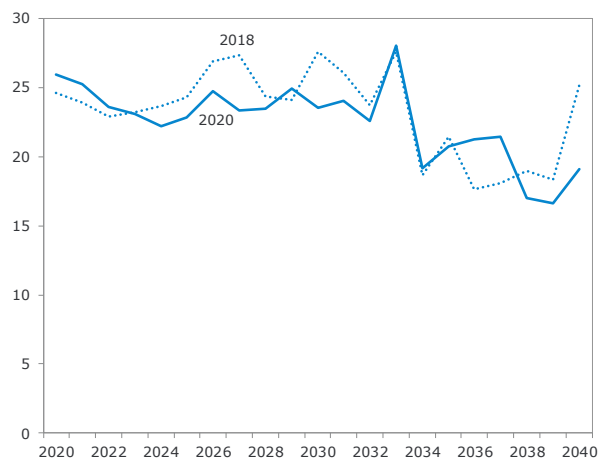
Figur 3-5: Sammenligning av 2018- og 2020-estimatene for fremtidig totalproduksjon fra SDØE-porteføljen (tusen fat o.e. per dag).



Figur 3-6: Sammenligning av 2018- og 2020-estimatene for fremtidige investeringer i SDØEs oppstrømsportefølje (mrd. kroner nominelt).



Figur 3-7: Sammenligning av 2018- og 2020-estimatene for fremtidige driftskostnader i SDØEs oppstrømsportefølje (mrd. kroner nominelt).



### 3.4 Utvikling for de viktigste feltene

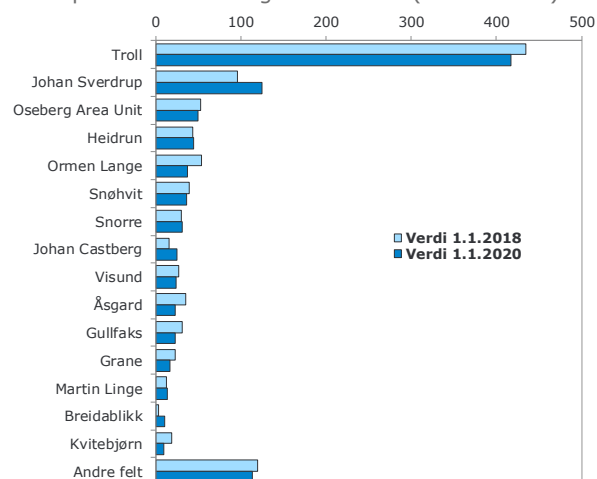
I Figur 3-8 er de 15 mest verdifulle feltene i 2020 vist, med tilhørende verdi som beregnet per 01.01.2018 og 01.01.2020. Forskjellen i verdi mellom de to tallene vil reflektere alle mulige årsaker til verdiendring, slik som forskjellig verdsettingstidspunkt, makroforutsetninger, produksjon og kostnader.

Figuren viser at feltene jevnt over synker i verdi. Dette er som forventet for felt som ikke har fått oppgradert ressursanslaget eller akselerert produksjonen siden forrige verdsetting, ettersom to år med produksjon er tilbakelagt. Samtidig vil felt med oppgradert ressursanslag og/eller akselerert produksjon også kunne synke i verdi dersom oppgraderingen ikke veier opp for de negative endringene i makroforutsetningene.

Troll-feltet, som er SDØE-porteføljens klart mest verdifulle eiendel, har sunket noe i verdi til tross for ressursanslaget har økt, og at det er forventet mer produksjon nært i tid. Med makroforutsetningene fra 2018 ville Troll-feltet sett en økning i verdi.

Johan Sverdrup-feltet har fått økt verdi til tross for svakere makroforutsetninger ettersom det i 2018 fremdeles gjenstod to år før forventet produksjonsstart. I tillegg kom produksjonen tidligere i gang og ressursanslaget har økt.

Figur 3-8: De 15 mest verdifulle feltene i 2020, med verdi per 01.01.2018 og 01.01.2020 (mrd. kroner).



### 3.5 Oversikt verdiendring

I Figur 3-9 presenteres forskjellen i utregnet verdi i 2018 og 2020 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 verdireduksjon på 49 milliarder kroner på SDØE-porteføljen fra 2018 til 2020.

Den største verdireduksjonen 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 negative påvirkningen av lavere makroforutsetninger i størst grad påvirke porteføljens totalverdi gjennom felt.

Verdien av ressurser i funn har økt med 20 mrd. kroner siden 2018. Denne økningen er en kombinasjon av at vi i 2020 har kommet nærmere eventuell produksjon fra flere av funnene, samtidig som det er modnet frem flere funn, deriblant Breidablikk, Linnorm og Grosbeak.

Verdien på leteporteføljen er verdsatt lavere i 2020 enn i 2018. Totalt er det en netto nedgang på 3 milliarder kroner for leting. Dette skyldes en kombinasjon av lavere forventet leteaktivitet, mindre funnvolumer og lavere langsiktig oljepris.

Verdien knyttet til andre elementer (infrastruktureiendeler og selskapselementer) er redusert med 12 mrd. kroner fra 2018 til 2020. Reduksjonen i total verdi skyldes hovedsakelig lavere verdi på Nyhamna og Vestprosess.

Figur 3-9: Endring i SDØE-porteføljens verdi fra 2018 til 2020, fordelt på eiendelstype (mrd. kroner).

	Verdi av SDØE i 2018	Verdi av SDØE i 2020	Verdiendring
Felt	1 001	948	-53
Funn	31	51	20
Leting	5	2	-3
Andre elementer	55	43	-12
<b>Totalt</b>	<b>1 093</b>	<b>1 044</b>	<b>-49</b>

## 4 INDUSTRI TRENDER

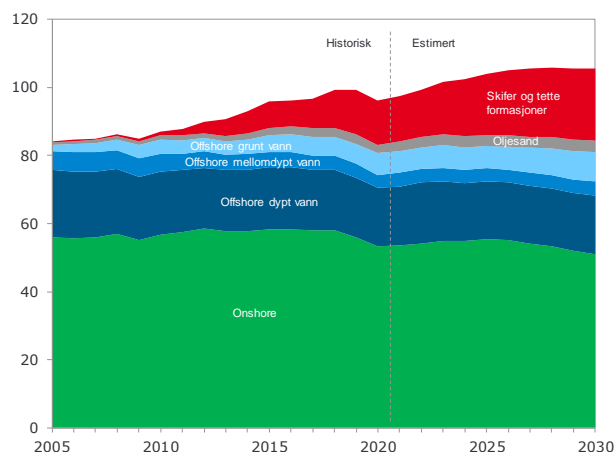
I dette kapittelet beskrives noen av trendene som er viktige for SDØE-porteføljen. Først omtales det globale oljemarkedet og balansen mellom tilbud og etterspørsel som er vesentlig for utviklingen av oljeprisen. Videre skildres fremtidig etterspørsel etter gass og prisutsiktene for det europeiske gassmarkedet. 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 verdsetting. De to påfølgende avsnittene handler om henholdsvis norsk leverandørindustri og norsk sokkels konkurransekraft i et klimaperspektiv. 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 som kan være krevende å predikere. Dette relaterer seg til både tilbudssjokk (f.eks. OPEC-beslutninger eller konflikter i Midtøsten) og etterspørselssjokk (f.eks. koronasituasjonen i 2020 eller finanskrisen i 2008).

Etter noen år med relativt stabil oljepris har koronasituasjonen skapt stor volatilitet i oljemarkedet. Etterspørselen etter oljeprodukter har falt i tråd med myndigheters restriksjoner. Spesielt forbruk av drivstoff til veitransport og luftfart har blitt kraftig redusert. Etter hvert som myndigheter begynner å lempe på restriksjonene er det å forvente at etterspørselen vil ta seg opp. Likevel er det knyttet usikkerhet til hvor fort etterspørselen igjen vil vokse. Etterspørselen etter oljeprodukter er på lengre sikt forventet å avta etter hvert som andre energikilder vil erstatte olje. En viktig driver for redusert oljeforbruk er økt bruk av elbiler globalt.

Figur 4-1: Global væskeproduksjon 2005-2030, per produksjonssegment (mill. fat o.e. per dag). Kilde: Rystad Energy Ucube.



Figur 4-1 viser global væskeproduksjon etter kilde. I 2019 var global væskeproduksjon drøyt 99 millioner fat oljeekvivalenter per dag. Bidraget fra skifer og tette formasjoner har økt betydelig, mens produksjon fra andre kilder har vært mer stabil. Fremover er det forventet at denne trenden vil fortsette. Fallet i etterspørsel som følge av koronasituasjonen har skapt reaksjoner også på tilbudssiden. I et forsøk på å redusere ubalansen i markedet har man blant annet fått et produksjonskutt fra OPEC+ på 9,7 millioner fat per dag samt betydelige kutt fra andre produsenter. Størst kutt utover OPEC+ har hittil kommet fra Canada og USA, men også Norge har besluttet å kutte i oljeproduksjonen fra juni 2020.

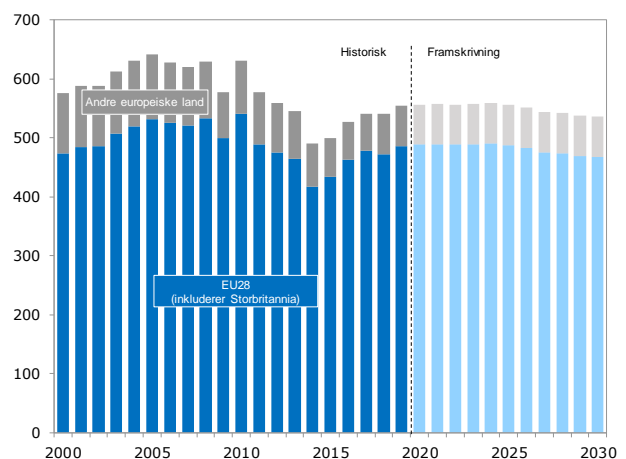
Rystad Energy sitt syn er at markedet vil trenge de neste par årene på å balansere tilbud og etterspørsel, og at oljeprisen vil styrke seg gradvis men med fortsatt volatilitet. Økte produksjonskutt utover hva som allerede er annonsert globalt kan bli nødvendig ettersom potensielt fulle oljelagre kan føre til problemer med å få solgt produsert olje i enkelte regioner. På lengre sikt er det forventet at det i et balansert marked vil være kostnaden ved ny skiferoljeproduksjon som vil være marginalprodusent og driver bak oljeprisen. Denne kostnaden er forventet å ligge rundt 60 dollar per fat i reelle 2020-termer.

## 4.2 Gassmarkedet i Europa

Etterspørselen etter naturgass i Europa var i 2019 554 milliarder kubikkmeter (Figur 4-2), en økning på 13% fra bunnen i 2014. Nær 90% av denne etterspørselen kom fra EU. Siden 2014 har gassetterspørselen i Europa økt, både på grunn av vekst i økonomien og utfasing av europeiske kjernekraftverk til fordel for gass som kilde til kraftgenerering. I tillegg falt gassprisen i 2019 drevet av stort tilbudsoverskudd i LNG-markedet etter ferdigstilling av nye LNG-anlegg, spesielt i USA.

Før koronaepidemien var det forventet en svak vekst i europeisk etterspørsel i 2020 og et relativt flatt marked mot 2025. Selv om effekten av koronaepidemien på gassmarkedet er langt mindre enn på oljemarkedet, tror vi nå på en svak nedgang sammenlignet med 2019 med gradvis utligning mot 2025. Lave gasspriser kan gjøre gass mer attraktivt til kraftgenerering enn kull, men samtidig vil konkurranse fra fornybare kilder øke.

Figur 4-2: Europeisk gassetterspørsel 2000-2020 (mrd. kubikkmeter). Kilde: Rystad Energy GasMarketCube.



Tilbudssiden i Europa kan deles opp i egenproduksjon i Europa (i 2019 ca. 23% ekskludert Norge), import fra Norge (19%), rørimport fra Russland (35%), import fra Afrika til sydlige Europa (5%), og LNG import (18%). Import av norsk gass gjennom rørledninger til Europa var i 2019 på 108 milliarder kubikkmeter og har holdt seg relativt stabil de siste 5 årene. Se Figur 4-3.

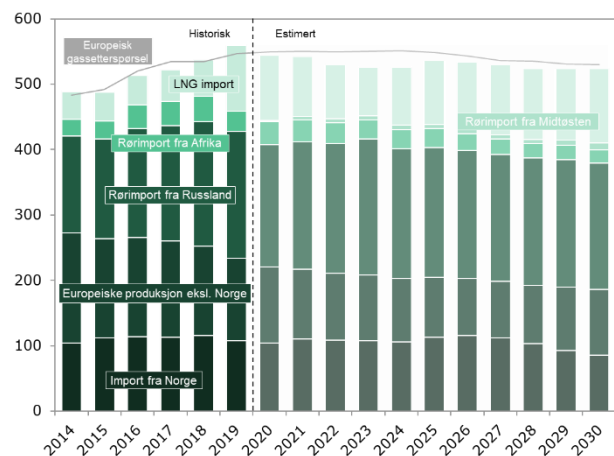
Import av LNG fra det globale markedet muliggjør fleksibel gasstilførsel i møte med variasjoner i etterspørsel. Europa vil også bli mer avhengig av økt import, både gjennom LNG og rørledninger, ettersom gassproduksjonen i kontinental-Europa er forventet å synke.

Fremover forventes det at norsk gass fortsatt vil være attraktiv og konkurransedyktig sammenlignet med andre kilder. Norsk gass produseres nært markedet, leveres gjennom etablert rørledningsinfrastruktur, gassen er ofte foretrukket av politiske grunner og produksjonen er kostnadseffektiv og i stor grad fra allerede produserende felter. Det siste året har man sett rekordlave gasspriser, men import fra Norge har vist seg å være en konkurransedyktig kilde og volumene har vært stabile. Man har sett en uvanlig markedssituasjon der rimelig LNG har vært foretrukket over russisk rørimport.

Rystad Energys hovedscenarier for gassprisutviklingen i Europa innebærer en forventning om fortsatt lave priser gjennom 2021, da det fortsatt vil være tilbudsoverskudd drevet av billig LNG-import. Deretter forventes en gradvis økning i prisene frem mot 2024, fordi etterspørselen globalt vil øke kombinert med lavere tilbud som følge av utsettelse i sanksjonering av nye LNG-prosjekter i perioden vi nå er inne i. Senere forventes en ny, men svakere nedtur mot 2026 når nye LNG-anlegg vil starte opp. Nedsiden forventes å være mindre i denne syklusen ettersom dagens markedssituasjon fører til at færre prosjekter enn tidligere planlagt vil bli sanksjonert.

En langsiktig gasspris på 2,5 NOK/Sm<sup>3</sup> reelt er lagt til grunn forutsatt et balansert marked. Et balansert marked betyr at prisen er høy nok til at det sanksjoneres nok LNG til å dekke den økende globale etterspørselen.

Figur 4-3: Europeisk gassbalanse 2014-2030 (mrd. kubikkmeter). Kilde: Rystad Energy GasMarketCube.



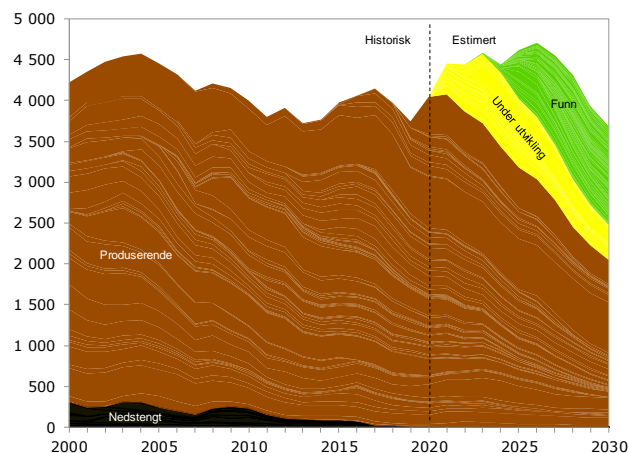
### 4.3 Norsk produksjon og ressurser

I 2018 ble det i snitt produsert 4,0 millioner fat oljeekvivalenter per dag på norsk sokkel, mens man i 2019 så en nedgang til 3,7 millioner fat oljeekvivalenter per dag (Figur 4-4). Det betyr at 2019 havnet på nivå med bunnåret 2013, som er det laveste nivået siden før 1995. Nedgangen i 2019 hadde vært enda større hadde ikke Johan Sverdrup kommet i produksjon tidligere enn forventet. Grunnen til nedgangen er få nye prosjekter som erstatning for eldre felter som har gått inn i halefase, i tillegg til lavere gassproduksjon i andre halvår drevet av lave gasspriser. Av feltene som har hatt synkende produksjon de siste årene er Ormen Lange, Åsgard, Gullfaks, Skarv og Statfjord. 53% av produserte ressurser i Norge i 2019 var gass, mens 47% var olje (inkludert NGL og kondensat).

I løpet av 2018 og 2019 kom Aasta Hansteen, Johan Sverdrup fase 1, Trestakk, Utgard, Oseberg Vestflanke, Valhall Vestflanke, Snefrid Nord og Oda i produksjon. Produksjonen vil øke de neste årene, ettersom Johan Sverdrup fase 1 etter planen skal nå platåproduksjon i løpet av første halvår 2020. Framover vil blant andre Johan Sverdrup fase 2, Martin Linge, Troll fase 3, Johan Castberg og Snorre videreutvikling prege tilveksten av ny produksjon. I årene rundt 2010 var Norge i verdenstoppen når det gjaldt offshore oljefunn, blant annet som følge av letefusjonsordningen. Etter oljeprisfallet i 2014 fulgte år med svake leteresultater på norsk sokkel, drevet av lav leteaktivitet. I 2018 og 2019 var det derimot en oppgang i både leteaktivitet og oppdagede ressurser med henholdsvis 10 og 17 funn. Dette inkluderer blant annet Hades/Iris, Frosk/Froskelår, Lille Prinsen, Balderbrå og Liatårnet. Leteboringskampanjene i Barentshavet fortsatte å levere skuffende resultater i 2018 og 2019.

Globalt sett ble det i 2018 funnet omtrent 10 milliarder fat oljeekvivalenter, mens det i 2019 ble funnet snaut 15 milliarder fat oljeekvivalenter (konvensjonelle felt). I Norge ble det i 2018 og 2019 gjort kommersielle funn på henholdsvis 377 og 440 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 2000-2030 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) har opplevd høy aktivitet gjennom 2018 og 2019. Trenden fra 2016 og 2017 med konsolidering har fortsatt, blant annet drevet av globale selskapers porteføljetilpasninger kombinert med vekst av nye aktører som ser muligheter på norsk sokkel.

Det har vært flere store fusjoner og oppkjøp de to siste årene. HitecVision-eide Point Resources og italienske ENI fusjonerte i 2018 til Vår Energi. Vår Energi sto deretter bak den største transaksjonen i perioden med oppkjøpet av ExxonMobils resterende eierandeler på norsk sokkel for 4,5 milliarder dollar. Oppkjøpet markerte slutten på en æra da ExxonMobil forlot sokkelen 52 år etter at de sto bak det første funnet av olje i produksjonslisens 001.

Perioden involverte også flere andre større selskapstransaksjoner. BASFs Wintershall og det LetterOne-eide DEA fusjonerte til Wintershall DEA. DNO fullførte oppkjøpet av Faroe Petroleum, og er dermed tilbake på norsk sokkel. Neptune Energy har også vært aktive. Først ute var kjøp av ENGIE E&P, som inkluderte operatørskap av GjØa. Deretter fortsatte Neptune med kjøp av VNG Norge. Neptune inngikk også avtale med Energean om kjøp av Edisons eiendeler i Nordsjøen, men denne avtalen ble senere kansellert.

Foruten selskapssammenslåinger og oppkjøp, var det flere kjøp og salg av eiendeler i 2018 og 2019. OKEA ble transformert gjennom kjøpet av Shells eiendeler i Draugen (inkl. operatørskap) og GjØa, etterfulgt av notering på Oslo Børs. Equinor solgte eiendeler lokalisert utenfor deres kjerneområder til Aker BP og PGNiG, og byttet eierandeler med Faroe og Lundin.

Oljeprisoppgang førte også til høyere priser og multipler bak transaksjonene. Dollar per fat for reserver kom tilbake til nivået fra perioden 2011-2014, og den implisitte oljeprisen i transaksjonene var i snitt over 70 dollar per fat i de to siste årene. 2018 markerte også et oppsving i transaksjonsmultipler relatert til funn, etter en periode med få transaksjoner etter oljeprisfallet i 2014. De få transaksjonene som ble gjennomført da gikk til lave priser, og vi så også eksempler der selskaper betalte for å frigjøre seg fra fremtidige forpliktelser.

## 4.5 Utsikter for leverandørindustrien

---

Den norske leverandørindustrien omsatte i 2019 for over 200 milliarder norske kroner. Dette var på forhånd ventet å være et toppår på grunn av ferdigstilling og igangsetting av Johan Sverdrup-feltet. Mangelen på store prosjekter og synkende produksjon vil på lengre sikt gå negativt utover leverandørindustrien på norsk sokkel. Det er derfor ventet at aktiviteten framover ikke vil kunne nå nivået fra 2019, som var det beste året siden oljeprisfallet i 2014.

Koronapandemien vil kunne få store negative konsekvenser for leverandørbransjen på kort sikt. Kutt i investeringer på 20-25% i snitt i 2020 blant oljeselskapene har allerede ført til permitteringsvarsler, permitteringer og planer om kraftig nedbemanning i noen selskaper. Plattformsegmentet og prosjekteringstjenester er hardt rammet. For å kutte kapitalutgifter på kort sikt er nye utbygginger satt på vent, det forventes utsettelse på planlagt infill-boring, og oppstarten på allerede sanksjonerte prosjekter vil bli utsatt. Sistnevnte effekt er ikke observert i tidligere nedgangskonjunkturer, og illustrerer hvor alvorlige trusler koronapandemien har skapt for industrien. Tidlig i juni 2020 ble regjeringen og opposisjonen på Stortinget enige om midlertidige endringer i oljeskatten, som gir oljeselskapene utsettelse i skattebetalingen. Målet er å motvirke effektene beskrevet over og sørge for fortsatt høyt aktivitetsnivå for leverandørindustrien.

På lengre sikt forventes det at fornybarsegmenter som offshore vind vil bidra til økt aktivitet for leverandørene på norsk sokkel. I tillegg til fornybar energi kan også ny teknologi knyttet til karbonfangst og lagring skape spennende behov for leverandørindustrien.



#### 4.6 Norsk sokkel i et klimaperspektiv

Fossile energikilders skadelige virkning på klimaet har siden forrige verdsettning i 2018 fått enda mer oppmerksomhet. Nye reguleringer for å bremse de globale utslippene etableres stadig, og et økende antall aktører forsøker å bidra til mindre bruk av olje og gass.

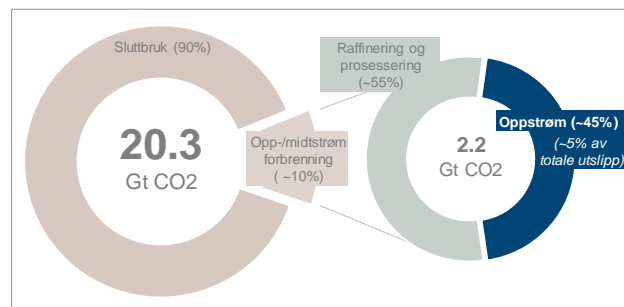
Overgang til lavutslippssamfunnet, det såkalte grønne skiftet, vil kunne påvirke produsenter av olje og gass på flere måter. Lavere etterspørsel kan bety lavere priser som vil gi produsentene lavere inntjening og kontantstrøm. Dette gir mindre kapital til nye investeringer. Lavere priser vil også kunne føre til tidligere nedstengning av halefelt, og at færre prosjekter blir lønnsomme. En annen måte er gjennom diskriminering av produksjon med høy CO<sub>2</sub>-intensitet som følge av reguleringer, for eksempel økt CO<sub>2</sub>-avgift. Økt finansieringskostnad, som følge av at investorer søker investeringer med lavt CO<sub>2</sub>-avtrykk, er en annen trend. Norges Banks beslutning i mai 2020 om å ekskludere enkeltelskaper med høyt utslipp av klimagasser fra Statens pensjonsfond utland er et eksempel på dette.

Norsk sokkel anses som robust i et scenario hvor lavere etterspørsel etter olje og gass senker prisene. Driftsmarginen ved majoriteten av norske felter er god, og oljeprisen må således bli svært lav før feltene stenger ned. Effekten av lavere priser vil være størst for sanksjonering av nye prosjekter.

Litt over halvparten av verdens samlede CO<sub>2</sub>-utslipp stammer fra forbrenning av olje og gass. Aktiviteter knyttet til oppstrøms produksjon av olje og gass utgjorde ca. 5% av dette (se Figur 4-5). Fra et klimaperspektiv er det derfor meningsfullt å sørge for at oljen og gassen blir produsert der utslippene per enhet produsert (*CO<sub>2</sub>-intensitet*) er lavest.

Dersom overgangen til lavutslippssamfunnet fører til at kostnaden ved CO<sub>2</sub>-utslipp i produksjonen av olje og gass øker, vil produsenter med lav CO<sub>2</sub>-intensitet ha et konkurransemessig fortrinn. Figur 4-6 viser en oversikt over snittintensiteten i ulike land.

Figur 4-5: Estimerte globale CO<sub>2</sub>-utslipp knyttet til forbrenning av olje og gass i 2018. Kilde: Rystad Energy EmissionsCube.



Norsk olje- og gassproduksjon kommer best ut i denne oversikten over de ti største produserende nasjonene. Fokuset på utslipp har vært høyt i Norge over lang tid. Her kan den særnorske CO<sub>2</sub>-prisingen som ble innført på tidlig 1990-tall trekkes frem samt forbudet fra 1970-tallet mot gassfakling på norsk sokkel. Produksjon på norsk sokkel er derfor godt posisjonert dersom kostnaden ved utslipp i produksjon øker.

I denne sammenheng er det verdt å nevne at hel- og delelektrifiserte felt på norsk sokkel har vesentlig lavere CO<sub>2</sub>-intensitet enn snittet på norsk sokkel. Johan Sverdrup og Troll, som til sammen utgjør over halvparten av verdien i SDØE-porteføljen, er to eksempler på elektrifiserte felt som er spesielt robuste i et lavutslippsscenario.

Figur 4-6: Oversikt over CO<sub>2</sub>-intensitet i produksjonen av olje og gass for verdens ti største olje- og gassprodusenter i 2018. Kilde: Rystad Energy EmissionsCube.

Land	CO <sub>2</sub> -intensitet (kg/fat o.e.)	Total produksjon (Mill. fat o.e. per dag)
Norge	7	4,0
UAE	7	4,8
Qatar	9	4,5
Saudi Arabia	10	13,2
USA	12	31,5
Russland	14	23,1
Kina	16	6,9
Iran	21	8,4
Irak	31	5,0
Canada	39	8,2

#### 4.7 SDØE i forhold til industrien

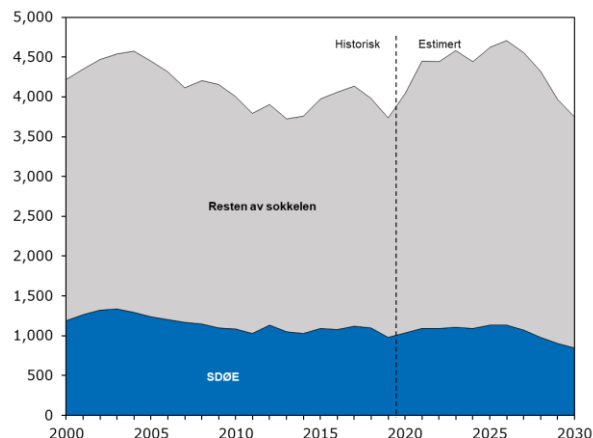
I Figur 4-7 er produksjonen til SDØE-porteføljen sammenstilt med den totale produksjonen på norsk sokkel fra 2000-2030. SDØE-porteføljen sin andel av norsk produksjon i 2019 var 26%. Equinors andel var 33%, og Majors' (Shell, Total, ConocoPhillips og Vår Energi (ENI eier 69,6%)) andel var 19%. De resterende 22% 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 2025. Equinors andel i samme periode forventes svakt økende. Dette har sammenheng med SDØEs lavere relative eksponering mot Johan Sverdrup og kommende Johan Castberg, sammenlignet med Equinor. Majors' andel av totalproduksjon er beregnet å synke, fra 19% i 2019 til 17% i 2025, til tross for at både Total, ConocoPhillips og Vår Energi forventes å øke produksjonen. De resterende selskapene vil da representere en økt andel av produksjonen på 23% i 2025. Selskapene med størst produksjon i 2025 i denne kategorien er Aker BP, Lundin Petroleum, Wintershall DEA og OMV.

Sammenligner vi SDØE med Equinor og Majors, er SDØE-porteføljen den nest mest gassdominerte (65% av produksjonen i 2019) etter Shell (82% gass). Equinor vil bli mindre vektet mot gass framover, fra 58% i 2019 til 48% i 2025, godt hjulpet av full produksjon på Johan Sverdrup. Etter at Johan Sverdrup går av platå i 2026 er Equinors portefølje forventet å øke mot gass. SDØE-porteføljen er også forventet å redusere sin andel gass noe fremover.

På norsk sokkel har man sett de senere årene at de fleste selskapene modner fram prosjektene til en balansepris på rundt 35 til 40 dollar per fat før investeringsbeslutningen tas. Utviklingen har vært at selskapene på norsk sokkel har stort fokus på kostnadsbesparelser og også ønsker en bedre margin mellom oljeprisen og balanseprisen for å sikre at prosjektene vil være lønnsomme også på lavere priser. Trenden har ført til at flere prosjekter som tidligere har vært ulønnsomme har blitt modnet frem til lavere balansepris og vedtatt utbygd.

Figur 4-7: 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. 28 prosjekter er trukket fram for årene 2018 og 2019. Initiativene inkluderer engasjement i forhandlinger rundt tredjepartsavtaler, aktiv deltakelse i valg av utbyggingsløsninger for funn, modning av nye brønnmål på produserende felt, planlegging og oppgradering av dreneringsstrategier, aktivt engasjement for å ta i bruk ny teknologi og kontroll av mottatte kontantstrømmer fra petroleumsvirksomheten.

Bidragene viser at Petoro har fokus på verdimaksimering på lang sikt i forbindelse med et aktivt engasjement fram mot investeringsbeslutninger på nye funn. De har utredet strategier for å muliggjøre tidlig oppstart

og kostnadsbesparelser i forbindelse med nye utbygginger. I forbindelse med levetidsforlengelser står også verdimaksimering sentralt i Petoros arbeid. Dessuten har Petoro tatt til orde for bruk av ny teknologi og digitalisering for økt utvinning 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 28 prosjektene/initiativene er i området 16 til 26 milliarder NOK. Det bør presiseres at anslaget er usikkert og er basert på Petoros egen dokumentasjon, og ikke inneholder eventuelle negative merverdibidrag i perioden. Merverdibidraget knyttet til investeringsbeslutningen på Troll fase 3 er det klart største prosjektet og også hovedårsaken til at det totale merverdibidraget er ekstraordinært høyt i årets rapport.

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 1.1.2018 (verdi var da 1093 mrd. kroner). Rystad Energys verdsetting i 2020 er noe lavere. Dette skyldes hovedsakelig endrede makroforutsetninger. 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 koronaepidemien inntil mai 2020 er tatt hensyn til i makroforutsetningene.

Salgspris for NGL er satt til 70% 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 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: 8,1 kroner i 2018 og 8,8 kroner i 2019.

Der historisk inflasjon er brukt, for eksempel ved sammenlikning av reelle tidsserier i 2018 og 2019, er SSBs inflasjonsindeks brukt. I 2018 og 2019 var inflasjonen på henholdsvis 2,77% og 2,18%. Antatt inflasjon fremover er 2,0% (Norges Banks inflasjonsmål). En reell diskonteringsrate på 7% er brukt i beregningen av nåverdier (tilsvarende 9,14% nominelt). Når kontantstrømmene diskonteres er de antatt å forekomme i midten av hvert år.

I tillegg til hovedscenarioet, har porteføljens verdi derfor 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 1.1.2020 i RNB 2019, med andre ord uten effekter av koronaepidemien. Regjeringens vedtak i april 2020 om produksjonsreguleringer for å bidra til raskere stabilisering av oljemarkedet er kjent men ikke tatt hensyn til i verddivurderingen. 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 igjen er Revidert nasjonalbudsjett (RNB), for henholdsvis 2018 og 2020. 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 verdsetningen 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 risikojustert 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 2020-estimat for fremtidige investeringer i SDØE-porteføljen sammen med det ujusterte datagrunnlaget mottatt fra Petoro/RNB (merket RNB2020), tidligere års estimater, og faktiske investeringer. Som en ser er effekten av justeringene Rystad Energy gjør 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 6-1: Fremtidige råvarepriser og valutakurs benyttet i verdsetningen per 1.1.2020.

	Oljepris USD/fat nom	Gasspris USD/MMBtu nom	Valutakurs USD/NOK	Oljepris NOK/fat nom	Gasspris NOK/sm <sup>3</sup> nom
2020	34,0	3,3	10,0	340,7	1,3
2021	43,8	3,8	9,7	423,1	1,4
2022	69,3	5,7	8,7	604,1	1,9
2023	65,0	6,4	8,9	580,7	2,2
2024	64,9	8,3	9,0	583,2	2,8
2025	66,2	7,5	9,0	594,9	2,6
2026	67,6	6,8	9,0	606,8	2,3
2027	68,9	5,7	9,0	618,9	1,9
2028	70,3	6,5	9,0	631,3	2,2
2029	71,7	8,9	9,0	643,9	3,0
2030	73,1	9,1	9,0	656,8	3,1
2030+	Inflasjonsjustert med 2,0%	Inflasjonsjustert med 2,0%	9,0	Inflasjonsjustert med 2,0%	Inflasjonsjustert med 2,0%

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

