



RYSTAD ENERGY

VERDIVURDERING AV STATENS DIREKTE ØKONOMISKE ENGASJEMENT (SDØE), 2018

Offentlig rapport, 12. juni 2018



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 Energy's egen uavhengige verdianalyse av SDØE-porteføljen. Til analysen er det benyttet data fra Petoro og Olje- og energidepartementet i tillegg til Rystad Energy's 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

INNHOOLD

Innhold	2
Sammendrag	3
Summary	4
1 Innledning	5
1.1 Om mandatet	5
1.2 SDØE og Petoro	5
1.3 Hvilke eiendeler som verdsettes.....	6
2 Verdi av SDØE-porteføljen i 2018	7
2.1 SDØE porteføljeværdi	7
2.2 Oppstrømseiendeler	8
2.3 Andre elementer	12
3 Utvikling fra 2016 til 2018	13
3.1 Netto kontantstrøm fra SDØE i 2016 og 2017	13
3.2 Endring i makroforutsetninger	14
3.3 Endring i produksjon og kostnader	14
3.4 Utvikling for de viktigste feltene.....	15
3.5 Oversikt verdiendring	16
3.6 Sensitiviteter rundt verdi.....	17
4 Industritrender	18
4.1 Det globale oljemarkedet	18
4.2 Kostnadsutvikling i industrien	19
4.3 Gassmarkedet i Europa	19
4.4 Norsk produksjon og ressurser	20
4.5 Transaksjonsmarkedet.....	21
4.6 SDØE i forhold til industrien	22
5 Petoros merverdibidrag	24
6 Metodikk og datakilder	25
6.1 Forutsetninger på makronivå	25
6.2 Forutsetninger på feltnivå	25

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 1.1.2018.

SDØE-porteføljen har siden forrige verdivurdering per 1.1.2016 opplevd to år med lave olje- og gasspriser, nedgang i produksjon, men også reduserte kostnader. Netto kontantstrømmer fra SDØE har vært henholdsvis 66 og 87 milliarder kroner for 2016 og 2017.

Per 1.1.2018 er SDØE-porteføljen verdsatt til 1093 milliarder norske kroner. 92% av dette er fra felt, hvor Troll, Johan Sverdrup, Ormen Lange og Oseberg er de viktigste, 3% er fra funn, hvor Wisting er det viktigste funnet, 0,5% er fra leting og 5% er fra infrastruktur og andre elementer, hvor Gassled er den viktigste eiendelen. For porteføljen av felt, funn og leteareal er omtrent 76% av verdien fra Nordsjøen, resten er fra Norskehavet og Barentshavet. Rundt 70% av verdien kommer fra kontantstrømmer de neste 10 årene, mens resten av verdien er knyttet til kontantstrømmer etter denne perioden. Troll-feltet utgjør hele 40% av verdien.

Verdien av SDØE-porteføljen har økt med 283 milliarder kroner fra 2016 til 2018. Økningen kan forklares av endrede makroforhold og endrede forventninger om produksjon, investeringer og driftskostnader. Endring av Rystad Energy sine makroforutsetninger har resultert i en liten netto økning i porteføljens verdi tross en nedjusteringen av oljeprisbanen. Verditapet grunnet oljeprisen blir delvis oppveid av en svakere valutakurs, samt et mindre bidrag fra en økt gassprisbane. Oljeprisfallet bunnet ut i 2016 etter at fallet startet i 2014, siden 2016 har oljeprisen steget. Sterkere etterspørsel etter olje og produksjonskutt fra OPEC og Russland har drevet oljeprisen oppover, mens den har blitt dempet av skiferprodusenters evne til å øke produksjonen. Produksjonskostnaden fra den globale porteføljen med oljereserver har gjennom

det nylige oljeprisfallet falt jevnt over, hvilket betyr at etterspørselen etter olje blir møtt på et lavere kostnadsnivå enn tidligere antatt. Denne effekten kan eksemplifiseres med Johan Sverdrup og Johan Castberg som har blitt modnet frem som særdeles robuste reserver med en betydelig lavere balansepris enn tidligere beregnet. Det er lagt til grunn at en oljepris på 70 USD per fat (reelt 2018) holder for å møte etterspørselen i 2025, gitt videre produksjonskutt fra OPEC og Russland. I likhet med gassprisen, er det forventet en mindre nedgang i oljeprisen i 2019 og 2020 grunnet overtillbud. I motsetning til oljeprisen er det forventet at gassprisen skal øke frem mot 2025. Selv om SDØE-porteføljen er svært gassdominert vil verdiøkningen fra den oppjusterte gassprisforventningen være begrenset.

Norsk olje og gass konkurrerer i et globalt marked i større grad enn før med inntoget av LNG, som har økt den geografiske mobiliteten til gass. Norsk gass er i hovedsak eksponert for det europeiske gassmarkedet hvor etterspørselen forventes å være relativt flat frem mot 2025. En viktig årsak er konkurranse fra andre energikilder som kull og fornybar (spesielt i kraftgenerering). Rystad Energy forventer at det vil være global LNG som vil være marginalleverandør og prissetter i Europa fremover. Lokal gassproduksjon i Europa vil avta og det vil være behov for høyere gasspriser for å sikre sanksjonering av tilstrekkelig LNG kapasitet.

SDØE-porteføljen sin andel av norsk produksjon i 2017 var 27%. Porteføljen er i stor grad representativ for norsk sokkel generelt, men den er vektet noe mer mot gass sammenlignet med de fleste selskapene på sokkelen. SDØE-produksjonen av olje og gass er forventet å falle fra 1,1 millioner fat oljeekvivalenter i 2017 til i underkant av 1 million i 2025 grunnet den høye eksponeringen mot produserende, eldre felt, og lavere eksponeringen mot nye, store utbygginger på norsk sokkel slik som Johan Sverdrup og Johan Castberg. Da staten ikke har eierandeler i alle funnene som vil skape vekst for sokkelen totalt sett frem mot 2025, er SDØE-porteføljens andel av produksjonen på norsk sokkel forventet å falle ned mot 23% i 2025.

SUMMARY

The Norwegian State holds direct ownership interests in oil and gas assets on the Norwegian Continental Shelf (NCS). This is called 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 1.1.2018.

The SDFI-portfolio has since the last valuation as of 1.1.2016 been subject to two years of low oil and gas prices, decreased production, but also lower costs. The SDFI net cash flows during 2016 and 2017 have been NOK 66 billion and NOK 87 billion, respectively.

The value of the SDFI-portfolio as of 1.1.2018 is estimated to be NOK 1093 billion, of which 92% is from fields, where Troll, Johan Sverdrup, Ormen Lange and Oseberg are the most important, 3% is from discoveries, with Wisting as the most important, 0.5% from risked exploration prospects and 5% from infrastructure and other elements, of which Gassled is the most important asset. Of the portfolio of fields in production, discoveries and exploration prospects, about 76% of the value is in the North Sea, the rest is from the Norwegian Sea and the Barents Sea. About 70% of the value is from cash flows from the next 10 years, whereas the remaining 30% is after this period. The Troll field represents 40% of the total value.

The value of the SDFI-portfolio has increased with NOK 283 billion from 2016 to 2018. The increase is explained by change in macro assumptions and changed expectations to production, investments and operational costs. The change in Rystad Energy macro assumptions have resulted in a small net increase in the portfolio value, despite the decrease in the future oil price assumption. The loss of value caused by the lower oil price strip is countered by a weaker currency assumption, as well as a positive contribution from the increased gas price assumption. The oil price drop hit a trough in 2016 after starting its decline in 2014, since 2016 the oil

price has increased. Stronger demand for oil and production cuts by OPEC and Russia have driven the price higher, a steeper rebound only dampened by shale oil's capacity to increase production.

The cost-of-supply of the global portfolio of oil reserves has decreased throughout the recent oil price downturn, resulting in oil demand being met at a lower price point than previously assumed. This effect can be exemplified by Johan Sverdrup and Johan Castberg which have been matured with considerably lower breakevens than previously calculated. It is assumed that an oil price around 70 USD per barrel (real 2018) is sufficient to meet the demand in 2025, given continuing production cuts from OPEC and Russia. Both oil and gas prices are expected to see a decrease over the next couple of years due to oversupply. Unlike the oil price, the gas price is expected to increase towards 2025.

Norwegian oil and gas is competing in an international market now more than ever with the introduction of LNG, which has increased the geographical mobility of gas. Norwegian gas is primarily exposed to the European gas market, where demand is expected to remain relatively flat towards 2025. One important factor is the competition from other energy sources like coal and renewables (especially in power generation). Global LNG is expected as the marginal supplier and price driver going forward. Decline in domestic gas production in Europe will require higher gas prices in order to enable sanctioning of new LNG-capacity.

The SDFI-portfolio's share of NCS production was 27% in 2017. The portfolio is to a large extent representative for the NCS in general, but is more exposed to gas than typical asset portfolios of other companies on the NCS. The production of oil and gas is expected to decrease from 1.1 million barrels of oil equivalents per day in 2017 to a level of one million barrels of oil equivalents per day towards 2025, after which a gradual decline is likely. SDFI is not fully exposed to all of the discoveries that are expected to drive growth for the NCS towards 2025. As a result, SDFI's share of total NCS production is expected to decrease to 23% in 2025.

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

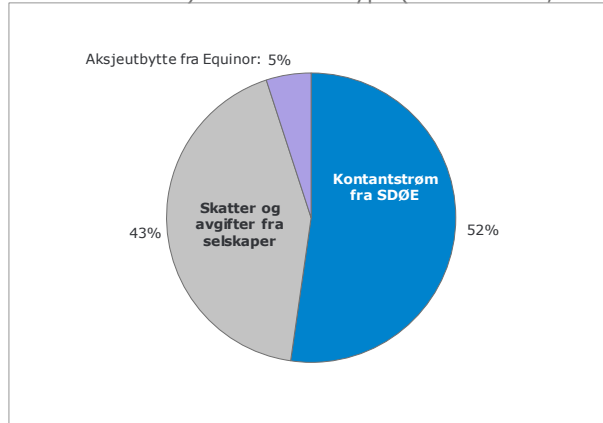
SDØE-porteføljen har blitt verdsatt jevnlig siden 2003. Førrige rapport kom i 2016 og tok for seg verdsetting for de to tidspunktene 2016 og 2014. Staten, ved Olje- og energidepartementet, har engasjert Rystad Energy for å gjøre en ny verdsetting, nå for 2018. Mandatet inkluderer analyse og valg av input-data, valg av prisforutsetninger, verdsetting, utvikling i verdi fra 2016 til 2018, og beskrivelser av endringer i porteføljen. I tillegg skal det gjøres en vurdering av Petoros merverdibidrag til verdiskaping i SDØE 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 har inntekter fra petroleumsvirksomheten gjennom skatter og avgifter betalt av olje- og gasselskapene og utbytte fra Equinor. I tillegg eier staten andeler i utvinningstillatelser og interessentskap direkte. Dette bidrar til inntekter til staten, samtidig som staten dekker sin andel av kostnadene. Dette kalles statens direkte økonomiske engasjement, forkortet til SDØE. Disse 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. Petoros rolle er å være rettighetshaver på vegne av staten, det vil si å representere staten i diskusjoner og beslutninger i interessentskapet.

Ved å verdsette SDØE-porteføljen synliggjøres hvilke verdier staten eier og hvordan disse forvaltes. I 2017 var statens petroleumsinntekter på 168 milliarder kroner. Av dette utgjorde netto kontantstrøm fra SDØE 87 milliarder kroner, eller 52%. Skatter og avgifter fra selskaper 43% og aksjeutbytte fra Equinor 5%, se figur 1.1.

Figur 1.1: Statens petroleumsinntekter i 2017 (168 milliarder kroner) etter inntektstype (Kilde: Petoro, SSB)



1.3 Hvilke eiendeler som verdsettes

SDØE består av en oppstrømsportefølje og infrastruktureiendeler. Ved verdsettingen skal det i tillegg inkludere noen selskapselementer. Figur 1.2 viser en mer detaljert oversikt over hva som verdsettes.

Oppstrømsporteføljen består av felt, funn og leteareal. 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. I leteareal kan mulige fremtidige letebrønner resultere i nye funn og det riskede bidraget fra slik leting er inkludert. I tillegg til denne inndelingen av oppstrømsporteføljen vil hver enkelt av disse eiendelene ha ressursene klassifisert i ulike ressursklasser, se figur 1.3. Disse kategoriseres i ressursklasse (RK) 1-8 etter modenhet på ressursene. RK 1-3 er reserver i felt (besluttet), RK 4-7 er betingende ressurser (ikke besluttet) og RK 8 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 altså 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 tildelt per 1.1.2018. Det vil si at nye SDØE-andeler etter dette ikke er tillagt noen verdi ved denne verddivurdringen (f.eks. TFO 2017).

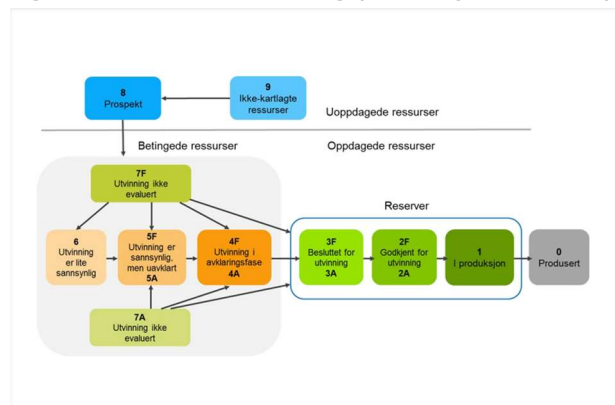
Infrastrukturdelen består av 17 eiendeler. Den viktigste delen er Gassled, det norske systemet for transport og prosessering av gass, hvor SDØE eier 46,697%. De andre eierne består av utenlandske investorer (37%) og oppstrøms-selskaper (11%, hvorav Equinor har 5%). Andre eksempler på infrastruktureiendeler er oljerør fra Troll til Mongstad, Haltenpipe som transporterer gass fra Heidrun til Tjeldbergodden og Polarled som skal transportere gass fra Norskehavet til Nyhamna.

Andre elementer på selskapsnivå som tas med i verdiberegningen er Petoros bevilgede budsjett og kostnader til Equinor forbundet med markedsføring og salg av SDØEs gass.

Figur 1.2: Oversikt over eiendeler som verdsettes

	Antall eiendeler	Ressursklasser	Eksempler
Felt	34 produserende 4 under utbygging	RK 1-7	Troll, Ormen Lange Johan Sverdrup, Martin Linge
Funn	63	RK 4-7	Wisting, GRAND og Linnorm
Leting	184	RK 8	PL659 og PL857 i Barentshavet
Andre elementer	17 infrastruktureiendeler (Gassled, Nyhamna, Haltenpipe, Polarled) 2 selskapselementer (Petoros bevilgede budsjett og kostnader til markedsføring og salg av gass)		

Figur 1.3: Ressursklassifisering (Kilde: Oljedirektoratet)



2 VERDI AV SDØE-PORTEFØLJEN I 2018

I dette kapitlet presenteres verdien av SDØE-porteføljen slik den er beregnet per 1.1.2018.

2.1 SDØE porteføljeverdi

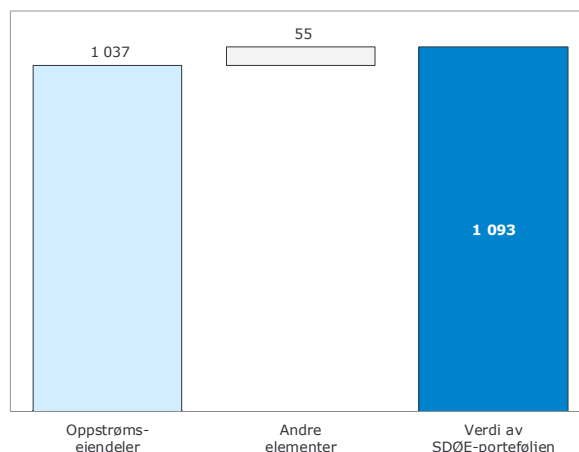
I oppbyggingen av verdien er det to hovedelementer: Oppstrømseiendeler og andre elementer (infrastruktureiendeler og selskapselementer). Totalt er statens eiendeler i SDØE verdsatt til 1093 milliarder norske kroner per 1.1.2018. I figur 2.1 er de to hoveddelene av porteføljeverdien synliggjort. Verdsattelsen 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 porteføljeverdien utgjør oppstrømseiendeler (felt, funn og leteareal) 1037 milliarder kroner. Andre elementer er verdsatt til 55 milliarder kroner. I de neste delkapitlene vil SDØE-porteføljen bli ytterligere beskrevet.

Figur 2.2 viser hvilken oljepris, dollarkurs og gasspris som er lagt til grunn for verdivurderingen. Se ellers kapittel 4 Industritrender og kapittel 6 Metodikk og Datakilder for ytterligere informasjon knyttet til forutsetningene.

Figur 2.1: Oppbygging av SDØE verdi som verdsatt 1.1.2018 (mrd kroner)



Figur 2.2: Olje- og gassprisforutsetninger for verdsetting 2018

	Oljepris USD/fat nom	Valutakurs USD/NOK	Gasspris NOK/sm ³ nom
2018	71,00	7,54	1,87
2019	68,00	7,69	1,67
2020	65,00	7,81	1,76
2021	69,00	7,74	1,85
2022	72,00	7,70	2,24
2023	74,00	7,66	2,56
2024	77,00	7,63	2,60
2025	79,00	7,60	2,63
2025+	Inflasjonsjustert med 2,0%	7,60	Inflasjonsjustert med 2,0%

2.2 Oppstrømseiendeler

Av oppstrømseiendelene bidrar felt med den klart største verdien på 1001 milliarder kroner. De åtte største feltområdene; Troll, Johan Sverdrup, Ormen Lange, Oseberg, Heidrun, Snøhvit, Åsgard og Gullfaks bidrar med rundt 80% av verdien fra felt (figur 2.3).

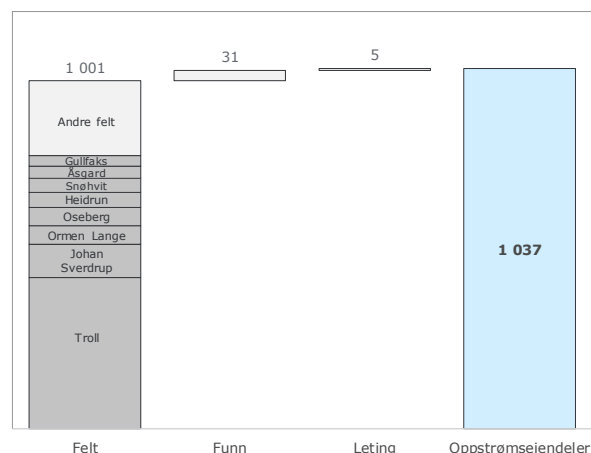
Siden 2016 har Johan Castberg og Snorre levetidsforlengese (Snorre Expansion Project) blitt modnet fram til ressursklasse 3, hvilket betyr at disse nå kategoriseres som felt. SDØE har også tatt eierinteresse i Dvalin-utbyggingen med en andel på 35%. Statens 17,36% andel i Johan Sverdrup utgjør en verdi på 96 milliarder kroner og er et av de mest verdifulle feltene i porteføljen.

Funn er verdsatt til 31 milliarder kroner totalt. Wisting, Lavrans og Grand utgjør størst verdi. Siden 2016 har det vært skuffende leteresultater og lite påfyll av nye funn til porteføljen.

Risket bidrag fra SDØEs nåværende leteareal er verdsatt til 5 milliarder kroner. Verdien er drevet av planlagt og forventet leteaktivitet de nærmeste årene.

Basis for verdien av oppstrømseiendelene er den forventede fremtidige produksjonen av olje og gass. Produksjonen frem mot 2025 forventes å være på et nivå over en million fat oljeekvivalenter per dag. Etter 2025 forventes SDØE-porteføljen å ha fallende produksjon. Nivået reduseres gradvis til under en halv million fat oljeekvivalenter per dag fra 2038.

Figur 2.3: Oppbygging av oppstrømsporteføljen som verdsatt 1.1.2018 (mrd kroner)

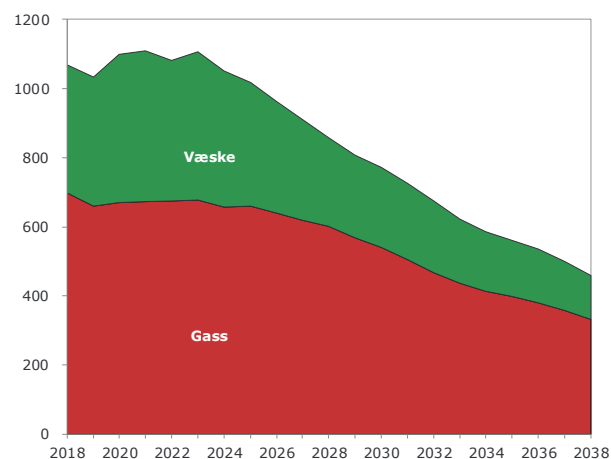


I figur 2.4 er den fremtidige produksjonsprofilen fordelt på væske og gass. Væske er her olje, kondensat og NGL (Natural Gas Liquids - væskeproduktene fra riggass). Fordelingen av væske og gass viser at SDØEs portefølje er gasstung. 66% av volumene frem mot 2038 kommer fra gass. Gassproduksjonen er forventet å holde seg relativt stabil i årene fremover, mens væskeproduksjonen vil variere noe mer som følge av oppstart av nye felt. De viktigste bidragene til væskeproduksjonen kommer fra oljedelen av Trollfeltet, Oseberg, Grane og Åsgard. Fra 2019 vil Johan Sverdrup bidra med økt produksjon og feltet vil allerede fra 2020 stå for det største bidraget til væskeproduksjon i porteføljen. Johan Castberg er forventet i produksjon i 2022 og vil også kunne bidra til økt oljeproduksjon. Over halvparten av den fremtidige gassproduksjonen kommer fra gassdelen av Trollfeltet, men også Ormen Lange, Snøhvit og Åsgard bidrar med betydelig gassproduksjon.

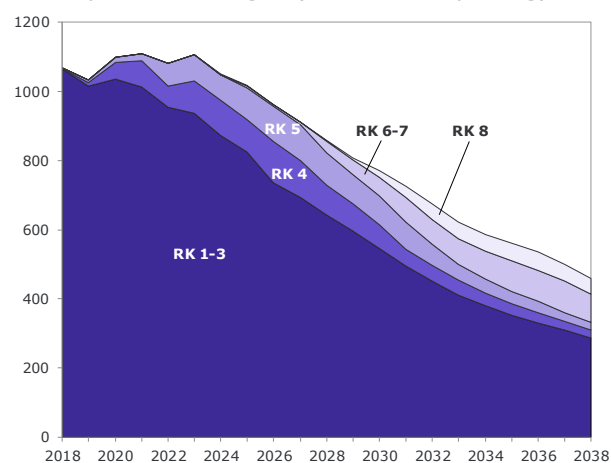
I figur 2.5 er produksjonen vist per ressursklasse (RK). Felt som er i produksjon idag har ressurser i RK 1-7, funn i RK 4-7 og leting i RK 8. RK 1-3 (vedtatte prosjekter) innholder størsteparten av volumene, men er naturlig fallende over perioden. For å holde produksjonsnivået frem mot 2025 er man avhengig 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.

Omtrent 60% av ressursene i RK 4 og 5 ligger i Nordsjøen og figur 2.6 viser at Nordsjøen forsterker sin posisjon som det viktigste område produksjonsmessig. Nordsjøen er forventet å produsere rundt tre fjerdedeler av de gjenværende ressursene i SDØE-porteføljen. Norskehavet har en fallende produksjon i hele perioden. I Barentshavet er det kun Snøhvit som bidrar med produksjon til porteføljen i 2018. Produksjonen i Barentshavet er imidlertid forventet å øke fremover drevet av Johan Castberg, Wisting og bidrag fra fremtidig leting.

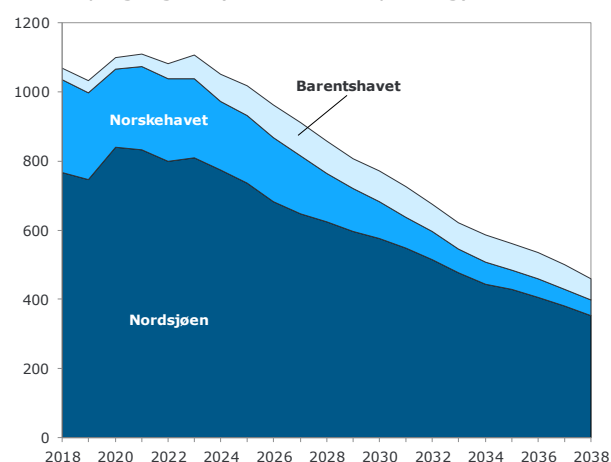
Figur 2.4: Fremtidig produksjon fra SDØE-porteføljen fordelt på væske og gass (tusen fat o.e. per dag)



Figur 2.5: Fremtidig produksjon fra SDØE-porteføljen fordelt på ressurskategori (tusen fat o.e. per dag)



Figur 2.6: Fremtidig produksjon fra SDØE-porteføljen fordelt på geografi (tusen fat o.e. per dag)



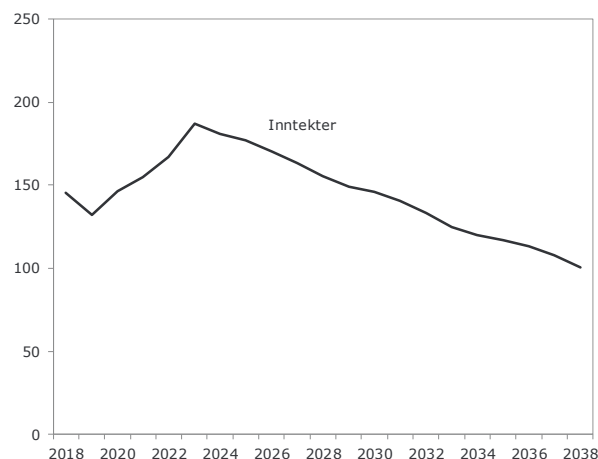
Oljeprisen er forventet å holde seg på et nivå rundt 70 USD per fat på lengre sikt, i reelle 2018-tall, basert på Rystad Energy sitt syn på global etterspørsel og tilbud. En forventning om en relativ flat utvikling i oljeprisen fører til en forventning om en relativt stabil norsk krone. Gassprisen er forventet å holde seg svak fram mot 2021 drevet av globalt LNG-overskudd. Etter 2021 forventes gassprisen å øke som følge av mer balansert tilbud og etterspørsel.

Forventet produksjon kombinert med olje- og gassprisforutsetningene gir forventet inntektsprofil for oppstrømseiendelene, vist i figur 2.7. Inntektene forventes å stige frem mot 2023 drevet av oppstart og full produksjon fra Johan Sverdrup og Johan Castberg. Samtidig som at gassprisen er forventet å stige fra 2021. I 2023 forventes inntektene å være på sitt høyeste med rundt 185 milliarder kroner. Etter 2023 forventes det at produksjonen i SDØE-porteføljen som helhet er fallende, og at det samme vil gjelde inntektene.

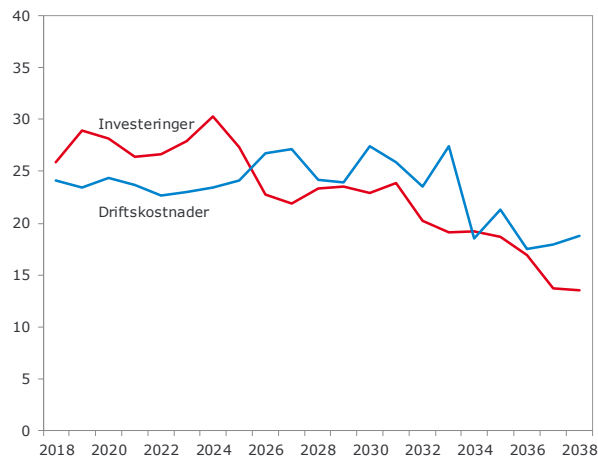
Investeringene og driftskostnadene (inkl. nedstigningskostnader) for oppstrømseiendelene i SDØE-porteføljen er vist i figur 2.8. Det forventes et investeringsnivå på mellom 25 og 30 milliarder kroner årlig fram til 2025. Dette er knyttet til investeringer i produserende felt og i utbygginger av nye felt og funn som Johan Sverdrup, Johan Castberg og Wisting. Etter 2025 forventes investeringer å falle som følge av færre nye prosjekter i porteføljen. Driftskostnadene er forventet å ligge rundt 25 milliarder kroner fram mot starten av 2030-tallet. Deretter er driftskostnadene avtagende mot slutten av perioden.

De tre ovennevnte kontantstrømmene gir grunnlaget for utregning av netto kontantstrøm fra oppstrømsporteføljen (inntekter minus investeringer og driftskostnader). Netto kontantstrøm fra oppstrømseiendelene i perioden 2018-2038 kan sees i figur 2.9. Noe svakere produksjonsutsikter i 2019 er årsaken bak en forventet nedgang i nettokontantstrøm fra 95 milliarder i 2018 til 80 milliarder i 2019. Deretter er netto kontaktstrøm forventet å øke til en topp på rundt 135 milliarder i 2023 før det er forventet en gradvis reduksjon mot rundt 70 milliarder i 2038.

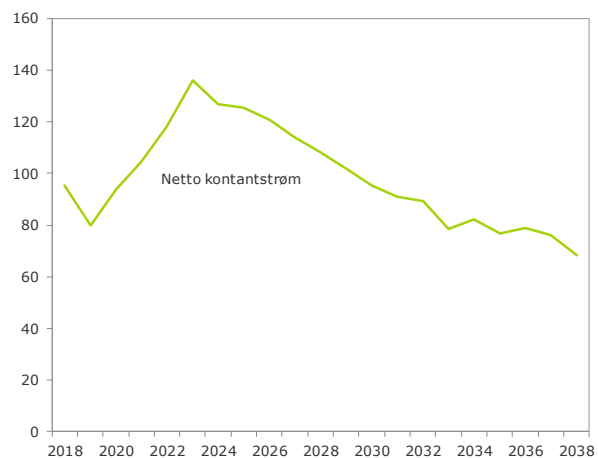
Figur 2.7: Forventede inntekter fra oppstrømsporteføljen til SDØE (mrd kroner nominelt)



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)



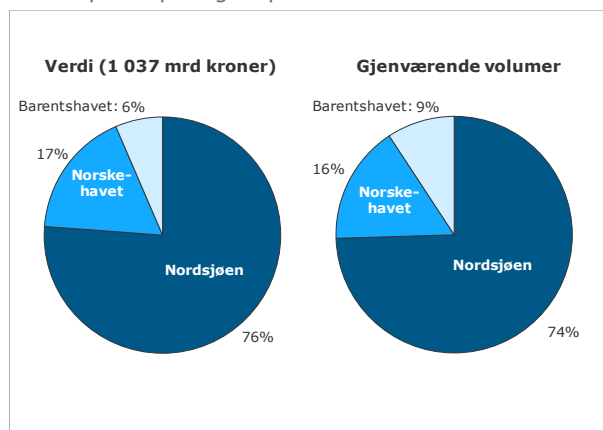
Ved å diskontere fremtidig netto kontantstrøm til 1.1.2018 beregnes verdien for oppstrøms-eiendelene i SDØE-porteføljen til 1037 milliarder kroner.

I figur 2.10 er verdien av oppstrømseiendelene fordelt på region. Nordsjøen utgjør 76% av verdien, Norskehavet 17%, mens 6% av verdien er knyttet til Barentshavet. Hvis vi ser på gjenværende produksjonsvolumer, og ikke verdi, utgjør Barentshavet 9% av oppstrømsporteføljen. 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 tilbakelagt det meste av investeringer.

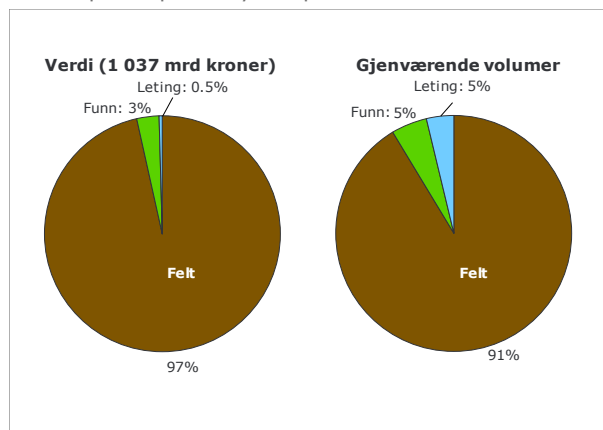
I figur 2.11 er verdien på oppstrømsporteføljen vist per livssyklus. Hele 97% av verdien i oppstrømseiendelene kommer fra felt, og da både fra produserende felt (bl.a. Troll, Ormen Lange) og felt under utbygging (bl.a. Johan Sverdrup). 3% av verdien i oppstrømseiendelene kommer fra funn (bl.a. Wisting), og de resterende 0.5% er bidraget fra leting. Her er verdi per gjenværende volumer verdsatt lavere enn for felt. Disse eiendelene er ikke utviklet enda og har investeringene foran seg.

Som følge av at det er diskonterte kontantstrømmer som benyttes (nåverdi-metoden), vil tidspunktet for når volumer produseres og inntekter og kostnader inntreffer ha stor betydning i verdiberegningen. Figur 2.12 viser denne sammenhengen. 70% av verdien til oppstrømseiendelene kommer fra kontantstrøm de første ti årene (2018-2027) og de neste ti årene bidrar med 24%. Verdien av produksjon som kommer senere enn 20 år ut i tid er 5%, til tross for mye volum i denne perioden (17%).

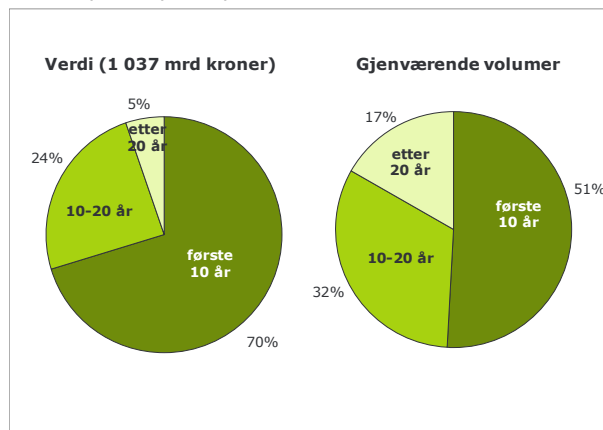
Figur 2.10: Verdi og volumer i oppstrømsporteføljen til SDØE splittet på region per 01.01.2018



Figur 2.11: Verdi og volumer i oppstrømsporteføljen til SDØE splittet på livssyklus per 01.01.2018



Figur 2.12: Verdi og volumer i oppstrømsporteføljen til SDØE splittet på år per 01.01.2018



2.3 Andre elementer

Andre elementer består av infrastruktureiendeler og selskapselementer.

Statens infrastruktureiendeler er relatert til transport og prosessering av olje og gass. Av disse utgjør rørledninger størsteparten av verdiene. Av oljerørledninger er Troll oljerør I & II og Haltenpipe viktige verdimessig. Det meste av gassrørledninger er organisert gjennom Gassled. Gassled er SDØE-porteføljens viktigste infrastruktureiendel. Polarled bidrar også med verdi og er vil komme i bruk fra slutten av 2018 når Aasta Hansteen er forventet å starte produksjon. Prossessanlegget på Nyhamna er også viktig verdimessig.

I selskapselementer inngår bevilget budsjett til Petoro og kompensasjon til Equinor for markedsføring og salg av SDØEs gass.

Totalt er andre elementer i SDØE-porteføljen verdsatt til 55 milliarder kroner i 2018.

3 UTVIKLING FRA 2016 TIL 2018

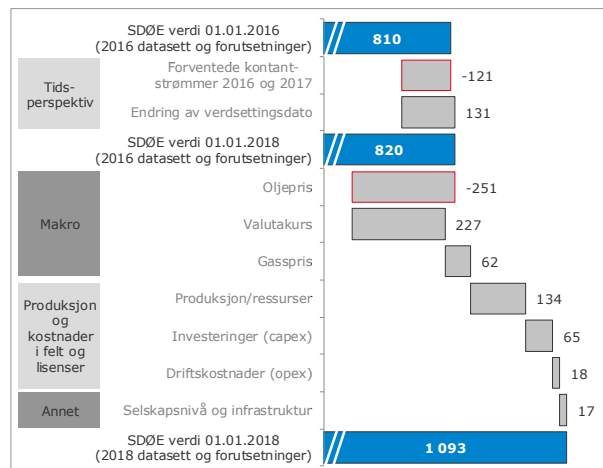
I dette kapittelet analyserer vi utviklingen fra 2016 til 2018. Vi tar først for oss forventet mot faktisk kontantstrøm for årene 2016 og 2017. Deretter ser vi på hvordan endrede makroforutsetninger påvirker verdien av SDØE. Videre ser vi på hvordan endrede forutsetninger for produksjon og kostnader påvirker verdien. Vi tar deretter for oss utviklingen til de viktigste feltene i SDØE-porteføljen og en oversikt over verdiendringer. Til slutt analyserer vi hvor sensitiv porteføljen er for lavere prisforutsetninger.

Det er flere elementer som må hensyntas for å sammenligne SDØEs verdi i 2016, med SDØEs verdi i 2018. Kontantstrøm i perioden, forskjellig verdsettningstidspunkt og flere endrede forutsetninger bidrar til dette. I figur 3.1 har vi sortert de ulike elementene og kvantifisert hvordan de bidrar til endret verdi fra en opprinnelig SDØE-verdi per 1.1.2016 (med 2016 datasett og forutsetninger) via en estimert SDØE-verdi per 1.1.2018 (med 2016 datasett og forutsetninger) til den endelige SDØE-verdien per 1.1.2018 (med 2018 datasett og forutsetninger). Figuren viser først at verdien per 1.1.2016 var 810 milliarder kroner. Ved å justere for forventede kontantstrømmer i 2016 og 2017 samt flytte verdsettelsestidspunktet til 1.1.2018 var det, ved forrige verdsettelse, i 2016 en forventning til at verdien i 2018 var 820 milliarder kroner. Figuren viser videre at verdien i 2018 nå har blitt økt til 1093 milliarder kroner, en økning på totalt 273 milliarder kroner. Forskjellen kan forklares av endrede makroforhold og endrede forventninger om produksjon, investeringer og driftskostnader.

3.1 Netto kontantstrøm fra SDØE i 2016 og 2017

Ved starten av 2016 var forventet kontantstrøm for 2016 og 2017 henholdsvis 59 og 73 milliarder kroner. Den faktiske realisererte netto kontantstrømmen ble 66 og 87 milliarder kroner for de to årene.

Figur 3.1: Forandring i verdi for SDØE-porteføljen fra 2016 til 2018 (mrd kroner)



Forskjellen for 2016 var 7 milliarder kroner (12%) høyere netto kontantstrøm enn forventet. Oljeproduksjonen ble høyere enn forventet i 2016, samt at investeringene ble lavere.

For 2017 ble reell kontantstrøm 14 milliarder kroner (20%) høyere enn forventningen i 2016. Særlig gassproduksjon (16% over forventning) samt høyere gasspris bidro til høyere inntekter enn det som var forventet i 2016. Trenden med lavere investeringskostnader fortsatte inn i 2017 og bidro også til høyere kontantstrøm enn forventet.

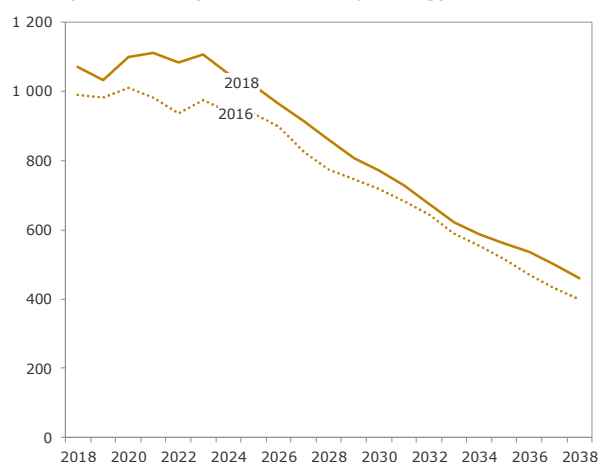
3.2 Endring i makroforutsetninger

Endringer i de ulike makroforutsetningene bidrar i sum til en verdiøkning på 38 milliarder kroner. I 2016 ble det antatt en høyere oljepris enn i 2018. Det var i 2016 forventet at oljeprisen skulle nærme seg fremtidige nivåer rundt 100 USD per fat, mens det i 2018 er forventet en langsiktig pris rundt 70 USD per fat (reelt 2018). Reduksjonen i oljeprisforutsetningen fører isolert sett til en verdireduksjon på 251 milliarder kroner. Til gjengjeld er det nå forventet en høyere dollarkurs. Dette fører blant annet til at olje som selges i dollar øker inntektene i kroner. Valutakursendringen bidrar til en økt verdi på 227 milliarder. I 2016 ble det også antatt en lavere gasspris enn i 2018. Endring i gassprisforutsetningen fører til en verdiøkning på 62 milliarder kroner.

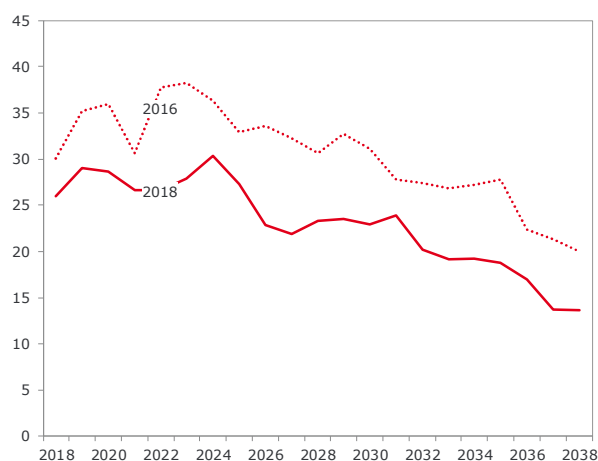
3.3 Endring i produksjon og kostnader

Endring i prognosene for produksjon og kostnader (investeringer og driftsutgifter) er hovedårsaken til verdiøkningen fra 2016 til 2018. Det forventes betydelig økt produksjon i forhold til forventningen i 2016, en blanding av akselerasjon av forventet produksjon samt oppjustering av ressurser (figur 3.2). Totalt bidrar endret fremtidig produksjon med en verdiøkning på 134 milliarder kroner sammenlignet med estimatene i 2016. Samtidig har forventningene om investeringsnivå (figur 3.3) og driftskostnader (figur 3.4) blitt betydelig redusert siden 2016, som følge av lavere aktivitet og bedre effektivitet.

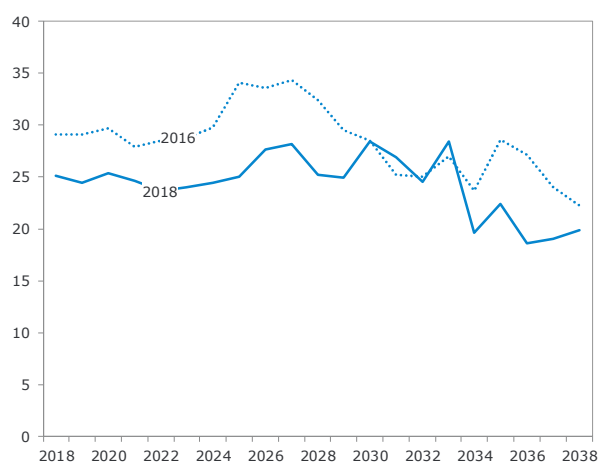
Figur 3.2: Forventede produksjonsprofiler i 2016 og 2018 (tusen fat oljeekvivalenter per dag)



Figur 3.3: Forventede investeringer fra oppstrømsporteføljen i 2016 og 2018 (mrd kroner nominelt)



Figur 3.4: Forventede driftskostnader fra oppstrømsporteføljen i 2016 og 2018 (mrd kroner nominelt)



Totalt fører reduserte investeringer og driftskostnader til positive verdibidrag på henholdsvis 65 og 18 milliarder kroner. Resultatet er i sum et netto positivt verdibidrag på 217 milliarder kroner i perioden som følge av endring i produksjon og kostnader.

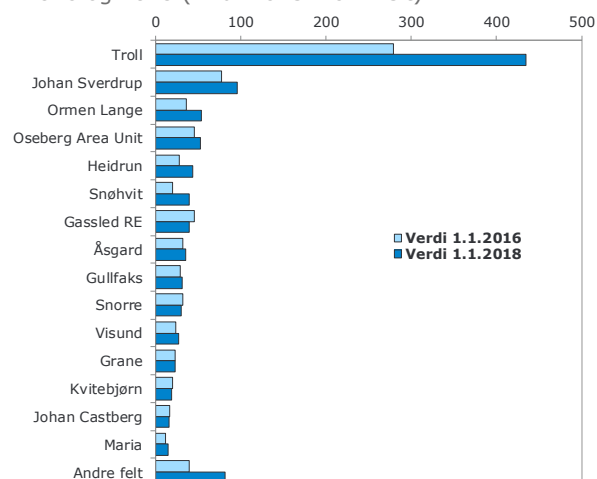
3.4 Utvikling for de viktigste feltene

I figur 3.5 er de 15 mest verdifulle feltene i 2018 vist, med verdi i 2016 og 2018. Beregningene er gjort med tilsvarende 2016 og 2018 forutsetninger og datasett. Endringen i verdi vil reflektere alle mulige årsaker til verdiendring slik som forskjellig verdsettingstidspunkt, makroforutsetninger, produksjon og kostnader.

Endring av gassprisforutsetning har påvirket verdien i positiv retning for de store gassfeltene i porteføljen som inkluderer blant annet Troll, Ormen Lange og Åsgard. Endring i oljepris virker i negativ retning, men likevel er verdien av oljefelt som Oseberg, Gullfaks og Heidrun blitt noe oppjustert. Bortimot hele porteføljen nyter ellers godt av lavere investeringer og driftskostnader forventet i 2018 enn forventet i 2016.

Troll står for det største verdibidraget i SDØE-porteføljen og utgjør 40% av verdien. Fra 2016 til 2018 har verdien av Troll blitt oppjustert med rundt 50%. Dette skyldes hovedsakelig akselerert produksjon. I perioden 2018 til 2030 er det nå forventet hele 17% høyere produksjon fra Troll. Dette er sammen med økt gassprisforutsetning og reduserte kostnader årsakene til verdiøkningen for Troll.

Figur 3.5: De 15 mest verdifulle feltene i 2018, med verdi i 2016 og 2018 (mrd kroner nominelt)



3.5 Oversikt verdiendring

I figur 3.6 presenteres forskjellen i utregnet verdi 2016 og 2018 med ulike datasett og forutsetninger lagt til grunn. Endringene i verdi vil inkludere alle mulige årsaker til verdiendring slik som forskjellig verdsettingstidspunkt, makroforutsetninger, produksjon og kostnader. Totalt er det en verdiøkning på 283 milliarder kroner på SDØE-porteføljen fra 2016 til 2018.

Felt har den største verdiøkningen på 302 milliarder kroner. Funn har 20 milliarder kroner i redusert verdi. Dette skyldes oppklassifisering av Johan Castberg fra funn til felt og få nye funn i perioden.

Verdien på leteporteføljen er verdsatt lavere i 2018 enn i 2016. Totalt er det en netto nedgang på 4 milliarder kroner for leting. Dette skyldes en kombinasjon av lavere forventet funnvolumer og lavere langsiktig oljepris.

Andre elementer (infrastruktureiendeler og selskapselementer) har en netto økning i verdi på fire milliarder fra 2016 til 2018. De største endringene skyldes økt verdi for Gassled, Nyhamna, Polarled og Vestprosses infrastruktur. Økningen skyldes blant annet en forventning om økt gassvolum gjennom rørsystemene.

Figur 3.6: Endring i verdi fra 2016 til 2018 fordelt på eiendelstype (mrd kroner)

	Verdi av SDØE i 2016	Verdi av SDØE i 2018	Verdiendring
Felt	699	1 001	+302
Funn	51	31	-20
Leting	8	5	-4
Andre elementer	52	55	+4
Totalt	810	1 093	+283

3.6 Sensitiviteter rundt verdi

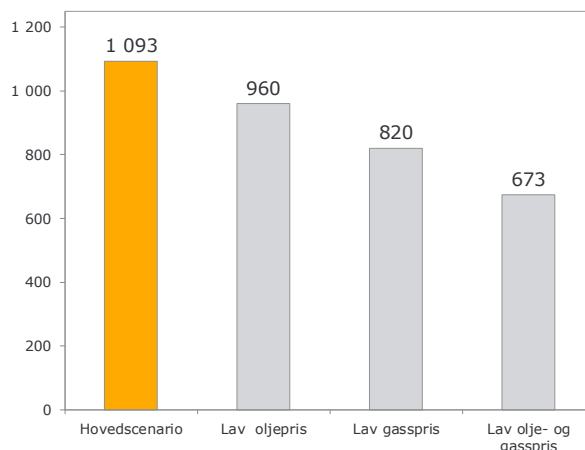
1093 milliarder kroner representerer Rystad Energys beste estimat og forventet verdi av SDØE-porteføljen per 1.1.2018. Verdien på porteføljen kan være både høyere og lavere enn dette. På bakgrunn av dagens markedsituasjon og forutsetningene som ligger til grunn for hovedscenarioet ser vi det som mest interessant å teste nedsiden og hvor robust porteføljeværdien er for lavere olje- og gasspriser.

I figur 3.7 ser vi verdien i hovedscenario sammen med tre alternative lavprisverdier på SDØE-porteføljen. Endring til lav oljepris (og tilhørende dollarkurs) gir en verdi på 960 milliarder kroner. Endring til lav gasspris gir en verdi på 820 milliarder kroner. Dersom vi endrer til både lav oljepris (og tilhørende dollarkurs) og lav gasspris samtidig får vi en verdi på 673 milliarder kroner. Dette viser at det er større nedside for porteføljeværdien ved en svakere gassprisutvikling, enn ved svakere oljeprisutvikling. Årsaken er en kombinasjon av at porteføljen er dominert av gassfelt, rundt to tredeler av produksjonen er gass, og at en reduksjon i oljepris vil føre med seg en svakere norsk krone som demper verdieffekten av en lav oljepris.

I figur 3.8 vises banene for lav olje pris (og tilhørende dollarkurs) og lav gasspris som er benyttet til å beregne disse sensitivitetene.

Oljeprisen er en viktig driver for dollarkursen, investeringsnivå og for investeringsbeslutninger. For å hensynta dette ved beregning av sensitivitetene for lav oljepriser er dollarkursen endret i henhold til historisk sammenheng. Operasjonelle investeringer er noe redusert. Ubesluttete prosjekter med negativ verdi er antatt ikke å bli gjennomført og blir derfor utelatt fra beregningen. For lav gasspris er ubesluttete prosjekter med negativ verdi utelatt fra beregningen.

Figur 3.7: Porteføljeværdi ved ulike olje- og gassprisscenarier (mrd kroner)



Figur 3.8: Oversikt over lav olje- og gassprisscenario brukt for sensitivitet rundt porteføljeværdi

	Lav oljepris USD/fat nom	Valutakurs USD/NOK	Lav gasspris USD/mmbtu nom
2018	50,00	8,15	5,00
2019	Inflasjonsjustert med 2,0%		Inflasjonsjustert med 2,0%
2020			
2021			
2022			
2023			
2024			
2025			
2025+			

4 INDUSTRI TRENDER

I dette kapittelet beskrives noen av trendene som er viktige for SDØE porteføljen. Vi ser først kort på det globale oljemarkedet og balansen mellom tilbud og etterspørsel av olje som er vesentlig for utviklingen av oljeprisen. Videre tar vi for oss det europeiske gassmarkedet, både etterspørselen og utsiktene for gassprisen fremover. I siste del beskrives utviklingstrekk for norsk sokkel som SDØE-porteføljen utgjør en betydelig del av.

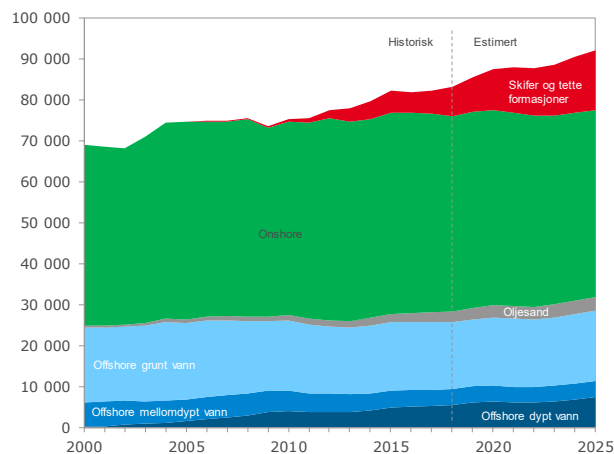
4.1 Det globale oljemarkedet

Sommeren 2014 startet fallet i oljeprisen fra et nivå over 110 USD per fat til et bunnivå på 26 USD per fat i starten av 2016. Hovedårsaken var større tilbud av olje enn etterspørsel. Tre faktorer bidro til dette. Kraftig økning i produksjonen av amerikansk skiferolje, svakere etterspørsel enn antatt, og manglende inngripen fra OPEC i form av produksjonskutt (som historisk har vært vanlig). I ettertid har oljeprisen kommet tilbake til et nivå på over 70 USD per fat drevet av økt etterspørsel og etter hvert også produksjonskutt fra OPEC og Russland. Oljeprisoppgangen har blitt noe dempet av skiferoljens evne til å levere produksjon på et lavere kostnadsnivå enn tidligere antatt. Figur 4.1 viser global væskeproduksjonen etter kilde. Bidraget fra skifer og tette formasjoner har økt betydelig, mens produksjon fra andre kilder har vært mer stabil.

Etter en periode med tilpasning til oljeprisfallet har aktiviteten i industrien økt med oljeprisen den siste tiden. Dette gjelder både for leteboring, produksjonsbrønner, og sanksjonering av nye prosjekter. Kostnaden på flere prosjekter er blitt betydelig redusert og ført til mer robuste prosjekter med lavere balansepriser.

Rystad Energy sitt syn er at det vil være relativt god balanse mellom tilbud og etterspørsel fremover. Det er forventet at etterspørsel vil stige med rundt 1,3 til 1,4 millioner fat per dag årlig fra 2019 til 2022. Vi antar en fremtidig oljepris omtrent på dagens nivå (i reelle termer). Det er likevel forventet at oljeprisen kan oppleve stor volatilitet i perioder, slik man har opplevd i tidligere år.

Figur 4.1: Global væskeproduksjon 2000-2025, per produksjonssegment, tusen fat o.e. per dag (Kilde: Rystad Energy UCube)



4.2 Kostnadsutvikling i industrien

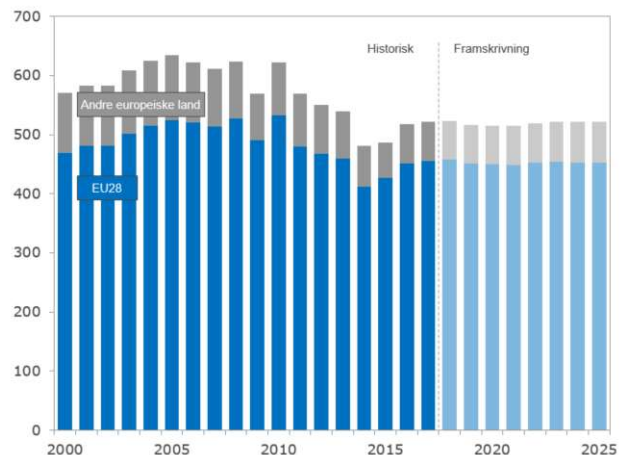
Oljeprisfallet skapte økt fokus på kostnader hos oljeselskapene. Totalt sett ble kostnadene på norsk sokkel redusert med 40% fra 2014 til 2016. Dette inkluderer både investeringer, leting og driftskostnader. I disse tallene ligger det både lavere aktivitet og reduserte priser til leverandørene. Bunnen ble nådd i 2017, og fremover er det forventet at kostnadene igjen kan øke som følge av økt aktivitet og flere nye utbygginger. Med økende olje- og gasspriser og økt aktivitet forventes det også at prisene og det generelle kostnadsnivået i industrien igjen vil øke, men neppe til nivåene fra 2014.

4.3 Gassmarkedet i Europa

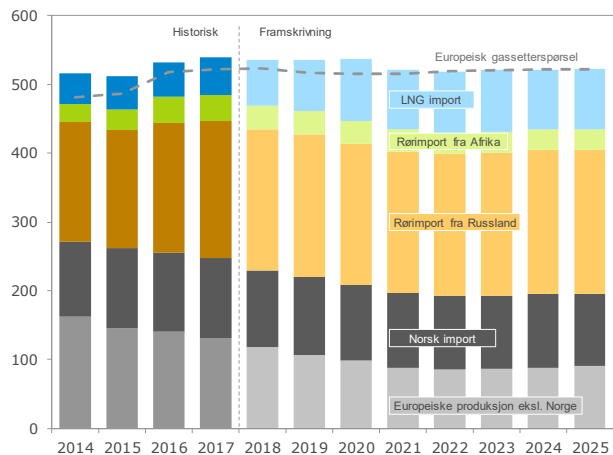
Etterspørsel etter naturgass i Europa (EU28-landene) falt fra et nivå på 533 milliarder kubikkmeter i 2010 ned til 412 milliarder kubikkmeter i 2014, et fall på 23% (figur 4.2). Hovedgrunnen til denne etterspørselsvikten var mindre bruk av gass til elektrisk kraftgenerering. Fornybare energikilder, spesielt sol og vind, har også tatt nye markedsandeler i Europa støttet av statlige insentiver i store forbruksland som Tyskland, Italia, Spania, Frankrike og Storbritannia. I tillegg har kombinasjonen av lave kull- og CO₂-priser styrket konkurransekraften til kullfyrt elektrisitetsgenerering. Etterspørsel etter gass i EU28-landene steg 11% fra 2014 til 2017, men er forventet å være flat mot 2025 på grunn sterk vekst innenfor fornybare energikilder. Ved høyere CO₂-priser kan derimot konkurransekraften til gass styrkes på grunn av lavere CO₂-utslipp per energienhet enn kull.

Tilbudssiden i Europa deler man ofte opp i egenproduksjon i Europa (i 2017 ca. 46% når man inkluderer Norge), import fra Russland (37%), import fra Afrika til sydlige Europa (7%), og resterende LNG (flytende nedkjølt naturgass) import (10%). Import av norsk gass gjennom rørledninger til Europa var i 2017 på 116 milliarder kubikkmeter, hvilket er på nivå med rekordåret 2015. Equinor markedsfører og selger 68% av dette volumet som også inkluderer SDØEs gass.

Figur 4.2: Europeisk gassetterspørsel 2000-2025, milliarder kubikkmeter (Kilde: Rystad Energy UCube)



Figur 4.3: Europeisk gassbalanse 2014-2025, milliarder kubikkmeter (Kilde: Rystad Energy UCube)



Fremover forventer vi at norsk gass vil fortsette å være attraktiv og konkurransedyktig sammenlignet med andre kilder. Norsk gass produseres nær markedet, leveransene er pålitelige, og produksjonen er kostnadseffektiv og i stor grad fra allerede produserende felter. Det er allikevel forventet at gass fra Norge og øvrige land i Europa, Russland og Algerie ikke vil være tilstrekkelig for å dekke behovet, og at det resterende gapet vil måtte fylles av importert LNG. (Se figur 4.3).

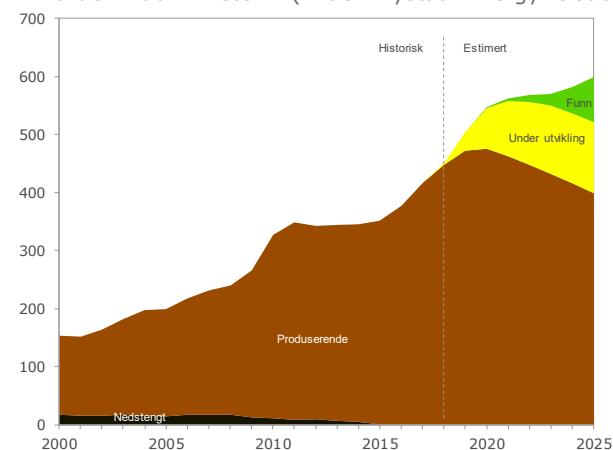
Globalt er etterspørsel etter gass antatt å vokse med 12% fra 2017 til 2025. Brorparten av veksten i forbruk er i land utenfor OECD. Derimot vil veksten i gassproduksjon være sterkere i OECD enn utenfor OECD, drevet av USA. OECD vil i løpet av denne perioden gå fra 37% markedsandel til 40%. En konsekvens av det geografiske skillet mellom produsent og konsument er økt handel med LNG på global basis. Globale LNG-volumer er forventet å øke fra 420 milliarder kubikkmeter per år i 2017 til 520 milliarder kubikkmeter per år i 2025. Etter 2025 forventes det behov for ytterligere LNG-prosjekter både for å dekke økende globalt behov og kompensere for fallende produksjon i eksisterende anlegg. De ukonvensjonelle gassressursene i Nord-Amerika er meget konkurransedyktige sammenlignet med andre kilder. Det forventes ytterligere utbygging av LNG-kapasitet i Nord-Amerika, og prisen på denne gassen vil være en viktig driver for gassprisene i andre markeder, derunder Europa. (Se figur 4.4).

Rystad Energy's hovedscenario for gassprisutviklingen i Europa forutsetter forventet flat etterspørsel frem mot 2025, men fallende europeisk gassproduksjon, hvilket krever økt import. I perioden 2019-2022 er det forventet en styrking av prisene som følge av strammere balanse mellom tilbud og etterspørsel. Marginalprodusenten vil være amerikansk LNG. Balanseprisen for å sanksjonere ytterligere LNG-kapasitet vil føre til en økning av europeiske gasspriser fra 2023, kombinert med økt asiatisk etterspørsel etter amerikansk LNG.

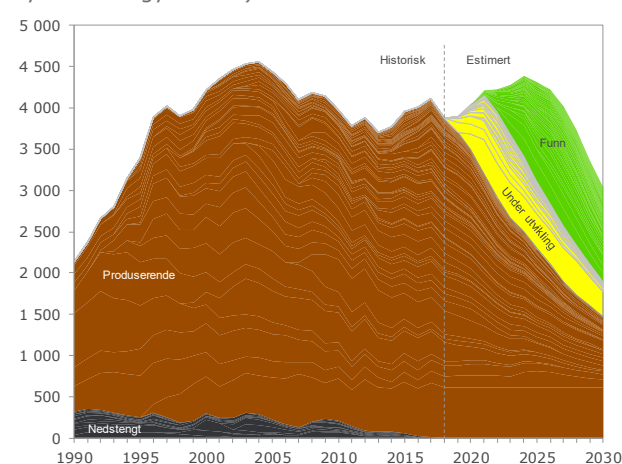
4.4 Norsk produksjon og ressurser

I 2017 ble det produsert i snitt 4,1 millioner fat oljeekvivalenter per dag i Norge. Omkring 50% av dette var olje (inkludert kondensat og NGL) og 50% var gass. Det har vært en nedgang i produksjon siden toppåret 2004, men nye utbygginger og høy

Figur 4.4: Global LNG eksportkapasitet 2000-2025, milliarder kubikkmeter (Kilde: Rystad Energy UCube)



Figur 4.5: Norsk væske- og gassproduksjon 1990-2030, per felt og livssyklus, tusen fat o.e. per dag (Kilde: Rystad Energy UCube)



regularitet har resultert i en høyere produksjonsvekst i 2017 enn i 2016, se figur 4.5.

Iløpet av 2016 og 2017 kom blant annet Goliat, Gina Krog og Ivar Aasen i produksjon, og bidro til veksten i 2017. Fremover vil blant annet Johan Sverdrup fase 1 og 2, Aasta Hansteen, Martin Linge og Johan Castberg prege tilveksten av ny produksjon, hvor majoriteten er oljeproduksjon.

Sammenlignet med Storbritannia har Norge produsert mer olje og gass siden midten av 1990-tallet og produserer i dag over dobbelt så mange oljeekvivalenter som Storbritannia. For gass har Norge gått fra å produsere under halvparten av hva Storbritannia produserte i 2001, til å produsere over tre ganger så mye som Storbritannia i 2017. For Europa sett under ett, representerte norsk gass 48% av europeisk gassproduksjon i 2017 (Russland ikke inkludert). Denne andelen er antatt å øke til rundt 56% i 2022.

Som følge av lav leteaktivitet og små funnvolumer tidlig på 2000-tallet sørget staten for insentiver for leting med nytt areal og leterefusjonsordningen. Dette kombinert med stigende oljepris ga kraftig vekst i leteaktivitet og gode resultater. I perioden 2007 til 2014 var Norge i verdenstoppen når det gjaldt offshore oljefunn, og toppen ble nådd i 2011 da mesteparten av Johan Sverdrup-ressursene ble påvist. Fra 2011 sank oppdagede ressurser per år til et lokalt bunnivå i 2015. Nevneverdige oppdagelser i denne perioden inkluderer Johan Castberg, Wisting, Krafla/Askja, og ytterligere Sverdrup-ressurser. I 2016 og 2017 har vi fått mindre funn som Cara, Brasse, Neiden, Filicudi, Kayak og Korpfjell, samt nærfeltsfunn uten behov for ny PUD, slik som Sindre ved Gullfaks, som kom i produksjon iløpet av kort tid med en brønn fra eksisterende plattform. Leteboringskampanjene i Barentshavet leverte i 2016 og 2017 skuffende resultater, men oljeselskapene viser fortsatt stort engasjement i regionen.

I global målestokk opplevde også verden, i likhet med Norge, et svakt leteår i 2017. I Norge ble det oppdaget rundt 240 millioner fat oljeekvivalenter og totalt i verden rundt 8,4 milliarder fat oljeekvivalenter. Det er ikke nok til å erstatte den årlige produksjonen på henholdsvis 1,5 milliarder og 59 milliarder fat oljeekvivalenter.

I tillegg til nye funn utgjør også økte ressurser i eksisterende felt et viktig bidrag for å erstatte produksjonen på norsk sokkel. Gasskompresjon på Åsgard, Troll og Gullfaks er eksempler på modning av ressurser i felt fra høyere ressursklasser til reserver. For 2016 og 2017 har det vært en netto økning i ressurser på 1,9 milliarder fat oljeekvivalenter basert på Oljedirektoratets ressursregnskap.

4.5 Transaksjonsmarkedet

Transaksjonsmarkedet (kjøp og salg av andeler i utvinningstillatelser og selskaper) har holdt et meget høyt nivå de siste to årene. Blant driverne for dette har vært inntog av flere mindre aktører, globale selskapers porteføljetilpasninger og investorers tro på høyere oljepris fremover.

Markedet for selskapssammenslåinger og oppkjøp har sett flere store avtaler de to siste årene. Det norske oljeselskap fusjonerte med BPs norske organisasjon og opprettet Aker BP i 2016, etterfulgt av oppkjøpet av Hess Norge i 2017. HitecVision-eide Core Energy, Pure E&P og Spike Exploration slo seg sammen til Point Resources i 2016, og kjøpte deretter ExxonMobils norsk-opererte felt i 2017. Centrica og Bayerngas i nordvest-Europa fusjonerte til Spirit Energy. Neptune Energy kjøpte Engie E&P, Ineos Group kjøpte Dong E&P, og periodens største transaksjon var Totals oppkjøp av Maersk Oil som inkluderte 8,44% i Johan Sverdrup.

Foruten selskapssammenslåinger og oppkjøp, var det flere salg av eiendeler i 2016 og 2017. Equinors kjøp av Totals operatørskap i Martin Linge og Garantiana for 1,45 milliarder USD, og Kufpec sine oppkjøp fra Total i Sleipner Vest, Sleipner Øst, og Gina Krog, samt Pandions oppkjøp av 10% i Valhall står igjen som viktige transaksjoner.

Selskaper som Total og ExxonMobil har i praksis ikke lenger operatørskap i Norge. Samtidig som flere av the Majors (ExxonMobil, Chevron, Total, Shell, ConocoPhillips, Eni, BP) har solgt seg ut eller ned har ambisiøse og velkapitaliserte mindre selskaper kommet inn og skapt ny aktivitet og mangfold på sokkelen.

4.6 SDØE i forhold til industrien

I figur 4.6 er produksjonen til SDØE-porteføljen sammenstilt med den totale produksjonen på norsk sokkel fra 2000-2030. SDØE-porteføljen sin andel av norsk produksjon i 2017 var 27%. Equinors andel var 32% og Majors (ExxonMobil, Chevron, Total, Shell, ConocoPhillips, Eni, BP) andel var 20%. De resterende 21% kom fra andre selskaper, slik som AkerBP, Lundin Petroleum, og Neptune Energy.

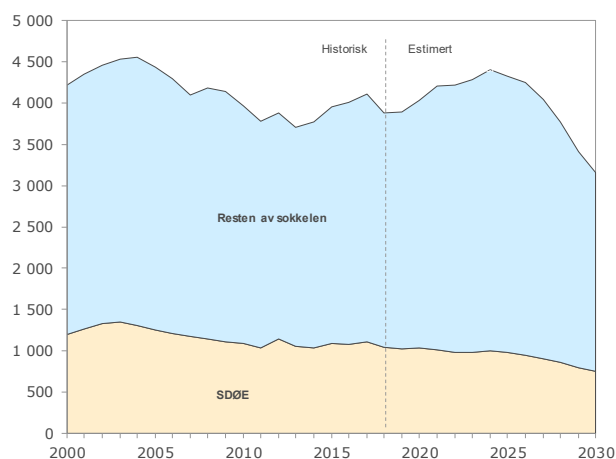
Forutsatt dagens eierskap er andelen til SDØE forventet å bli redusert til 23% i 2025, mens Equinor er forventet å øke sin andel marginalt, til 33%. Dette har sammenheng med SDØEs store eksponering mot eldre feltet med fallende produksjon, og lavere eksponering mot kommende feltet som Johan Sverdrup og Johan Castberg, sammelignet med Equinor.

I likhet med SDØE forventes også andelen til Majors å bli redusert, ned mot 15% i 2025 (alle med lavere produksjon i 2025, bortsett fra Total og Eni). De resterende selskapene vil da representere en økt andel av produksjonen, 29% i 2025. Selskapene med størst produksjon i 2025 i denne kategorien er Aker BP, Lundin Petroleum, DEA, Wintershall, og OMV.

Sammenligner vi SDØE med Equinor og Majors, er SDØE-porteføljen den nest mest gassdominerte (64% av produksjonen i 2017) etter Shell (68% gass). Equinor vil bli mindre vektet mot gass 57% til 47% i 2025, godt hjulpet av Johan Sverdrup i produksjon, mens SDØE-porteføljen er forventet å redusere sin andel gass noe fremover (62% i 2025).

Når det gjelder priser og kostnadsutvikling vil SDØE-porteføljen være utsatt for de samme mekanismene som resten av den internasjonale olje- og gassindustrien. I 2017 har stigende olje- og gasspris samt lavere investeringer enn antatt ført til god netto kontanstrøm for porteføljen til SDØE. Flere prosjekter som tidligere har vært ulønnsomme har blitt modnet frem på et lavere kostnadsnivå og vedtatt utbygd. Det som skiller SDØE og Equinor fra de fleste andre selskapene på sokkelen er det høye nivået av gassproduksjon hvor en andel av inntektene kommer fra lengre kontrakter. Men også for gass er det en tendens til mer spot-salg tilsvarende som for oljen.

Figur 4.6: Produksjon på norsk sokkel fordelt på SDØE-porteføljen og sokkelen for øvrig, tusen fat o.e. per dag (Kilde: Rystad Energy UCube, Oljedirektoratet)



I SDØE-porteføljen har det i løpet av 2016 og 2017 vært gjort transaksjoner i Dvalin (Zidane) lisensen, PL 435. SDØE sikret seg 20% eierandel fra OMV og 5% fra Edison i 2016, og 10% fra Mærsk i 2017. SDØE eier nå 35% av Dvalin. Disse transaksjonene var viktig for sanksjonering av Dvalin-prosjektet som nå er under utbygging.

5 PETOROS MERVERDIBIDRAG

Petoros mandat ble vedtatt ved opprettelsen i 2001 og fastslår at Petoro skal forvalte SDØE på en forretningsmessig måte, det vil si maksimere verdien av porteføljen. Petoro vil dermed søke å oppnå høyest verdi på andelene de forvalter. Dette innebærer blant annet forhandlinger, utarbeidelse av alternative konsepter, deltakelse i komitemøter og diskusjoner rundt hvilke løsninger som gir høyest verdi for rettighetshavernes andeler.

Petoro har et viktig mandat i å forvalte statens interesser på en best mulig måte. Markedsutviklingen de siste par årene har gjort denne rollen ekstra viktig. Andre oljeselskaper har som resultat av svakere kontantstrøm og kapitalbegrensninger i flere situasjoner presset på for å redusere aktiviteten og skapt press mot prosjekter til tross for at disse er svært lønnsomme og har høy nåverdi. Petoro er i en særstilling og behøver ikke å ta kortsiktige hensyn til investorer eller markedet, har ikke samme kapitalbegrensninger, og kan derfor utelukkende være pådriver for å gjennomføre gode lønnsomme prosjekter og maksimere den langsiktige verdien av SDØE-porteføljen.

Petoro har utviklet et system for å identifisere tiltak og initiativ der selskapet har bidratt til merverdi utover hva staten hadde oppnådd uten en aktiv forvalter. Hensikten med systemet er å synliggjøre gode eksempler fra arbeidet i organisasjonen. 23 prosjekter er trukket frem for årene 2016 og 2017. De 23 ulike prosjektene og initiativene inkluderer blant annet forhandlinger rundt tredjepartsavtaler, aktiv deltakelse i valg av utbyggingsløsning for funn, identifisering av brønnmål på modne felt, aktiv støtte i

investeringsbeslutninger, og oppfølging og kontroll av mottatte kontantstrømmer fra petroleumsvirksomheten.

Rystad Energy har gjennomgått hvert enkelt av merverdibidragene og vurdert de underliggende beregningene av nåverdien og størrelsen på Petoro sitt bidrag. Gjennomgangen har bestått i egne analyser og intervjuer med ansvarlige i Petoro. For de fleste av prosjektene på listen anerkjenner Rystad Energy Petoro's vurderinger. Kun for et fåtall av prosjektene har Rystad Energy et annen syn på merverdibidraget. Dette gjelder både over- og undervurderinger. Generelt er Petoro's vurdering av merverdibidrag gjennomarbeidet og i flere tilfeller også konservativ.

Rystad Energy's justerte anslag for merverdibidraget oppnådd gjennom de 23 prosjektene/initiativene er i området 8 til 14 milliarder NOK. Det bør nevnes at merverdibidraget for 2017 er betydelig høyere enn 2016 grunnet realisering av prosjekter som Snorre senfase, Heidrun boreprogram og Johan Castberg. Det bør også presiseres at anslaget er usikkert og er basert på Petoro's egen dokumentasjon, og ikke inneholder eventuelle negative merverdibidrag i perioden. Uansett vurderer Rystad Energy det som åpenbart at merverdibidraget fra Petoro klart overstiger kostnadene forbundet med selskapet.

Samlet sett anerkjenner Rystad Energy bidragene 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 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.

Forrige gang SDØE-porteføljen ble verdsatt ble dette gjort av Rystad Energy for tidspunktet 1.1.2016 (verdi var da 810 mrd kroner). Rystad Energys verdsetting i 2018 er høyere. Dette skyldes en kombinasjon av makroforutsetninger og feltspesifikk input data. På samme måte som i 2016 har Rystad Energy også lagt til grunn høyere nivå på investeringer (driftsinvesteringer) utover det som kommer fra økt produksjonsvolum og RNB data.

6.1 Forutsetninger på makronivå

I verdsettingen av oppstrømseiendelene er prisforutsetninger for olje og gass lagt til grunn (figur 6.1).

Pris for NGL er satt til 70% av oljepris, mens kondensat er forutsatt lik pris som olje. På kort sikt ser vi en nedgang i oljeprisen mot 2020 til et nivå på 65 USD per fat nominelt, men på lengre sikt forutsettes en svakt økende oljeprisbane, med et oljeprismål på rundt 79 USD per fat nominelt i 2025. Oljeprisbanen anno 2018 er betydelig lavere enn ved verddivurderingen av SDØE i 2016 på grunn av økt forventning til skiferprodusenters evne til å levere større volumer til lavere kostnad enn tidligere antatt. Forutsetningen for gasspris i 2018 er lavere enn for 2016 på mellomlang sikt frem til 2021 grunnet overtilbudet av LNG i det globale markedet. Fra 2022 ser vi imidlertid en økning i gassprisen. Minkende lokal gassproduksjon i Europa resulterer i økende behov for amerikansk LNG som marginalprodusent, utover dagens produserende kapasitet. Ny

amerikansk LNG-kapasitet må bli sanksjonert på en høyere balansepris hvilket, kombinert med Asias økende etterspørsel etter den samme amerikanske LNGen, vil føre til en videre økning av gassprisen fra 2023.

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 hensyntatt. 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 hensyntatt i verddivurderingen.

Ettersom oljeprisen er vurdert i dollar er den sensitiv for endringer i valutakursen. For alle andre kontantstrømmer er input gitt i norske kroner. 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. Der historiske verdier er brukt for å sammenlikne datasettene er snittkursene til Norges Bank brukt: 8,40 kroner i 2016 og 8,26 kroner i 2017.

Der historisk inflasjon er brukt, for eksempel ved sammenlikning av reelle tidsserier i 2016 og 2017, er SSBs inflasjonsindeks brukt. I 2016 og 2017 var inflasjonen på henholdsvis 3,55% og 1,85%. Antatt inflasjon fremover er 2,0% (Norges Banks nye 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.

6.2 Forutsetninger på feltnivå

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 2016 og 2018. Disse datasettene inkluderer tidsserier for de ulike ressursklassene RK 1-5 per eiendel. I tillegg er tidsseriene for de relevante selskapselementene oppgitt.

Rystad Energy har lagt ned en betydelig innsats i å gjennomgå data mottatt 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 fremskrivninger 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 realistisk har Rystad Energy lagt til volumer for ressursklasse RK 7A til disse eiendelene (tilleggsressurser i felt). I tillegg er datasettet utvidet med flere funn og risket bidrag fra leting (RK 5-8).

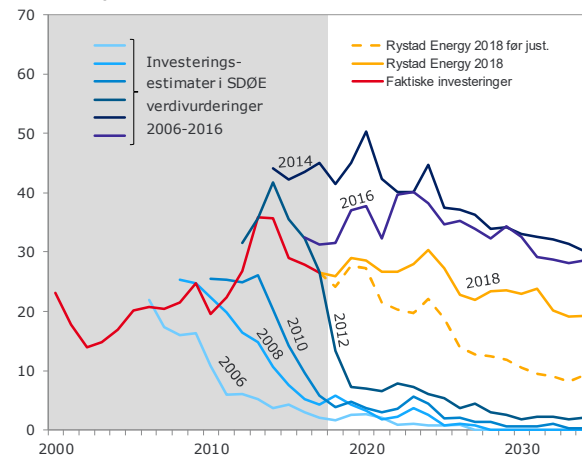
På samme måte har Rystad Energy mottatt tilhørende RNB-kostnadsdata for de samme eiendelene, og tilsvarende øvelse for å komplettere datasettet har vært gjort. For de tillagte volumene er tilhørende kostnader (driftskostnader og investeringer) også lagt til. På toppen av dette har Rystad Energy gjort en ytterligere justering gjennom å oppjustere anslagene for investeringer. Bakgrunnen for dette er at Rystad Energy mener RNB-dataene betydelig under-vurderer 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 Energy 2018* investeringsestimater for SDØE-porteføljen sammen med det ujusterte datagrunnlaget mottatt fra Petoro/RNB (merket *Rystad Energy 2018 før justering*). Som en ser er effekten av justeringene Rystad Energy har større på lengre sikt.

Figur 6.1: Olje- og gassprisforutsetninger for verdsetting 2018

	Oljepris USD/fat nom	Gasspris USD/mmbtu nom	Valutakurs USD/NOK	Oljepris NOK/fat nom	Gasspris NOK/sm ³ nom
2018	71,00	6,54	7,54	535,00	1,87
2019	68,00	5,74	7,69	523,00	1,67
2020	65,00	5,95	7,81	508,00	1,76
2021	69,00	6,30	7,74	534,00	1,85
2022	72,00	7,69	7,70	554,00	2,24
2023	74,00	8,80	7,66	567,00	2,56
2024	77,00	8,99	7,63	588,00	2,60
2025	79,00	9,12	7,60	600,00	2,63
2025+	Inflasjonsjustert med 2,0%	Inflasjonsjustert med 2,0%	7,60	Inflasjonsjustert med 2,0%	Inflasjonsjustert med 2,0%

Figur 6.2: Ulike investeringsestimater for SDØE-porteføljen og faktiske investeringer (mrd kroner nominelt)



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.