



RYSTAD ENERGY

VERDIVURDERING AV STATENS DIREKTE ØKONOMISKE ENGASJEMENT (SDØE), 2016

Offentlig rapport, 9. juni, 2016



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

INNHold

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 2016.....	7
2.1 SDØE porteføljeverdi	7
2.2 Oppstrømseiendeler	8
2.3 Andre elementer	12
3 Utvikling fra 2014 til 2016	13
3.1 Netto kontantstrøm fra SDØE i 2014 og 2015	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	23
6 Metodikk og datakilder	24
6.1 Forutsetninger på makronivå	24
6.2 Forutsetninger på feltnivå	24

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 1.1.2016.

SDØE-porteføljen har siden forrige verdivurdering per 1.1.2014 blitt påvirket av svake olje- og gasspriser, svakere kontantstrøm, men også reduserte kostnader. Per 1.1.2016 er SDØE-porteføljen verdsatt til 810 milliarder norske kroner. 86% av dette er fra felt, hvor Troll, Oseberg og Johan Sverdrup er de viktigste, 6% er fra funn, hvor Johan Castberg er det viktigste funnet, 1% er fra leting og 6% 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 68% av verdien kommer fra kontantstrømmer de neste 10 årene, mens resten av verdien er knyttet til kontantstrømmer etter denne perioden. Netto kontantstrømmer fra SDØE har vært henholdsvis 111 og 94 milliarder kroner for 2014 og 2015.

Endring av Rystad Energy sine makroforutsetninger har resultert i en betydelig reduksjon av porteføljens verdi. Oljeprisen begynte å svekke seg i andre halvdel av 2014 som følge av høy produksjon i forhold til etterspørsel globalt. Gitt fortsatt forventning om økt oljeetterspørsel, nedgang i produksjon fra produserende felt og manglende investeringer i ny produksjon er oljeprisen forventet å stige frem mot 2020. Det betyr at verdien på felt som Johan Sverdrup og funn som Johan Castberg, som ikke er i produksjon enda, vil ikke bli påvirket i så stor grad av dagens lave oljepris. Nåværende oljepris har derimot påvirket kostnader som har blitt redusert i forhold til

forventningene i 2014. Dette har redusert balanseprisen for prosjekter som Johan Castberg og Snorre levetidsforlengelse. Gassprisen har også svekket seg mot slutten av samme periode. I motsetning til oljeprisen er det ikke forventet at gassprisen skal øke fram mot 2020. Siden SDØE-porteføljen er svært gassdominert er den reduserte gassprisforventningen den klart største enkeltårsaken til nedgangen i porteføljeverdi fra 2014 til 2016.

Norsk olje konkurrerer i et globalt marked. Rystad Energy sitt syn er at balansen mellom tilbud og etterspørsel av olje snart er i likevekt og at en høyere oljepris fram mot 2020 er nødvendig for å skape tilstrekkelig tilbud til å møte etterspørselen. Norsk gass er i hovedsak eksponert for det europeiske gassmarkedet som forventes å være svakt fremover mot 2020. Hovedårsakene er svak etterspørsel etter gass og konkurranse fra andre energikilder som kull og fornybar (spesielt i kraftgenerering). Etter hvert tror vi på en strammere balanse mellom tilbud og etterspørsel også for gass i Europe, og at det globale tilbudet av LNG i markedet vil være en viktig prisdriver.

SDØE-porteføljen sin andel av norsk produksjon i 2015 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 holde seg på et nivå rundt en million fat frem til 2024 før produksjonen gradvis vil avta. Da staten ikke har eierandeler i alle funnene som vil skape vekst for sokkelen totalt sett frem mot 2024, 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 1.1.2016.

The SDFI-portfolio has since last valuation as of 1.1.2014 been subject to weak oil and gas prices, reduced free cash flow, but also lower costs. The value of the SDFI-portfolio at 1.1.2016 is estimated to be NOK 810 billion, of which 86% is from fields, where Troll, Oseberg and Johan Sverdrup are the most important, 6% is from discoveries, with Johan Castberg as the most important, 1% from risked exploration prospects and 6% 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 68% of the value is from cash flows from the next 10 years, whereas the remaining 36% is after this period. The SDFI net cash flows during 2014 and 2015 have been NOK 111 billion and NOK 94 billion respectively.

Updated Rystad Energy macro assumptions have resulted in a significant reduction of the portfolio's value. The oil price started declining during the second part of 2014 as a result of global overproduction. Assuming continued expected increase in oil demand, decline in production from existing fields and missing investments in new production, the oil price is expected to rebound towards 2020. New oil production from fields such as Johan Sverdrup and discoveries such as Johan Castberg will therefore not be affected from the current low oil price environment. The current low

oil price has however had an impact on spending and cost levels which have been reduced compared to 2014 expectations. This has reduced the break even oil price for projects such as Johan Castberg and Snorre life time extension. The gas price has also weakened in parallel with the oil price, but contrary to oil the gas price is not expected to rebound towards 2020. As a consequence of a gas heavy portfolio and high expected gas production the next years the reduced gas price expectation is the single most important driver of the reduction in portfolio valuation from 2014 to 2016.

Norwegian crude oil competes in a global market. Rystad Energy believes that the supply and demand of oil will balance in second half of 2016, and that a higher oil price towards 2020 is needed to generate sufficient supply. Norwegian gas is mostly exposed to the European gas market which is expected to remain weak towards 2020. Main reasons are weak European gas demand and competition from other energy sources like coal and renewables (for power generation). Rystad Energy believes in a tighter supply/demand balance after 2020 for European gas and that global LNG markets will be an important price driver.

The SDFI-portfolio's share of NCS production was 27% in 2015. The portfolio is to a large extent representative for 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 remain at a level of one million barrels per day towards 2024, after which a gradual decline is likely. SDFI is not fully exposed to all of the discoveries that are expected to drive growth for NCS by 2024. As a result the 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

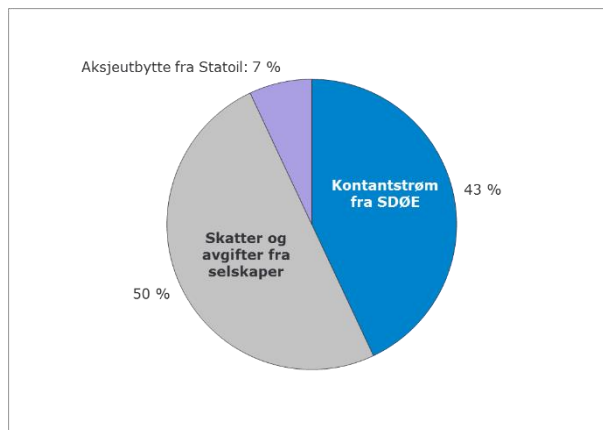
SDØE-porteføljen har blitt verdsatt jevnlig siden 2003. Forrige rapport kom i 2014 og tok for seg verdsetting for de to tidspunktene 2012 og 2014. Staten, ved Olje- og energidepartementet, har engasjert Rystad Energy for å gjøre en ny verdsetting, nå for 2016. Mandatet inkluderer analyse og valg av input data, valg av prisforutsetninger, verdsetting, utvikling i verdi fra 2014 til 2016 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 Statoil. 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 2015 var statens petroleumsinntekter på 219 milliarder kroner. Av dette utgjorde netto kontantstrøm fra SDØE 94 milliarder kroner, eller 43%. Skatter og avgifter selskaper 50% og aksjeutbytte fra Statoil 7%, se figur 1.1.

Figur 1.1: Statens petroleumsinntekter i 2015 (219 milliarder kroner) etter inntektstype (Kilde: Petoro, SSB)



1.3 Hvilke eiendeler som verdsettes

SDØE består av en oppstrømsportefølje og infrastruktureiendeler. Ved verdsettingen skal en 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 avhengige ressurser (ikke besluttet) og RK 8 er ressurser fra leting. RK 0 er allerede produserte volum. 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 per 1.1.2016. Det vil si at nye SDØE-andeler etter dette ikke er tillagt noen verdi ved denne verddivurdringen (f.eks. 23. konsesjonsrunde).

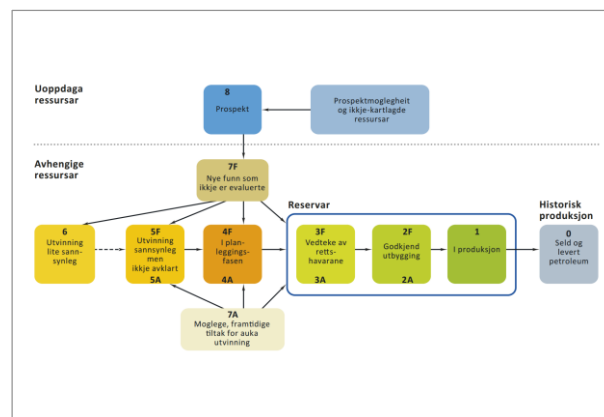
Infrastrukturedelen består av 13 eiendeler. Den viktigste delen er Gassled, det norske systemet for transport og prosessering av gass, hvor SDØE eier 45,793%. De andre eierne består av utenlandske investorer (44%) og oppstrøms-selskaper (10%, hvorav Statoil har 5%). Andre eksempler på infrastruktureiendeler er oljerør fra Troll til Mongstad, Haltenpipe som transporterer gass fra Heidrun til Tjeldbergodden og Polarled-prosjektet som skal transportere gass fra Norskehavet til Nyhamna.

Andre elementer på selskapsnivå som tas med i verdiberegningen er Petoros bevilgede budsjett og kostnader til Statoil forbundet med markedsføring og salg av SDØE's gass.

Figur 1.2: Oversikt over eiendeler som verdsettes

	Antall eiendeler	Ressursklasser	Eksempler
Felt	32 produserende 4 under utbygging	RK 1-7	Troll, Ormen Lange Johan Sverdrup, Martin Linge
Funn	53	RK 4-7	Johan Castberg, Wisting, D-Struktur
Leting	177	RK 8	PL615 og PL716 i Barentshavet
Andre elementer	13 infrastruktureiendeler (Gassled, Troll oljerør, Haltenpipe, Polarled) 2 selskapselementer (Petros bevilgede budsjett og kostnader til markedsføring og salg av gass)		

Figur 1.3: Ressursklassifisering (Kilde: Oljedirektoratet)



2 VERDI AV SDØE-PORTEFØLJEN I 2016

I dette kapittelet presenteres verdien av SDØE-porteføljen slik den er beregnet per 1.1.2016.

2.1 SDØE porteføljeverdi

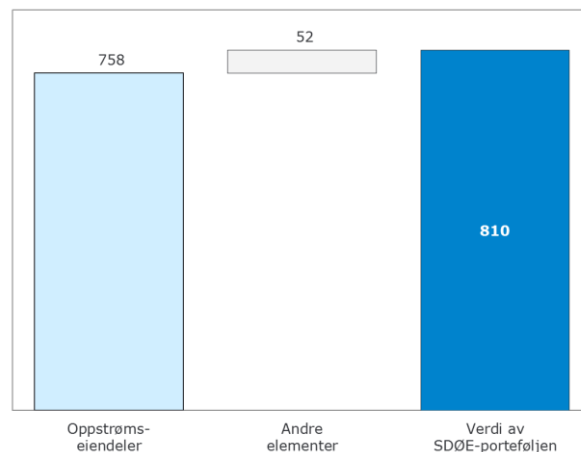
I oppbyggingen av verdien er det to hovedelementer: Oppstrømseiendeler og andre elementer (infrastruktureiendeler og selskapselementer). Totalt er statens eiendeler i SDØE verdsatt til 810 milliarder norske kroner per 1.1.2016. I figur 2.1 er de to hoveddelene av porteføljeverdien synliggjort.

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) 758 milliarder kroner. Andre elementer er verdsatt til 52 milliarder kroner. I de neste delkapitlene vil SDØE-porteføljen bli ytterligere beskrevet.

Figur 2.2 viser hvilke oljepris, dollarkurs og gassprisforutsetninger 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 1.1.2016 (mrd kroner)



Figur 2.2: Olje- og gassprisforutsetninger for verdsetting 2016

	Oljepris USD/fat nom	Valutakurs USD/NOK	Gasspris NOK/sm ³ nom
2016	47,00	8,26	1,50
2017	67,00	7,61	1,57
2018	80,00	7,23	1,55
2019	95,00	6,81	1,51
2020	105,00	6,57	1,65
2021	113,00	6,40	1,79
2022	Inflasjonsjustert med 2,5%	6,40	1,84
2022+		6,40	Inflasjonsjustert med 2,5%

2.2 Oppstrømseiendeler

Av oppstrømseiendelene bidrar felt med den klart største verdien på 699 milliarder kroner. De fem største feltområdene; Troll, Johan Sverdrup, Oseberg, Ormen Lange og Åsgard bidrar med rundt 65% av verdien fra felt (figur 2.3).

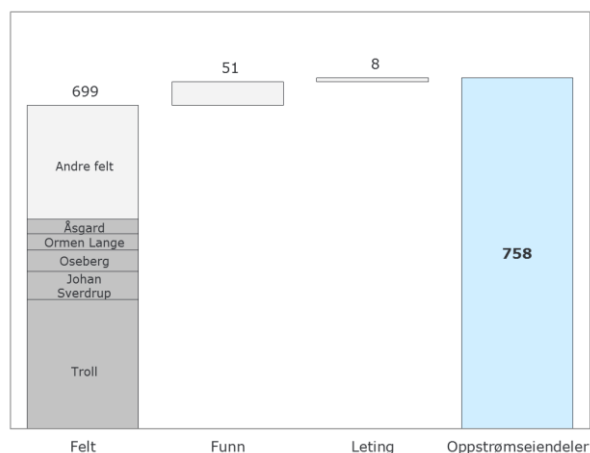
Siden 2014 har Johan Sverdrup og Maria blitt modnet fram til ressursklasse 3, hvilket betyr at disse nå kategoriseres som felt under utbygging. Statens 17,36% andel i Johan Sverdrup utgjør en verdi på 66 milliarder kroner og er et av de mest verdifulle feltene i porteføljen.

Funn er verdsatt til 51 milliarder kroner totalt. Johan Castberg og Snorre levetidsforlengelse har begge sett en betydelig modning og kostnadsreduksjon med påfølgende verdistigning siden 2014.

Risiket bidrag fra SDØEs nåværende leteareal er verdsatt til 8 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 de neste årene forventes å være relativt jevn på et nivå rundt en million fat oljeekvivalenter per dag. Etter 2025 forventes SDØE-porteføljen å ha en fallende produksjon. Nivået reduseres over en tiårs-periode ned til rundt en halv million fat oljeekvivalenter per dag i 2036.

Figur 2.3: Oppbygging av oppstrømsporteføljen som verdsatt 1.1.2016 (mrd kroner)

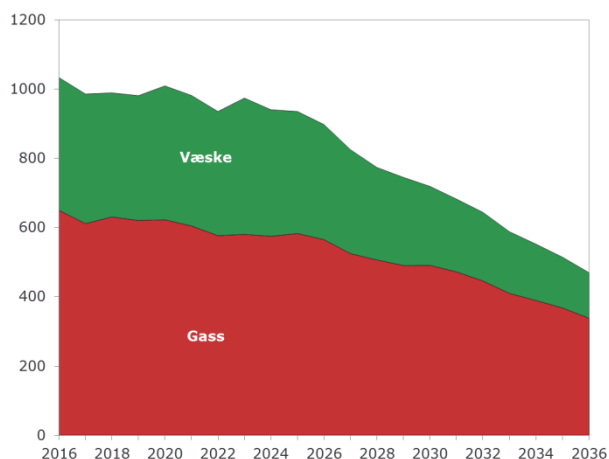


I figur 2.4 er den fremtidige produksjonsprofilen fordelt på væske og gass. Væske er her olje, kondensat og NGL (Natural Gas Liquids - væskeproduktene fra rikgass). Fordelingen av væske og gass viser at SDØEs portefølje er gasstung. 64% av volumene frem mot 2036 kommer fra gass. Gassproduksjonen er forventet 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, Snorre, Gullfaks og Heidrun. Etter 2020 vil Johan Sverdrup og Johan Castberg kunne bidra til økt oljeproduksjon. Over halvparten av den fremtidige gassproduksjonen kommer fra gassdelen av Trollfeltet, men også Snøhvit og Ormen Lange bidrar med betydelig gassproduksjon.

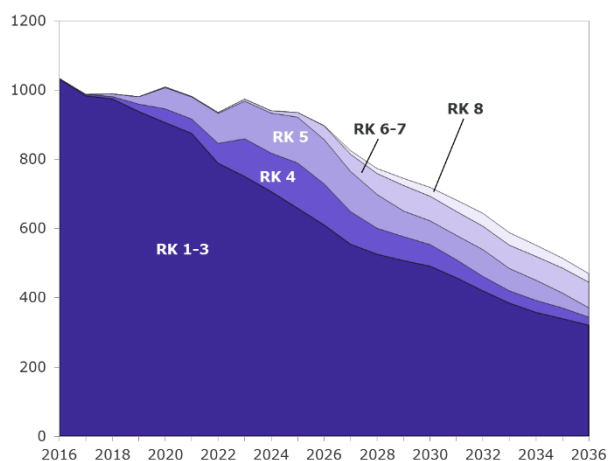
I figur 2.5 er produksjonen vist per ressursklasse (RK). Felt som er i produksjon idag har ressurser i RK 1-7, funn i RK 4-7 og leting i RK 8. RK 1-3 (vedtatte prosjekter) innholder størsteparten av volumene, men er naturlig fallende over perioden. For å holde produksjonsnivået frem mot 2025 er man avhengig 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 over 70% av de gjenværende ressursene i SDØE-porteføljen. Norskehavet har en fallende produksjon, mens Barentshavet øker produksjonsnivået fra en lav base i 2016 og utover. Leting er forventet å bidra med ressurser fra spesielt Barentshavet. Merk at tildelinger ifm. 23. konsesjonsrunde ikke er inkludert i denne verdivurderingen. Tildelingene vil kunne bidra utover hva som er angitt i figur 2.6

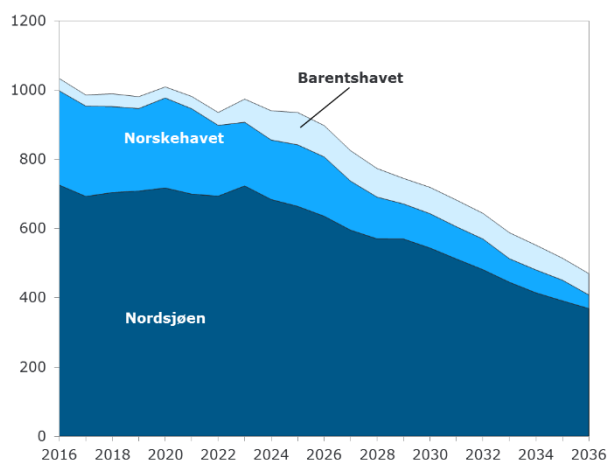
Figur 2.4: Fremtidig produksjon fra SDØE-porteføljen fordelt på væske og gass (tusen fat o.e. per dag)



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)



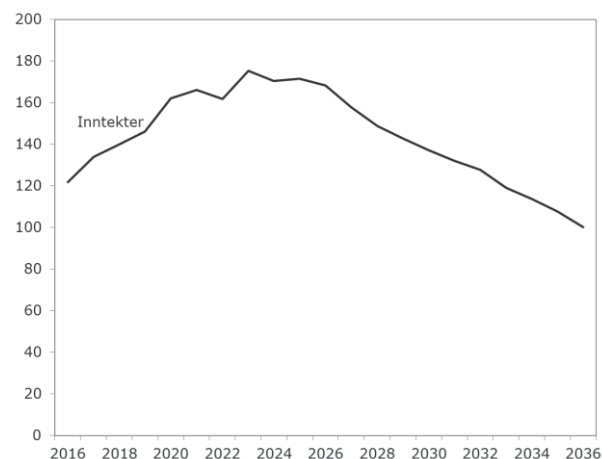
Oljeprisen er forventet å øke mot 100 USD per fat nominelt i 2020 basert på Rystad Energy sitt syn på global etterspørsel og tilbud. Økende oljepris er også forventet å styrke den norske kronen. Gassprisen er derimot forventet å holde seg svak fram mot 2020 drevet av globalt LNG overskudd. Etter 2020 forventes amerikansk LNG eksport å være sentral for gassprisen i Europa.

Forventet produksjon kombinert med olje- og gassprisforutsetningene gir forventet inntektsprofil for oppstrømseiendelene, vist i figur 2.7. Inntektene forventes å stige frem mot 2024 ettersom produksjonsnivået holdes relativt flatt og oljeprisen er forventet å stige fra 2016. I 2024 forventes inntektene å være på sitt høyeste med rundt 175 milliarder kroner. Inntektsprofilen faller noe i perioden rundt 2020-2022 som en følge av en kortvarig nedgang i oljevolumer, før volumer fra blant annet Johan Sverdup og Johan Castberg bidrar til økte inntekter igjen. Etter 2025 forventes det at produksjonen til SDØE-porteføljen som helhet er fallende, og dermed også inntektene.

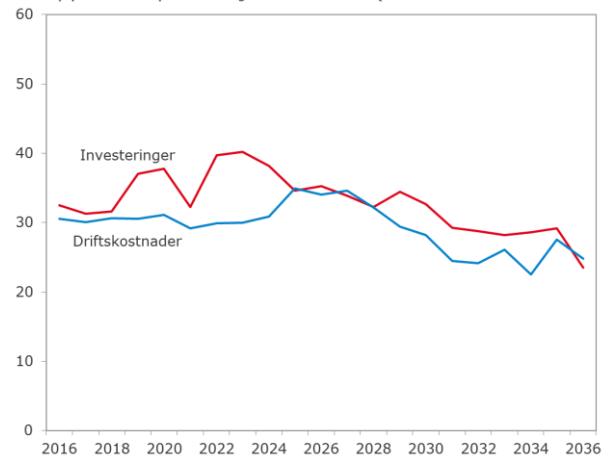
Investeringene og driftskostnadene for oppstrømseiendelene i SDØE-porteføljen er vist i figur 2.8. Det forventes et investeringsnivå på opp mot 40 milliarder kroner årlig fram til 2023. Dette er knyttet til investeringer i produserende felt og i utbygginger av nye felt og funn som Johan Sverdup og Johan Castberg. Etter 2023 forventes investeringene å falle gradvis etter hvert som prosjektporteføljen reduseres. Driftskostnadene er forventet å ligge rundt 30 milliarder kroner fram mot 2024. Etter en periode opp mot 35 milliarder kroner per år fra 2025 til 2028 er driftskostnadene avtagende mot slutten av perioden.

De tre ovennevnte kontantstrømmene gir grunnlaget for utregning av netto kontantstrøm fra oppstrømporteføljen (inntekter minus investeringer og driftskostnader). Netto kontantstrøm fra oppstrømseiendelene i perioden 2016-2036 kan sees i figur 2.9. Fra 2016 til 2022 forventes netto konstantstrøm å øke fra 60 milliarder til 105 milliarder drevet av forventet høyere oljepris og stabil produksjon. Deretter forventes netto kontantstrøm å holde seg stabil rundt 100 milliarder mot 2026 som følge av ny produksjon og lavere investeringsnivå. Etter 2026 forventes kontantstrømmen å falle gradvis mot rundt 50 milliarder i 2036.

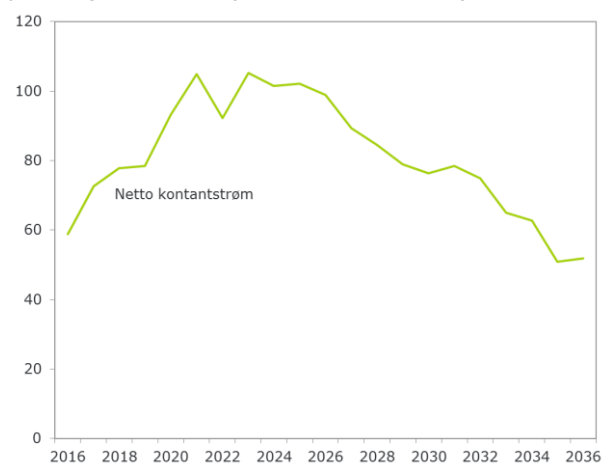
Figur 2.7: Forventede inntekter fra oppstrømsporteføljen til SDØE (mrd kroner nominelt)



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)



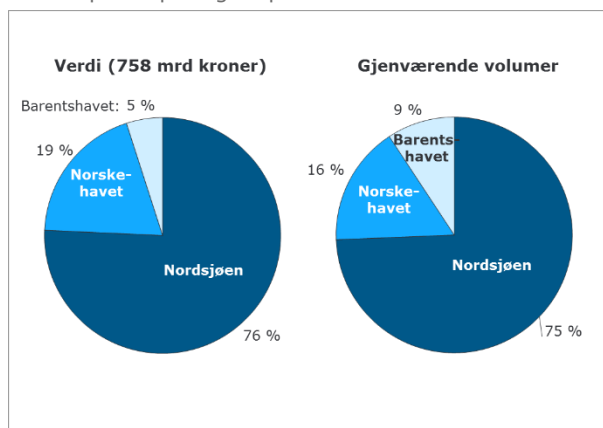
Ved å diskontere fremtidig netto kontantstrøm til 1.1.2016 beregnes verdien for oppstrøms-eiendelene i SDØE-porteføljen til 758 milliarder kroner.

I figur 2.10 er verdien av oppstrøms-eiendelene fordelt på region. Nordsjøen utgjør 76% av verdien, Norskehavet 19%, mens 5% av verdien er knyttet til Barentshavet. Hvis vi ser på gjenværende produksjonsvolumer, og ikke verdi, utgjør Barentshavet 9% av oppstrøms-porteføljen. Dette kommer av at Barentshavet er en mer umoden region som står foran betydelige 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.

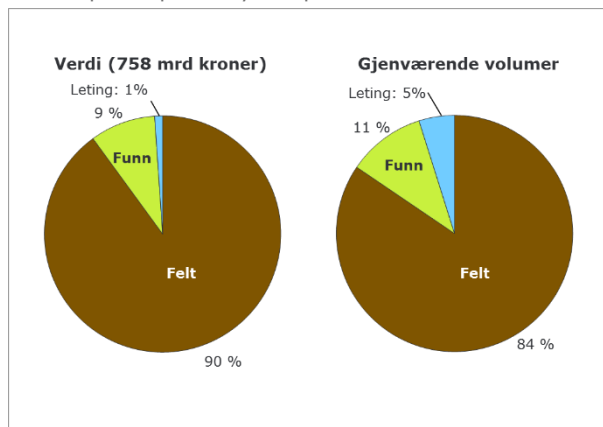
I figur 2.11 er verdien på oppstrømsporteføljen vist per livssyklus. 90% av verdien i oppstrøms-eiendelene kommer fra felt, og da hovedsakelig fra produserende felt (bl.a. Troll, Oseberg). 9% av verdien i oppstrøms-eiendelene kommer fra funn (bl.a. Johan Castberg), og de resterende 1% er bidraget fra 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. 68% av verdien til oppstrøms-eiendelene kommer fra kontantstrøm de første ti årene (2016-2025) og de neste ti årene bidrar med 27%. Verdien av produksjon som kommer senere enn 20 år ut i tid er 5%, til tross for mye volum i denne perioden.

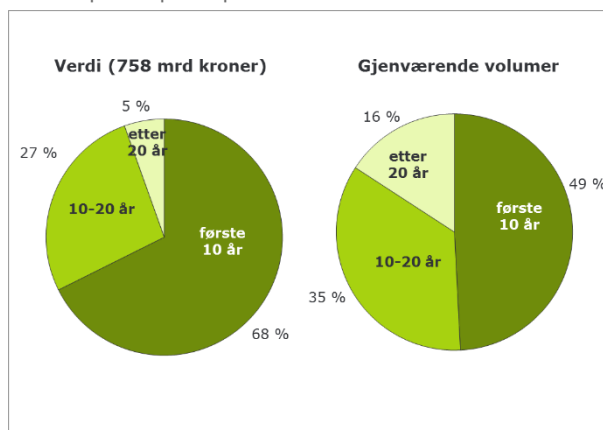
Figur 2.10: Verdi og volumer i oppstrømsporteføljen til SDØE splittet på region per 01.01.2016



Figur 2.11: Verdi og volumer i oppstrømsporteføljen til SDØE splittet på livssyklus per 01.01.2016



Figur 2.12: Verdi og volumer i oppstrømsporteføljen til SDØE splittet på år per 01.01.2016



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 og blant de største eiendelene i porteføljen totalt sett.

I selskapselementer inngår bevilget budsjett til Petoro og kompensasjon til Statoil for markedsføring og salg av SDØE's gass.

Totalt er andre elementer i SDØE-porteføljen verdsatt til 52 milliarder kroner i 2016.

3 UTVIKLING FRA 2014 TIL 2016

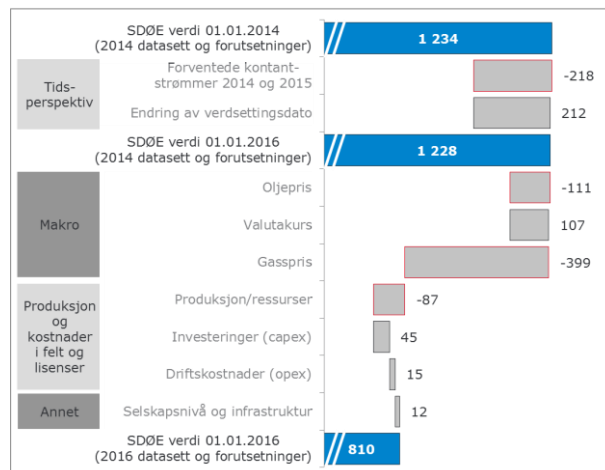
I dette kapittelet analyserer vi utviklingen fra 2014 til 2016. Vi tar først for oss forventet mot faktisk kontantstrøm for årene 2014 og 2015. Deretter ser vi på hvordan endrede makro-forutsetninger påvirker verdien av SDØE. Videre ser vi på hvordan endrede forutsetninger for produksjon og kostnader 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 til lavere prisforutsetninger.

Det er flere elementer som må hensyntas for å sammenligne en SDØE-verdi i 2014 med en SDØE-verdi i 2016. 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 1.1.2014 (med 2014 datasett og forutsetninger) via en estimert SDØE-verdi per 1.1.2016 (med 2014 datasett og forutsetninger) til vår endelige SDØE-verdi per 1.1.2016 (med 2016 datasett og forutsetninger). Figuren viser først at forventningen i 2014 til verdien i 2016 var 1228 milliarder kroner. Figuren viser videre at verdien i 2016 nå har blitt redusert til 810 milliarder kroner, en reduksjon på totalt 424 milliarder kroner. Forskjellen kan forklares av endrede makroforhold (først og fremst gasspris) og endrede forventninger om produksjon, investeringer og driftskostnader.

3.1 Netto kontantstrøm fra SDØE i 2014 og 2015

Ved starten av 2014 var forventet kontantstrøm for 2014 og 2015 henholdsvis 115 og 105 milliarder kroner. Den faktiske realiserte netto kontantstrøm ble 111 og 94 milliarder kroner for de to årene.

Figur 3.1: Forandring i verdi for SDØE-porteføljen fra 2014 til 2016 (mrd kroner)



Forskjellen for 2014 var 4 milliarder kroner (3,5%) lavere netto kontantstrøm enn forventet. Olje- og gassprisfallet i andre halvdel av 2014 forklarer mye av nedgangen som ble dempet av høyere produksjon enn forventet (spesielt gass) og svakere kronekurs.

For 2015 ble faktisk kontantstrøm 11 milliarder kroner (10,5%) lavere enn forventningen i 2014. Olje- og gassprisfallet fortsatte inn i 2015 og resulterte i svake inntekter enn forventet.

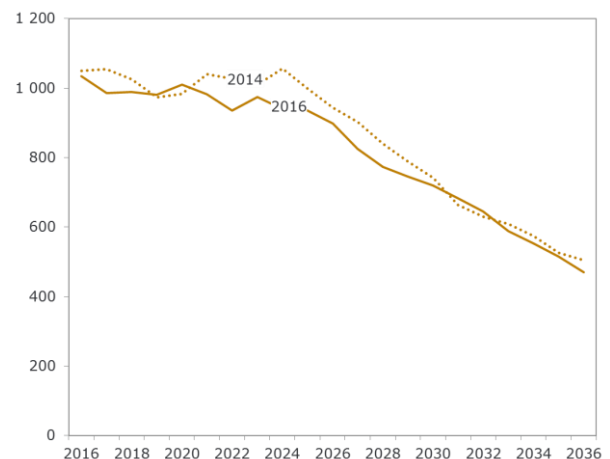
3.2 Endring i makroforutsetninger

Som figur 3.1 viser bidro endrede makroforutsetninger til en stor del av verdiredueringen. I 2014 ble det antatt høyere olje og gasspris enn i 2016. Oljeprisen er dog forventet å styrke seg igjen mot 2020 slik at verdireduksjonen er begrenset til 111 milliarder kroner. Utsiktene til gassprisen er derimot svekket betydelig siden 2014 slik at SDØE sin gasstunge portefølje får en verdireduksjon på 399 milliarder kroner. Til gjengjeld er kronekursen mot dollar og andre store valutaer som euro og pund svekket slik at for eksempel olje som selges i dollar øker inntektene i kroner.

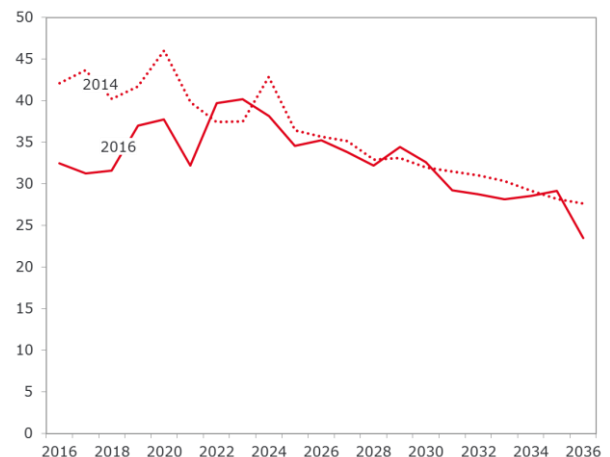
3.3 Endring i produksjon og kostnader

Endring i prognosene for produksjon og kostnader (investeringer og driftsutgifter) drar verdien i hver sin retning. Det forventes redusert produksjon i forhold til forventningen i 2014, blant annet på grunn av forsinkelser av prosjekter, lavere produksjon fra eksisterende felt og justering av ressurser i ubesluttete prosjekter (figur 3.2). Totalt bidrar endret fremtidig produksjon med en verdireduksjon på 87 milliarder kroner sammenlignet med estimatene i 2014. Samtidig har forventningene om investeringsnivå blitt redusert siden 2014 (figur 3.3). Dette forklares av lav olje- og gasspris som har tvunget fram kostnadsreduksjoner gjennom lavere aktivitet og bedre effektivitet. Mot 2020 og utover vil høyere oljepris øke investeringsnivået opp mot forventningen fra 2014.

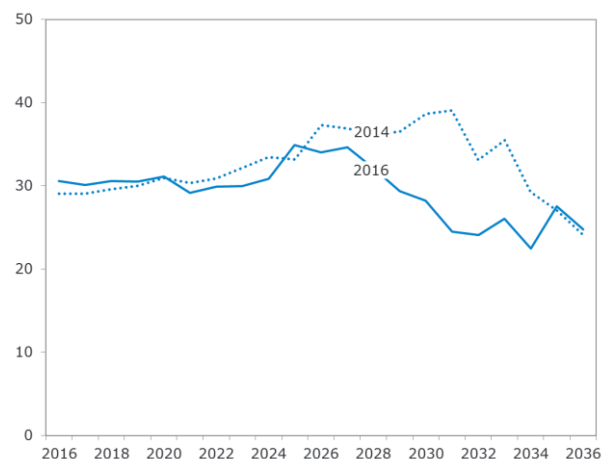
Figur 3.2: Forventede produksjonsprofiler i 2014 og 2016 (tusen fat oljeekvivalenter per dag)



Figur 3.3: Forventede investeringer fra oppstrømsporteføljen i 2014 og 2016 (mrd kroner nominelt)



Figur 3.4: Forventede driftskostnader fra oppstrømsporteføljen i 2014 og 2016 (mrd kroner nominelt)



Reduserte tariffer i Gassled vil redusere porteføljens driftskostnader i forhold til 2014 nivå (figur 3.4). Fra 2025 og utover vil tariffreduksjonen redusere driftskostnader i felt som Troll og Ormen Lange etterhvert som bookede volumer til gamle tariffer utgjør en stadig mindre andel av totale tariffer.

Totalt bidrar de reduserte kostnadene med et positivt verdibidrag på 60 milliarder kroner. Resultatet er i sum et netto negativt verdibidrag på 17 milliarder kroner i perioden som følge av endring i produksjon og kostnader.

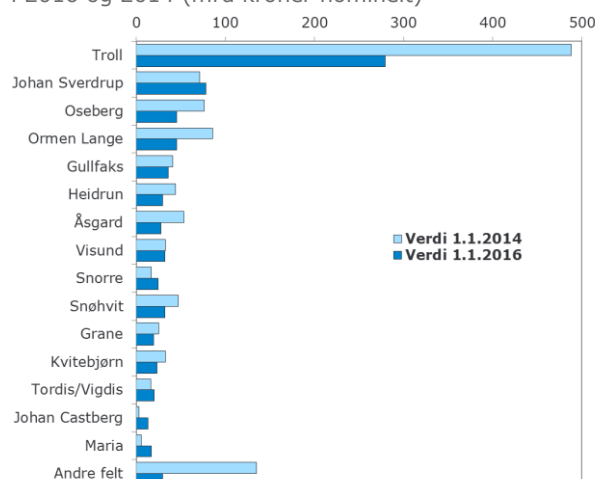
3.4 Utvikling for de viktigste feltene

I figur 3.5 er de 15 mest verdifulle feltene i 2016 vist, med verdi i 2016 og 2014. Beregningene er gjort med tilsvarende 2016 og 2014 forutsetninger og datasett. Endringen i verdi vil reflektere alle mulige årsaker til verdiendring slik som forskjellig verdsettingstidspunkt, makroforutsetninger, produksjon og kostnader. Merk at selv om de fleste feltene har hatt negativ verdiutvikling fra 2014 til 2016 har de fortsatt positiv nåverdi.

Endring av gassprisforutsetning har påvirket verdien i negativ retning for de store gassfeltene i porteføljen som inkluderer blant annet Troll, Ormen Lange og Åsgard. Endring av oljeprisforutsetning har dratt ned verdien av oljefelt som Oseberg, Gullfaks og Heidrun noe. Samtidig har ikke perspektivet på utviklingen i oljepris på lang sikt (dvs fra 2020 og utover) forandret seg så mye fra 2014 til 2016. Det innebærer at verdien på fremtidige oljeutbygginger som Johan Sverdrup og Maria ikke har blitt redusert nevneverdig på grunn av oljeprisendring, men snarere har økt i verdi som følge av kostnadsreduksjon og oppjusterte ressurser.

Kostnader og utbyggingskonsepter har også endret seg i løpet av perioden med endret konseptvalg og betydelige kostnadsreduksjoner knyttet til spesielt Johan Castberg utbyggingen og Snorre levetidsforlengelse.

Figur 3.5: De 15 mest verdifulle feltene i 2016, med verdi i 2016 og 2014 (mrd kroner nominelt)



3.5 Oversikt verdiendring

I figur 3.6 presenteres forskjellen i utregnet verdi 2014 og 2016 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 verdireduksjon på 424 milliarder kroner på SDØE-porteføljen fra 2014 til 2016.

Felt har den største verdireduksjonen på 369 milliarder kroner. Dette skyldes lavere olje- og gasspris som vil redusere netto kontanstrøm fra produserende felt med de største bidragene fra feltene Troll, Ormen Lange og Åsgard. Johan Sverdrup har blitt modnet fram til felt og bidrar således til høyere verdi for feltporteføljen. Funn har 55 milliarder kroner i redusert verdi både på grunn av lavere olje- og gasspriser og få nye funn i perioden til å erstatte Johan Sverdrup. Det har likevel vært en positiv verdiutvikling for viktige funn i porteføljen som Johan Castberg og Wisting drevet av lavere kostnader og økt ressursgrunnlag.

Verdien på leteporteføljen er verdsatt lavere i 2016 enn i 2014. Totalt er det en netto nedgang på 5 milliarder for leting. Dette skyldes blant annet redusert leteaktivitet i perioden med lav oljepris og lavere forventet fremtidig produksjon.

Andre elementer (infrastruktureiendeler og selskapselementer) har en netto økning i verdi på fem milliarder fra 2014 til 2016. De største endringene skyldes lavere kostnader knyttet til Statoils markedsføring og salg av statens gass, høyere verdi for Oseberg og Haltenbanken infrastruktur og redusert Gassled verdi på grunn få nye gassressurser.

Figur 3.6: Endring i verdi fra 2014 til 2016 fordelt på eiendelstype (mrd kroner)

	Verdi av SDØE i 2014	Verdi av SDØE i 2016	Verdiendring
Felt	1068	699	-369
Funn	106	51	-55
Leting	13	8	-5
Andre elementer	47	52	5
Totalt	1234	810	-424

3.6 Sensitiviteter rundt verdi

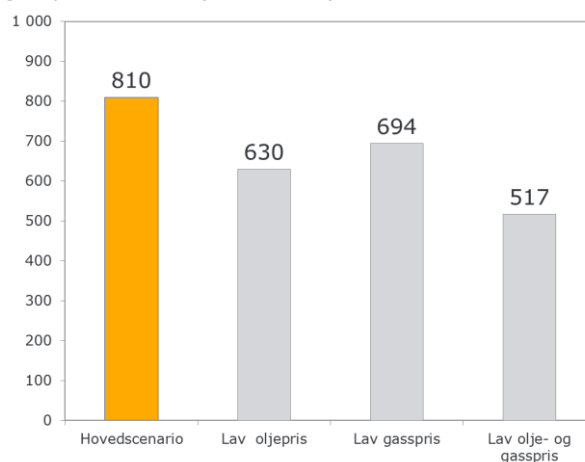
810 milliarder kroner representerer Rystad Energy's beste estimat og forventet verdi av SDØE-porteføljen per 1.1.2016. Verdien på porteføljen kan være både høyere og lavere enn dette. På bakgrunn av dagens markedsituasjon og forutsetningene som ligger til grunn for hovedscenarioet ser vi det som mest interessant å teste nedsiden og hvor robust porteføljeverdien 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 630 milliarder kroner. Endring til lav gasspris gir en verdi på 694 milliarder kroner. Dersom vi endrer til både lav oljepris (og tilhørende dollarkurs) og lav gasspris samtidig får vi en verdi på 517 milliarder kroner. Dette viser at det er større nedside for porteføljeverdien på grunn av mulig svakere oljeprisutvikling enn knyttet til mulig svakere gassprisutvikling. Årsaken er at det er større forskjell mellom hovedscenarioet og lavprisscenarioet for olje enn for gass.

I figur 3.8 vises banene for lav olje pris (og tilhørende dollarkurs) og lav gass pris som er benyttet til å beregne disse sensitivitetene. Som lav oljepris har vi benyttet 50 USD per fat i 2016 og inflasjonsjustert denne fremover. Tilsvarende for gass har vi benyttet markedsconsensus på 1.48 NOK per kubikkmeter gass i 2016 og også inflasjonsjustert denne fremover.

Oljeprisen er en viktig driver for dollarkursen, investeringsnivå og for investeringsbeslutninger. For å hensynta dette ved beregning av sensitivitetsverdiene for lav oljepris, er følgende endringer gjort. Dollarkursen er 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: Porteføljeverdi ved ulike olje- og gassprisscenarier (mrd kroner)



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

	Lav oljepris USD/fat nom	Valutakurs USD/NOK	Lav gasspris NOK/sm ³ nom
2016	50,00	8,15	1,48
2017	Inflasjonsjustert med 2,5%		Inflasjonsjustert med 2,5%
2018			
2019			
2020			
2021			
2022			
2022+			

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.

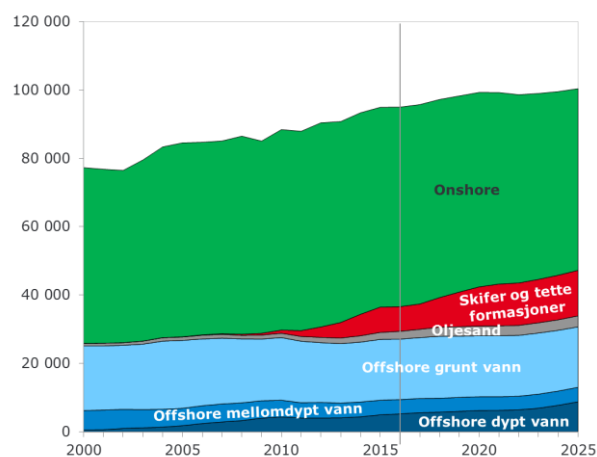
4.1 Det globale oljemarkedet

I andre halvår av 2014 falt oljeprisen fra over 100 USD per fat ned under 50 USD per fat, og gjennom hele 2015 har prisene holdt seg lave, med et foreløpig bunnnivå på 30 USD per fat ved starten av 2016. Vi har helt siden midten av 2014 vært inne i en lang periode der tilbudet av olje har vært større enn etterspørselen. Viktige årsaker til dette overskuddet er den kraftige økningen i produksjon av amerikansk skiferolje, svakere etterspørsel enn antatt og at OPEC ikke har ønsket å kutte i produksjonen. Figur 4.1 viser global væskeproduksjonen etter kilde. Som man ser er bidraget fra skifer og tette formasjoner økt betydelig, mens offshore produksjonen har vært mer stabilt.

Oljeprisfallet har bremsset opp aktiviteten i industrien betydelig, både når det gjelder boring og sanksjonering av nye prosjekter. Effekten på produksjon har etterhvert gjort seg gjeldende og amerikansk skiferoljeproduksjon har nå nådd toppen og er i nedgang. Videre har redusert boring på eksisterende offshore felter bidratt til økt nedgang fra modne felter. På toppen av dette har vi sett utsettelse og kanselleringer av nye prosjekter. Alt dette bidrar til lavere tilbud av olje fremover. Samtidig forventes det at etterspørselen vil stige med rundt 1 million fat/d årlig frem mot 2020.

Rystad Energy sitt syn er at balansen mellom tilbud og etterspørsel av olje snart er i likevekt og at en høyere oljepris fremover er nødvendig for å skape tilstrekkelig tilbud til å møte etterspørselen. Dette synet danner basisen for oljeprisen i hovedscenariet.

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



4.2 Kostnadsutvikling i industrien

Kombinasjonen av tilnærmet flate priser for produktene og økende kostnader dro ned inntjeningen til olje- og gasselskapene allerede i 2014 og tidlig 2015. Resultatet ble økt fokus på kostnader i hele verdikjeden. Oljeprisfallet har ytterligere akselerert kostnadsfokus og vi har fått betydelige investeringskutt, nedbemanning og kostnadsdeflasjon. Dette er ikke et særnorsk fenomen, men noe som har rammet hele industrien globalt.

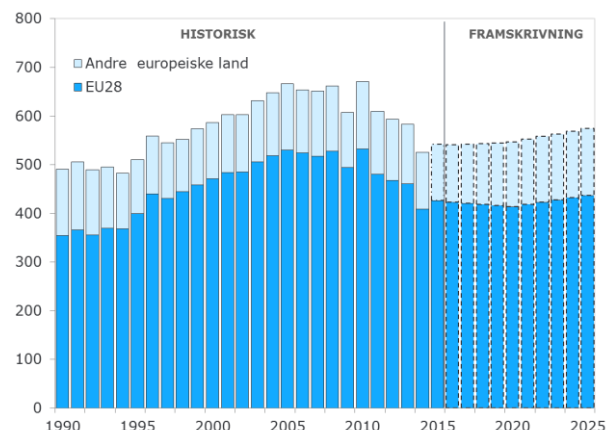
Totalt sett ble kostnadene på norsk sokkel redusert 4% i 2014 og 27% i 2015. Dette inkluderer både investeringer, leting og driftskostnader. Fremover antas det at vi også i 2016 vil se en kostnadsreduksjon før stigende oljepris vil presse kostnadene oppover.

4.3 Gassmarkedet i Europa

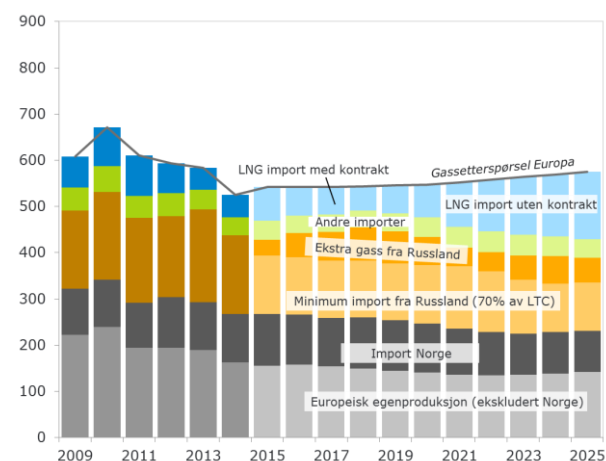
Etterspørsel etter naturgass har i Europa (EU 28 landene) falt fra et nivå på 532 milliarder kubikkmeter i 2010 ned til 426 milliarder kubikkmeter i 2015, et fall på 20% (figur 4.2). Hovedgrunnen til denne etterspørselsvikten er mindre bruk av gass til elektrisk kraftgenerering. Fornybare energikilder, 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 elektrisitetsgenerasjon. Etterspørsel etter gass i EU 28 landene er forventet å være flat mot 2020 på grunn av svak økonomisk utvikling og fortsatt sterk vekst innenfor fornybare energikilder. Eventuelt høyere CO₂ priser kan derimot styrke konkurransekraften til gass på grunn av lavere CO₂ utslipp per energienhet enn kull.

Tilbudssiden i Europa deler man ofte opp i egenproduksjon i Europa (i 2014 ca 50% når man inkluderer Norge), import fra Russland (32%), import fra andre rørledninger inn i Europa (8%) og resterende LNG (flytende nedkjølt naturgass) import (9%). Import av norsk gass gjennom rørledninger til Europa var i 2015 på rekordnivå og utgjorde nesten 110 milliarder kubikkmeter. Statoil markedsfører og selger to tredjedeler av dette volumet, og dette inkluderer også SDØEs gass.

Figur 4.2: Europeisk gassetterspørsel 1990-2025, milliarder kubikkmeter (Kilde: Eurostat, BP Energy Statistics, IEA WEO2015)



Figur 4.3: Europeisk gassbalanse 2009-2025, milliarder kubikkmeter (Kilde: Rystad Energy UCube, BP Energy Statistics, Bloomberg)



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 til å dekke behovet, og at det resterende gapet vil måtte fylles av importert LNG. (Se figur 4.3).

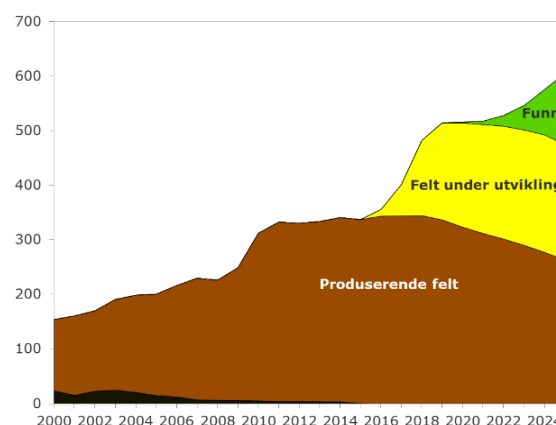
Globalt er gassmarkedet antatt å vokse med 15%, men det er en økende geografisk ubalanse mellom etterspørsel og tilbud av gass. Veksten i forbruk er i ikke-OECD land, mens produksjonen domineres av OECD land med USA, Canada og Australia i spissen. En implikasjonen av dette er at handel med LNG er forventet å øke fra 330 bcm per år i 2014 til 500 bcm per år i 2020. Denne veksten tar høyde for allerede sanksjonerte prosjekter. Etter 2020 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, og det forventes at det vil komme ny LNG kapasitet her og at prisen på denne gassen vil være en viktig driver av gassprisene i andre markeder, derunder Europa. (Se fig 4.4)

Rystad Energy's hovedscenario for gassprisutviklingen i Europa bygger på tre hovedforutsetninger. Frem mot 2020 forventes det fortsatt svakt marked, drevet av mye av det samme sentimentet som har skapt nedgangen. Lave kullpriser og bidrag fra fornybare kilder. I perioden 2020-2022 tror vi på en styrking av prisene som følge av strammere balanse mellom tilbud og etterspørsel. Etter hvert tror vi imidlertid prisen på europeisk gass vil nærme seg prisen på amerikansk gass justert for prosessering og transport som LNG.

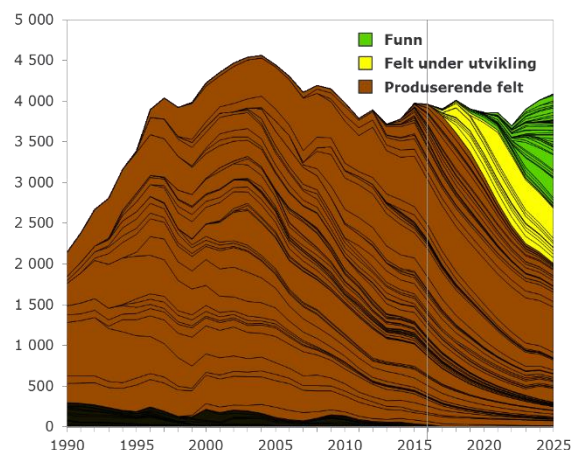
4.4 Norsk produksjon og ressurser

I 2015 ble det produsert i snitt 4,5 millioner fat oljeekvivalenter per dag i Norge. Omkring 50% av dette var olje (inkludert kondensat og NGL) og tilsvarende var gass. Det har vært en nedgang i produksjon siden toppåret 2004, men mange nye utbygginger har resultert i en høyere produksjonsvekst i 2015, se figur 4.5.

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



Figur 4.5: Norsk væske- og gassproduksjon 1990-2025, per felt og livssyklus, tusen fat o.e. per dag (Kilde: Rystad Energy UCube)



Mesteparten av økningen er i form av olje med utbygginger som Goliat, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog, mens Aasta Hansteen og Åsgard gasskompresjon vil bidra til økt gassproduksjon. Etter 2020 vil også Johan Sverdrup (Nordsjøen) og Johan Castberg (Barentshavet) bidra med ytterligere økning i oljeproduksjon.

Sammenlignet med Storbritannia har Norge produsert mer olje siden midten av 1990-tallet og produserer i dag dobbelt så mye som Storbritannia. Når det gjelder gass har Norge gått fra å produsere under halvparten av Storbritannia i 2001 til å produsere nesten tre ganger så mye som Storbritannia i 2015. For Europa sett under ett representerte norsk gass omtrent 44% av europeisk gassproduksjon i 2015 (Russland ikke inkludert). Denne andelen er antatt å øke til rundt 49% i 2020.

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 har Norge vært i verdenstoppen når det gjelder offshore oljefunn, og toppen ble nådd i 2011 da mesteparten av Johan Sverdrup ressursene ble påvist. De største funnene i perioden har ellers vært resultat av leting i Barentshavet. Her har vi fått funn som Johan Castberg, Wisting, Alta/Gohta og Norvarg. Andre funn er Skarvfjell, Krafla/Askja og King Lear i Nordsjøen, og Snilehorn, Pil og Bue og Snøhvit Nord i Norskehavet. Det er hovedsakelig olje som har vært funnet.

I global målestokk opplevde også verden, i likhet med Norge, et svakt leteår 2015. I Norge ble det oppdaget rundt 250 millioner fat oljeekvivalenter og totalt i verden rundt 8 milliarder fat oljeekvivalenter. Det er ikke nok til å erstatte den årlige produksjonen på henholdsvis 1,3 millioner og 35 milliarder fat oljeekvivalenter.

I tillegg til nye funn vil også økte ressurser i eksisterende felt utgjøre et viktig bidrag til 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 årene 2014 og 2015 har det vært en netto økning i reserver på 565 millioner fat oljeekvivalenter basert på Oljedirektoratets ressursregnskap.

4.5 Transaksjonsmarkedet

Transaksjonsmarkedet (kjøp og salg av andeler i utvinningstillatelser og selskaper) fortsatte å holde seg på et høyt nivå de siste to årene.

Selskapssammenslåinger og oppkjøp har stått for det meste av aktiviteten med Det norske oljeselskaps kjøp av Marathon Norge og DEAs kjøp av E.On Norge som de største transaksjonene. Det norske oljeselskaps oppkjøp av Marathon som medførte operatørskap og kontantstrøm fra Alvhøimfeltet bidro til å etablere Det norske oljeselskap som et ledende selskap på norsk sokkel. Det norske oljeselskap har utnyttet muligheten den nye posisjonen har gitt dem til å gjennomføre flere oppkjøp i 2015 og 2016 av selskaper med fremførbare skatteunderskudd, uavskrevne skattebalanser og leterefusjoner.

Foruten selskapssammenslåinger er det Statoil og Wintershall som har stått bak de største salgene i løpet av 2014 og 2015. Statoil solgte andeler i Gjølå området og Aasta Hansteen til Wintershall for USD 1,25 milliarder. Wintershall solgte andeler i felt som Knarr og Ivar Aasen til Tellus Petroleum for USD 602 millioner, men transaksjonen ble i etterkant avlyst.

Høyere kostnader, redusert inntjening og ønske om å redusere investeringsforpliktelser gjør at en del selskaper vurderer salg av felt og leteareal. I tillegg er det noen selskaper som av strategiske grunner ønsker å selge sin portefølje på norsk sokkel. Svenska Petroleum, E.On, Noreco, Atlantic Petroleum og Premier Oil er noen av selskapene som har solgt sine norske andeler og dermed ikke lenger er aktive på norsk sokkel. På den annen side er det flere selskaper som ønsker å etablere seg i Norge, enten ved å etablere et datterselskap selv eller ved muligens å gjøre oppkjøp av andre selskaper i Norge. Chevron ble for eksempel tildelt areal i 23. runde som er et comeback for selskapet etter salget av Draugen og tilbakeleveringer av letelisenser i Norskehavet i løpet av 2014 og 2015.

Transaksjonsmarkedet i Storbritannia viser høyere aktivitet enn i Norge. Det skyldes i stor grad at det er langt flere selskaper aktive på britisk sokkel enn på norsk. Størrelsen på transaksjonene er derimot ofte mindre. Letter Ones salg av andeler til Ineos for USD 750 millioner og Totals salg av gassandeler til SSE for USD 876 millioner var de største transaksjonene i Storbritannia i 2015.

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 2000-2040. SDØE-porteføljen sin andel av norsk produksjon i 2015 var 27%. Statoils andel var 31% og majors (ExxonMobil, Total, Shell, ConocoPhillips, Eni, BP) andel var 25%. De resterende 17% kom fra andre selskaper, slik som Det norske oljeselskap, Engie og DONG.

Forutsatt dagens eierskap er andelen til SDØE forventet å reduseres marginalt, til 26% i 2020, mens Statoil er forventet å øke sin andel noe (34%).

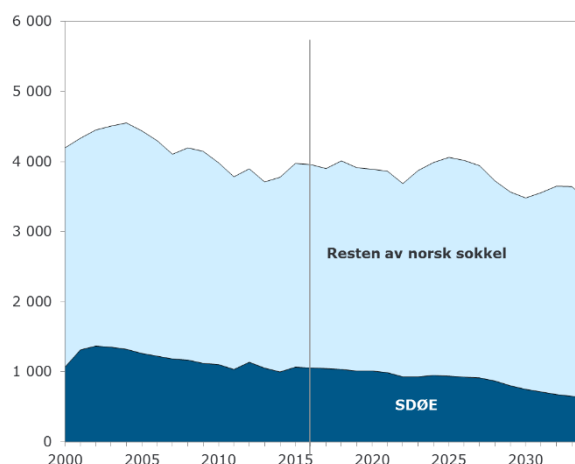
I likhet med SDØE forventes andelen til majors å reduseres, ned til 22% i 2020 (ExxonMobil ned, Total opp, de andre et mer stabilt nivå). Resten av selskapene vil da representere en økt andel av produksjonen, 18% i 2020. Selskapene med størst produksjon i 2020 i denne kategorien er Lundin, Det norske oljeselskap, DEA, OMV og Wintershall.

Sammenligner vi SDØE med Statoil og majors, er SDØE-porteføljen den nest mest gassdominerte (62% av produksjonen i 2015) etter Shell (70% gass). Statoil er og vil forbli omtrent likt vektet mellom gass og olje (53% gass), mens SDØE-porteføljen er forventet å redusere sin andel gass noe fremover (60% i 2020).

Når det gjelder priser og kostnadsutvikling vil SDØE-porteføljen være utsatt for de samme mekanismene som resten av den internasjonale olje- og gassindustrien. I 2014 og 2015 har høye kostnader og etterhvert lav olje- og gasspris presset netto kontanstrøm for porteføljen og for partnere i SDØE felt. Det har også medført utsettelse og minimering av investeringer i ellers lønnsomme prosjekter siden kapital ofte er begrenset. Det som skiller SDØE og Statoil fra de fleste andre selskapene på sokkelen er det høye nivået av gassproduksjon hvor mye av inntektene kommer fra lengre kontrakter. Men også for gass er det en tendens til mer spot salg tilsvarende som for oljen.

Det har ikke vært gjort noen transaksjoner i SDØE-porteføljen i løpet av 2014 og 2015. I 2011 gjennomførte staten en transaksjon med Faroe Petroleum hvor andeler i noen felt ble byttet mot en andel i oljefunnet Maria i Norskehavet. Maria har senere blitt modnet fram til et felt som er under utbygging.

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)



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 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 ingen 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. 18 prosjekter er trukket frem for årene 2014 og 2015. De 18 ulike prosjektene og initiativene inkluderer blant annet forhandlinger i unitiseringsprosesser, 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. For enkelte av de større prosjektene synes merverdibidraget å bli noe høyt, først og fremst fordi brutto nåverdien for prosjektet i sin helhet er benyttet som nåverdi i beregningen. For enkelte andre prosjekter mener Rystad Energy at Petoro's bidrag kan være undervurdert.

Rystad Energy's justerte anslag for merverdibidraget oppnådd gjennom de 18 prosjektene/initiativene er i området [13-21] milliarder NOK. Det bør nevnes at merverdibidraget i perioden 2014-2015 er ekstraordinært høyt på grunn av at flere initiativer knyttet til det store Johan Sverdrup prosjektet inngår i tallene. Det bør også presiseres at anslaget er usikkert og er basert på Petoro's egen dokumentasjon, våre makroforutsetninger 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 1.1.2014 (verdi var da 1234 mrd kroner). Rystad Energys verdsetting i 2016 er lavere. Dette skyldes hovedsakelig prisantagelser. På samme måte som i 2014 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 lengre sikt forutsettes en relativt lik oljeprisbane for de to verdsettingene, med et oljeprismål på rundt 100 USD per fat nominelt i 2020 i begge vurderingene. På kort sikt er det redusert oljepris i 2016 verddivurderingen på grunn av oljeprisfallet i slutten av 2015. Forutsetningen for gasspris i 2016 er lavere enn for 2014 på grunn av svak etterspørsel i Europa, konkurranse fra kull og stort tilbud av LNG. Valutaeffekter er inkludert i gassprisen ettersom denne antas i dollar.

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. Statoil markedsfører og

selger statens olje og gass sammen med sin egen i henhold til egen avsetningsinstruks som er gitt til Statoil. 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 i tråd med høyere oljepris. Der historiske verdier er brukt for å sammenlikne datasettene er snittkursene til Norges Bank brukt: 6,30 kroner i 2014 og 8,02 kroner i 2015.

Der historisk inflasjon er brukt, for eksempel ved sammenlikning av reelle tidsserier i 2014 og 2015, er SSBs inflasjonsindeks brukt. I 2014 og 2015 var inflasjonen på henholdsvis 2,01% og 2,12%. Antatt inflasjon fremover er 2,5% (Norges Banks inflasjonsmål).

En reell diskonteringsrate på 7% er brukt i beregningen av nåverdier (tilsvarende 9,675% 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 2014 og 2016. 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; anslagene for investeringer er oppjustert. 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.

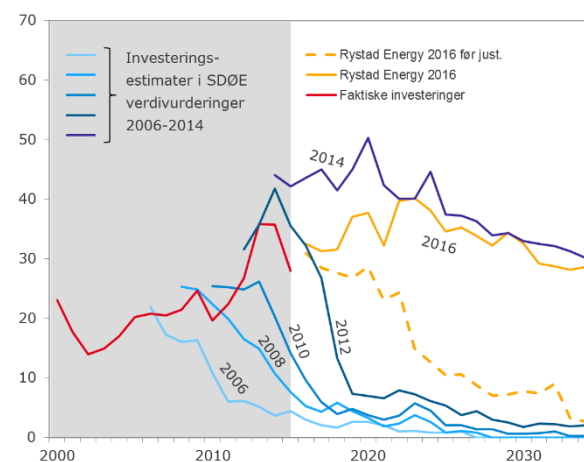
I figur 6.2 vises *Rystad Energy 2016* investeringsestimat for SDØE-porteføljen sammen med det ujusterte datagrunnlaget mottatt fra Petoro/RNB (merket *Rystad Energy 2016 før justering*). Som en ser er effekten av justeringene Rystad Energy har større på lengre sikt.

Den ujusterte kurven har en tilsvarende form som investeringsestimater fra tidligere SDØE-verdivurderinger (merket i blåtoner). Som en ser av kurvene faller alle investeringsestimatene brått 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 kraftig på lengre sikt. Siden 2014 er bildet motsatt på grunn av den kraftige oljeprisnedgangen som har ført til tilsvarende kraftige investeringsreduksjoner.

Figur 6.1: Olje- og gassprisforutsetninger for verdsetting 2016

	Oljepris USD/fat nom	Gasspris USD/mmbtu nom	Valutakurs USD/NOK	Oljepris NOK/fat nom	Gasspris NOK/sm ³ nom
2016	47,00	4,80	8,26	388,00	1,50
2017	67,00	5,45	7,61	510,00	1,57
2018	80,00	5,64	7,23	579,00	1,55
2019	95,00	5,86	6,81	647,00	1,51
2020	105,00	6,61	6,57	690,00	1,65
2021	113,00	7,38	6,40	724,00	1,79
2022	Inflasjonsjustert med 2,5%	7,58	6,40	Inflasjonsjustert med 2,5%	1,84
2022+		Inflasjonsjustert med 2,5%	6,40		Inflasjonsjustert med 2,5%

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



Rystad Energy 2016 investeringsestimater for SDØE verdivurderingen i 2016 markerer en forventning om høyere oljepris på sikt som igjen vil drive nye investeringer. I sensitivitetsanalysene under kapittel 3.5 er det framtidige investeringsnivået justert ned ved lavere oljeprisantagelser.