



RYSTAD ENERGY

VERDIVURDERING AV STATENS DIREKTE ØKONOMISKE ENGASJEMENT (SDØE), 2014

Offentlig rapport, 20. juni, 2014



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
2 Verdi av SDØE-porteføljen i 2014.....	7
3 Utvikling fra 2012 til 2014.....	12
4 Industritrender	16
5 Petoros merverdibidrag.....	20
6 Metodikk og datakilder	21

SAMMENDRAG

Staten 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 ved to tidspunkter, 1.1.2012 og 1.1.2014, og foretatt en analyse av utviklingen mellom de to tidspunktene.

SDØE-porteføljen er per 1.1.2014 verdsatt til 1234 milliarder norske kroner. 87% av dette er fra felt, hvor Troll, Ormen Lange og Oseberg er de viktigste, 9% er fra funn, hvor Johan Sverdrup er det viktigste funnet, 1% er fra leting og 4% 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 65% av verdien kommer fra kontantstrøm de neste 10 årene, mens resten av verdien er knyttet til kontantstrøm etter denne perioden. Verdien av porteføljen per 1.1.2012 er beregnet til 1237 milliarder kroner. Netto kontantstrøm fra SDØE har vært henholdsvis 147 og 125 milliarder kroner for 2012 og 2013. For 2013 utgjorde dette rundt 36% av statens samlede inntekter fra petroleumsvirksomhet.

Økning i forventet fremtidig produksjon har bidratt til å øke verdien fra 2012 til 2014. Dette er hovedsaklig knyttet til mer ressurser i Johan Sverdrup-funnet i Nordsjøen og Johan Castberg-funnet i Barentshavet, samt økning i produserende felter, slik som Snøhvit og Oseberg. Kostnadsinflasjon gjør at økningen i investeringer er høyere enn økningen i ressurser skulle tilsi. Av forutsetninger på makronivå har høyere gasspriser og dollarkurs bidratt til å øke verdien. Forventet oljepris er omtrent lik ved de to tidspunktene, men

den høyere dollarkursen bidrar til høyere oljepris i norske kroner. I sum er resultatet at verdien av SDØE-porteføljen er omtrent den samme i 2014 som i 2012, til tross for betydelig netto kontantstrøm i perioden.

SDØE-porteføljen sin andel av norsk produksjon i 2013 var 28%. 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 sokkelen forventet å falle ned mot 22% i 2024.

SDØE-porteføljen har som bransjen forøvrig blitt påvirket av svakt nedadgående oljepriser, økte kostnader og svakere kontantstrøm. Mens norsk gass i hovedsak er eksponert for det europeiske markedet, konkurrerer olje i et globalt marked. Her har økt produksjon av skiferolje i Nord-Amerika bidratt til økt tilbud av olje på verdensmarkedet. Dette har satt oljeprisen under press og dette vil kunne vedvare de nærmeste årene. På lengre sikt, mot 2020, mener Rystad Energy at ny produksjon fra offshore vil være viktig for å dekke verdens forventede etterspørsel. Ny produksjon må erstatte nedgang i produserende felter i tillegg til å øke total produksjon. Norge, som i dag står for 7% av verdens offshore-produksjon, vil kunne være en viktig bidragsyter i denne sammenheng.

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 valuations of the SDFI-portfolio at two points in time, 1.1.2012 and 1.1.2014, and analyzed the development in the portfolio over this period.

The value of the SDFI-portfolio at 1.1.2014 is estimated to be NOK 1234 billion, of which 87% is from fields in production, where Troll, Ormen Lange and Oseberg are the most important, 9% is from discoveries, with Johan Sverdrup being the most important, 1% from risked exploration prospects and 4% 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 65% of the value is from cash flows from the next 10 years, whereas the remaining 36% is after this period. The value of the SDFI-portfolio at 1.1.2012 is estimated to be NOK 1237 billion. The SDFI net cash flows during 2012 and 2013 have been NOK 147 billion and NOK 125 billion respectively. For 2013, this was around 36% of the total net cash flow from petroleum activity in the State Budget.

Increase in expected production has contributed to increased value. This is primarily due to upgraded resource estimates for the Johan Sverdrup discovery in the North Sea and the Johan Castberg discovery in the Barents Sea, as well as producing fields, like Snøhvit and Oseberg. Cost inflation has led to a higher increase in investments than expected from the increase in resources alone. Macro level assumptions include price levels and exchange rates. Higher gas price

forecasts and a stronger expected dollar (vs. NOK), contribute to a higher value. The forecasted oil price paths in USD are similar for the two points in time, but the stronger dollar contribute to a higher oil price in Norwegian kroner. As a result the value of the SDFI-portfolio is almost the same in 2014 and 2012, despite significant positive net cash flows during the period.

The SDFI-portfolio's share of NCS production was 28% in 2013. 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 22% in 2024.

The SDFI-portfolio has, along with the overall oil and gas industry, been subject to slightly downward trending oil prices, increasing costs and weaker free cash flow. While Norwegian gas is mostly exposed to the European gas market, crude oil competes in a global market. Production from shale formations in North America has contributed to increased supply on the global market, putting the oil price under pressure. This trend might continue the next few years. However, in a longer time perspective towards 2020, Rystad Energy believes that new production from offshore will be important to meet the expected global demand. New production must not only offset the production decline from producing fields, but also increase total production. Norway, currently representing 7% of the global offshore production, will be an important contributor to this.

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

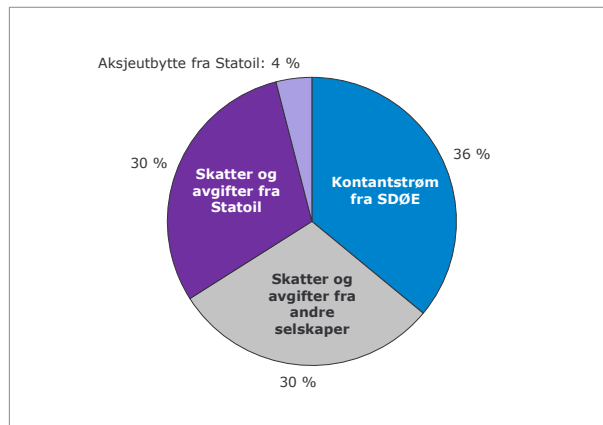
SDØE-porteføljen har blitt verdsatt jevnlig siden 2003. Forrige rapport kom i 2012 og tok for seg verdsetting for de to tidspunktene 2010 og 2012. Staten, ved Olje- og energidepartementet, har engasjert Rystad Energy for å gjøre en ny verdsetting, nå for tidspunktene 2012 og 2014. Mandatet inkluderer analyse og valg av input data, valg av prisforutsetninger, verdsetting ved de to tidspunktene, utvikling i verdi fra 2012 til 2014 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's 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 felt, 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 alle diskusjoner og beslutninger i interessentskapet.

Ved å verdsette SDØE-porteføljen synliggjøres hvilke verdier staten eier og hvordan disse forvaltes. I 2013 var statens petroleumsinntekter på 344 milliarder kroner. Av dette utgjorde netto kontantstrøm fra SDØE 36%, skatter og avgifter fra Statoil 30%, skatter og avgifter fra andre selskaper 30% og aksjeutbytte fra Statoil 4%, se figur 1.1.

Figur 1.1: Statens petroleumsinntekter i 2013 (344 milliarder kroner) etter type inntekt



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 som er under utbygging. Funn er påviste ressurser men hvor det ikke er tatt noen investeringsbeslutning. I leteareal kan mulige fremtidige letebrønner resultere i nye funn. I tillegg til denne inndelingen av oppstrømsporteføljen vil hver enkelt av disse eiendelene ha ressursene klassifisert i ulike ressursklasser, se figur 1.3. Disse nummereres 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 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. Verdsettingene er gjort med utgangspunkt i dagens andeler. Det vil si at en ikke har lagt inn verdi av nye SDØE-andeler fremover i tid, men normalt vil staten også beholde eierandeler i nye areal.

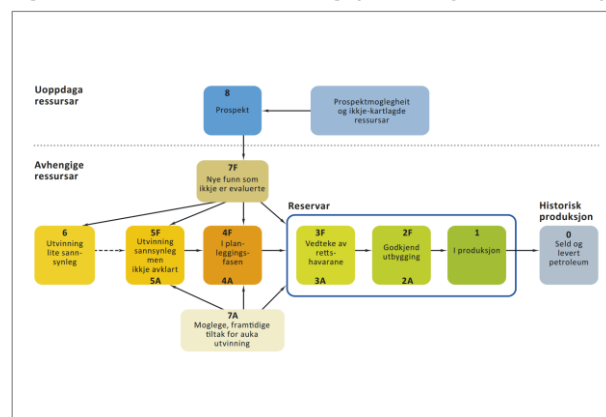
Infrastrukturen består av 13 eiendeler. Den viktigste delen er Gassled, det norske systemet for transport og prosessering av gass, hvor SDØE eier 45,793%. De andre eierne består av utenlandske investorer (44%) og oppstrøms-selskaper (10%, hvorav Statoil har 5%). Andre eksempler på eiendeler er oljerør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

Elementer på selskapsnivå som tas med i verdiberegningen er Petoros bevilgede budsjett og kostnader til Statoil forbundet med markedsføring og salg av gass.

Figur 1.2: Oversikt over eiendeler som verdsettes

	Antall eiendeler	Ressursklasser	Eksempler
Felt	35 produserende 2 under utbygging	RK 1-7	Troll, Ormen Lange Valemon, Martin Linge
Funn	48	RK 4-7	Johan Sverdrup, Johan Castberg, Maria
Leting	182	RK 8	PL615 og PL714 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 2014

I dette kapitlet redegjøres det for verdien av SDØE-porteføljen slik den er beregnet per 1.1.2014.

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 1234 milliarder norske kroner per 1.1.2014. I figur 2.1 er de to hoveddelene av porteføljeverdien synliggjort.

Av den totale porteføljeverdien utgjør oppstrømseiendeler (felt, funn og leteareal) 1187 milliarder kroner. Andre elementer er verdsatt til 47 milliarder kroner. I de neste delkapitlene vil SDØE-porteføljen bli ytterligere beskrevet.

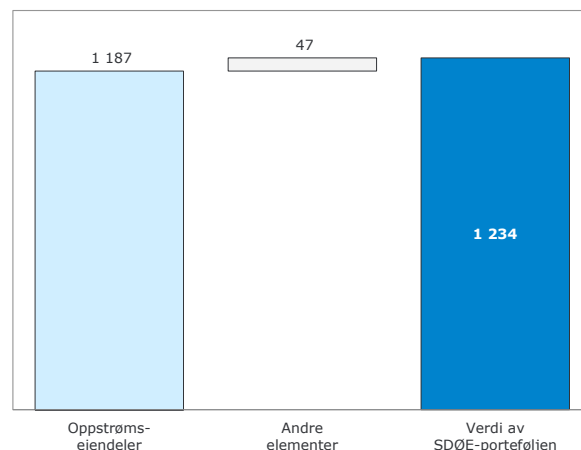
2.2 Oppstrømseiendeler

Av oppstrømseiendelene bidrar felt med den klart største verdien, eller 1068 milliarder kroner. De fem største feltområdene; Troll, Ormen Lange, Oseberg, Åsgard og Snøhvit bidrar med rundt 70% av verdien fra felt. I Troll, det største feltet på norsk sokkel i totale petroleumsressurser, har staten gjennom SDØE en eierandel på 56%.

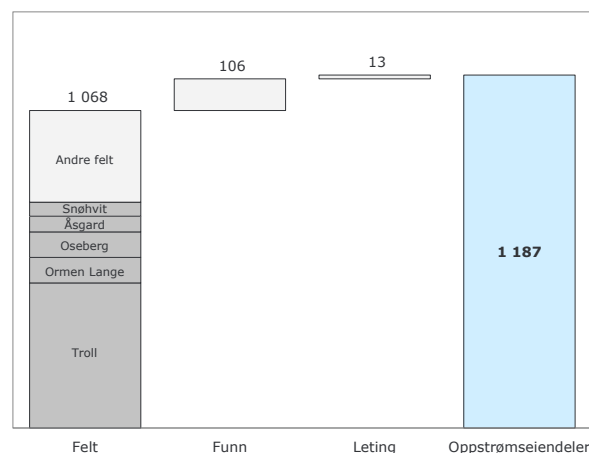
Funn er verdsatt til 106 milliarder kroner. De viktigste funnene er Johan Sverdrup, Johan Castberg, Maria, Asterix og Lavrans. Johan Sverdrup har blitt betydelig modnet frem over de siste to årene.

Bidrag fra leting i areal der SDØE har eierinteresser er verdsatt til 13 milliarder kroner (risket verdi). Verdien er drevet av planlagt og forventet leteaktivitet de nærmeste årene.

Figur 2.1: Oppbygging av SDØE verdi som verdsatt 1.1.2014 (mrd kroner)



Figur 2.2: Oppbygging av oppstrømsporteføljen som verdsatt 1.1.2014 (mrd kroner)



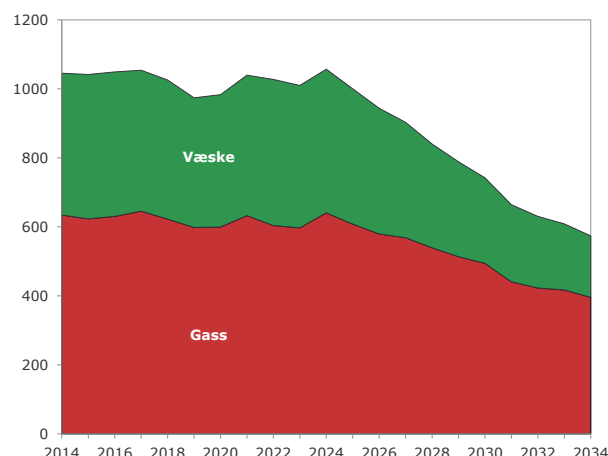
Basis for verdien til oppstrømseiendelene er den antatte fremtidige produksjonen av olje og gass. Produksjonen de neste årene forventes å være relativt jevn på et nivå rundt en million fat oljeequivalenter per dag. Etter 2024 forventes SDØE-porteføljen å ha en fallende produksjon der produksjonsnivået reduseres over en tiårsperiode, ned til rundt 600 tusen fat oljeequivalenter per dag i 2034.

I figur 2.3 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 en gasstung portefølje der 62% av volumene frem mot 2034 kommer fra gass. Gassproduksjonen er forventet å holde seg noenlunde stabil i årene fremover, mens væskeproduksjonen vil kunne variere noe med oppstart av nye funn. 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.

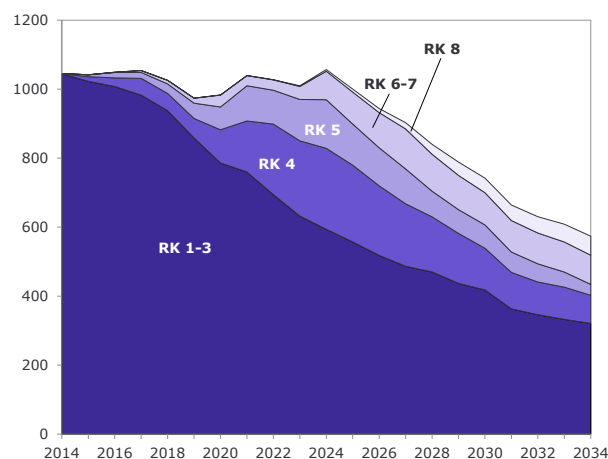
I figur 2.4 er produksjonen vist per ressursklasse (RK). Felt som er i produksjon idag har ressurser i RK 1-7, funn i RK 4-7 og leting i RK 8. RK 1-3 (vedtatte prosjekter) innholder størsteparten av volumene, men er naturlig fallende over perioden. For å holde platået frem mot 2024 er man avhengig også 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.

Over 65% av ressursene i RK 4 og 5 ligger i Nordsjøen. Dette gir en vekstperiode for dette området de neste ti årene. Figur 2.5 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

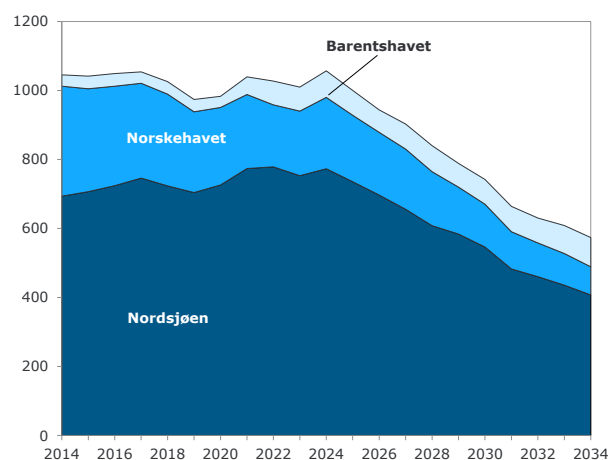
Figur 2.3: Fremtidig produksjon fra SDØE-porteføljen fordelt på væske og gass (tusen fat o.e. per dag)



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



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



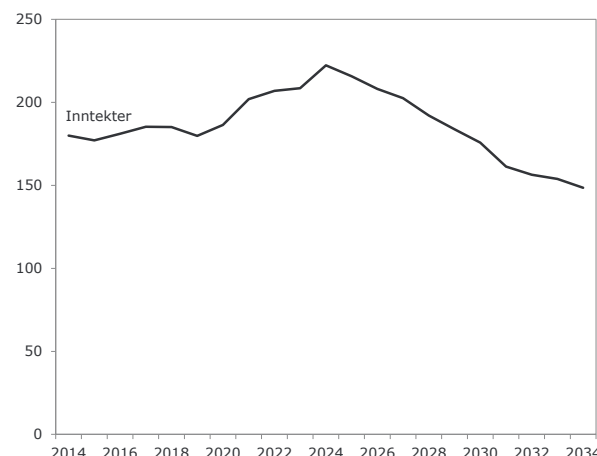
base i 2014 og utover. Over 60% av ressursene som forventes å komme fra leting (RK 8) befinner seg i Barentshavet.

Produksjonsvolumene gir sammen med olje- og gassprisforutsetninger en forventet inntektsprofil for oppstrømseiendelene, vist i figur 2.6. Inntektene forventes å stige frem mot 2024 ettersom produksjonsnivået holdes relativt flatt og prisene er forventet å stige nominelt fra 2015. I 2024 forventes inntektene å være på sitt høyeste med rundt 220 milliarder kroner. Inntektsprofilen faller noe i perioden rundt 2018-2020 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 2024 forventes det at produksjonen til SDØE-porteføljen som helhet er fallende, og dermed også inntektene.

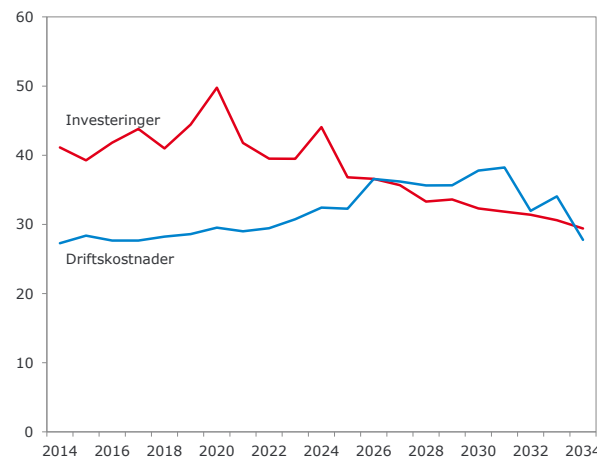
Investeringene og driftskostnadene for oppstrømseiendelene i SDØE-porteføljen er vist i figur 2.7. Det forventes et investeringsnivå på i overkant av 40 milliarder kroner årlig fra 2014 til 2020. Dette er knyttet til investeringer i produserende felt og i utbygginger av nye felt og funn. Etter 2020 forventes investeringene å falle gradvis. Driftskostnadene er forventet å stige noe frem mot 2030 fra et nivå idag på rundt 27 milliarder kroner til et nivå på 38 milliarder kroner i 2030. Mot slutten av perioden er driftskostnadene avtagende, men faller ikke med samme rate som produksjonen. Med andre ord antas driftskostnadene per produsert fat å øke utover i tid.

De tre ovennevnte kontantstrømmene gir grunnlaget for utregning av netto kontantstrøm (inntekter minus investeringer og driftskostnader). Netto kontantstrøm fra oppstrømseiendelene i perioden 2014-2034 kan sees i figur 2.8. Fra 2014 til 2020 forventes det et relativt flatt nivå på rundt 110 milliarder kroner. Deretter forventes netto kontantstrøm å øke over 140 milliarder mot 2024 som følge av ny produksjon og lavere investeringsnivå. Etter 2025 forventes kontantstrømmen å falle, ned til i overkant av 92 milliarder kroner i 2034.

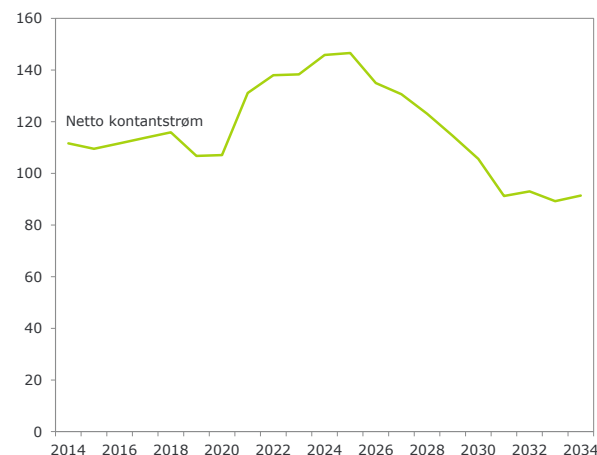
Figur 2.6: Forventede inntekter fra oppstrømsporteføljen til SDØE (mrd kroner nominelt)



Figur 2.7: Forventede investeringer og driftskostnader fra oppstrømsporteføljen til SDØE (mrd kroner nominelt)



Figur 2.8: Forventet netto kontantstrøm fra oppstrømsporteføljen til SDØE (mrd kroner nominelt)



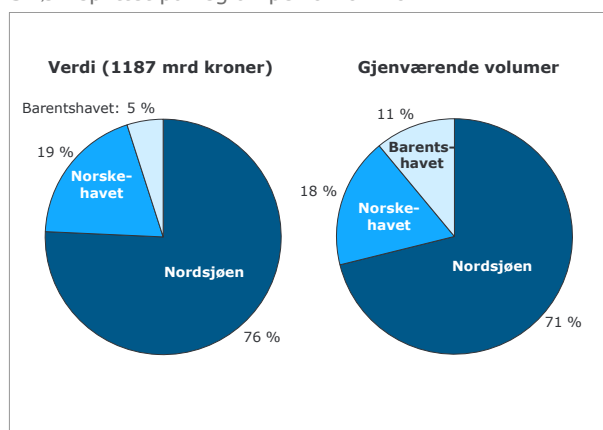
Ved å diskontere den fremtidige netto kontantstrømmen får vi en verdi (1.1.2014) på oppstrømseiendelene i SDØE-porteføljen på 1187 milliarder kroner.

I figur 2.9 er verdien av oppstrømseiendelene 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 11% av oppstrømsporteføljen. Dette kommer av at Barentshavet er en mer umoden region som står foran betydelige investeringer i nye utbygginger for å få produksjon (i tillegg til flere år med diskontering). I Nordsjøen er derimot en større andel av porteføljen felt som har tilbakelagt det meste av investeringer.

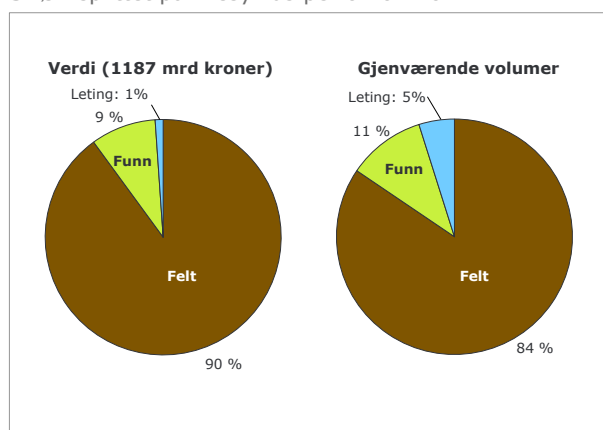
I figur 2.10 er verdien på oppstrømsporteføljen vist per livssyklus. 90% av verdien i oppstrømseiendelene kommer fra felt, og da hovedsakelig fra produserende felt (de to feltene som er under utbygging er Martin Linge og Valemon). 9% av verdien i oppstrømseiendelene kommer fra funn, og de resterende 1% er det riskede 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 2.11 viser denne sammenhengen. 65% av verdien til oppstrømseiendelene kommer fra kontantstrøm de første ti årene (2014-2023) og de neste ti årene bidrar med 27%. Verdien av produksjon som kommer senere enn 20 år ut i tid er 8%, til tross for mye volum i denne perioden.

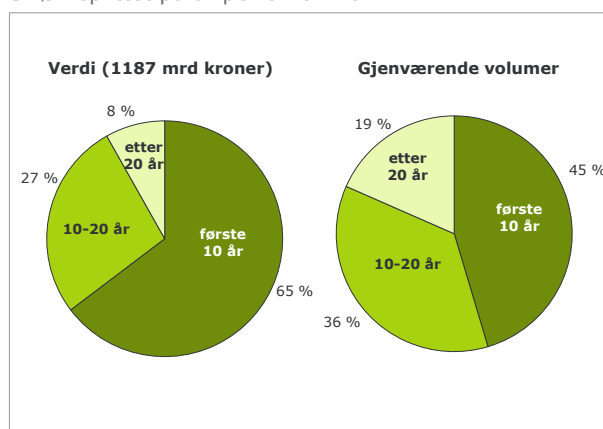
Figur 2.9: Verdi og volumer i oppstrømsporteføljen til SDØE splittet på region per 01.01.2014



Figur 2.10: Verdi og volumer i oppstrømsporteføljen til SDØE splittet på livssyklus per 01.01.2014



Figur 2.11: Verdi og volumer i oppstrømsporteføljen til SDØE splittet på år per 01.01.2014



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 gass.

Totalt er andre elementer i SDØE-porteføljen verdsatt til 47 milliarder kroner i 2014.

3 UTVIKLING FRA 2012 TIL 2014

I dette kapitlet analyserer vi utviklingen fra 2012 til 2014. Vi tar først for oss forventet og faktisk kontantstrøm for årene 2012 og 2013. Deretter ser vi på hvordan endrede makroforutsetninger påvirker verdien av SDØE. Videre ser vi på hvordan endrede forutsetninger for produksjon og kostnader påvirker verdien. Til slutt tar vi for oss utviklingen til de viktigste feltene i SDØE-porteføljen.

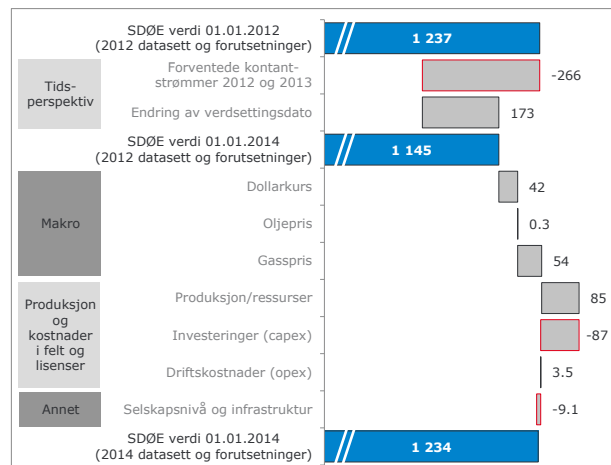
Det er flere elementer som gjør det krevende å sammenligne en SDØE-verdi i 2012 med en SDØE-verdi i 2014. Kontantstrøm i perioden, forskjellig verdsettningstidspunkt og flere endrede forutsetninger bidrar til dette. I figur 3.1 har vi sortert de ulike elementene og kvantifisert hvordan de bidrar til endret verdi fra en opprinnelig SDØE-verdi per 1.1.2012 (med 2012 datasett og forutsetninger) via en estimert SDØE-verdi per 1.1.2014 (med 2012 datasett og forutsetninger) til vår endelige SDØE-verdi per 1.1.2014 (med 2014 datasett og forutsetninger). Figuren viser at forventningen i 2012 til verdien i 2014 var 1145 milliarder kroner mens verdien i 2014 nå har steget til 1234 milliarder kroner, med andre ord en økning på 89 milliarder kroner. Forskjellen kan som figuren viser forklares av endrede makroforhold og endrede forventninger om produksjon/ressurser, investeringer og driftskostnader.

3.1 Netto kontantstrøm fra SDØE i 2012 og 2013

Ved starten av 2012 var forventet kontantstrøm for 2012 og 2013 henholdsvis 149 og 138 milliarder kroner. Den faktiske realiserte netto kontantstrøm ble 147 og 125 milliarder kroner for de to årene.

Forskjellen for 2012 var 2 milliarder kroner (1,3%) lavere netto kontantstrøm enn forventet. Dette forklares i hovedsak av høyere driftskostnader. I tillegg ble produksjonen høyere enn forventet, men denne effekten ble dempet av lavere realisererte priser.

Figur 3.1: Forandring i verdi for SDØE-porteføljen fra 2012 til 2014 (mrd kroner)



For 2013 ble faktisk kontantstrøm 13 milliarder kroner (9.2%) lavere enn forventningen i 2012. Dette skyldes lavere produksjon og priser, mens lavere investeringer bidro i motsatt retning.

Nedgangen i netto kontantstrøm fra 2012 til 2013 skyldes nedgang i gassproduksjon, lavere realisererte priser på olje og gass, samtidig som driftsutgifter og investeringer økte.

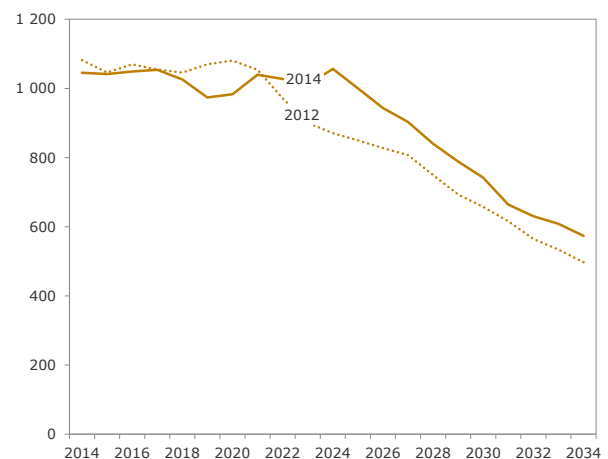
3.2 Endring i makroforutsetninger

Som figur 3.1 viser bidro endrede makroforutsetninger til en stor del av verdøkningen. I 2014 antar vi en noe høyere dollarkurs (USD/NOK) enn i 2012. Olje selges i dollar slik at dette er med på å øke inntektene. Som følge av denne økningen stiger verdien med 42 milliarder kr. Estimert fremtidig oljepris er bortimot uforandret sett fra 2014 i forhold til 2012, og bidrar lite (+0.3 mrd kr). Gassprisen derimot er nå antatt å holde seg på et høyere nivå fremover i forhold til estimatet fra 2012, hvilket øker verdien i 2014 sammenlignet med 2012 med 54 mrd kr.

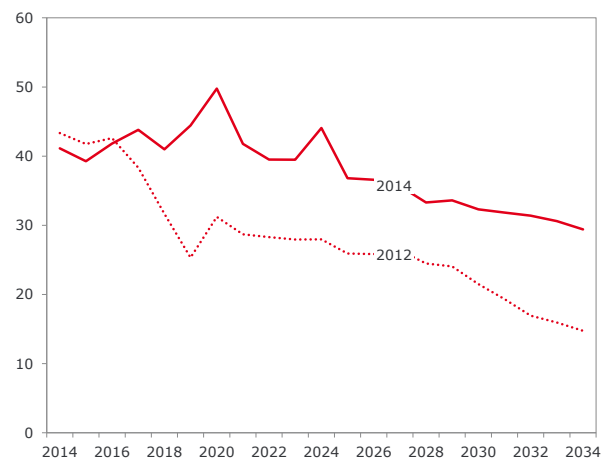
3.3 Endring i produksjon og kostnader

Endring i prognosene for produksjon og kostnader (investeringer og driftsutgifter) påvirker verdien i hver sin retning. Det forventes høyere produksjon enn det en trodde i 2012, blant annet på grunn av økte volumer fra funn og høyere ressursklasser (for eksempel for Johan Sverdrup). Disse volumene er forventet å komme noe senere sett fra 2014 enn det man forventet i 2012, men totale volumer forventet etter 2014 har økt. Totalt bidrar økt fremtidig produksjon med en verdøkning på 85 milliarder kr sammenlignet med estimatene i 2012. Samtidig har forventningene om investeringsnivå også økt siden 2012 (figur 3.3). Dette forklares både av aktivtetsøkning og kostnadsvekst. Totalt bidrar de økte investeringene med et negativt verdibidrag på 87 milliarder kr. Resultatet er i sum et negativt verdibidrag på 2 milliarder kr i perioden som følge av endring i produksjon og kostnader.

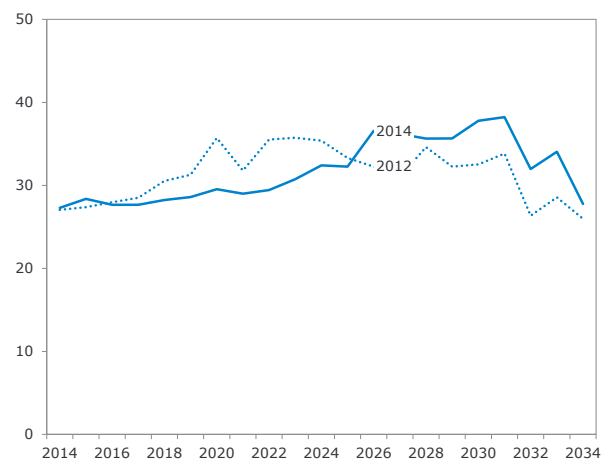
Figur 3.2: Forventede produksjonsprofiler i 2012 og 2014 (tusen fat oljeekvivalenter per dag)



Figur 3.3: Forventede investeringer fra oppstrømsporteføljen i 2012 og 2014 (mrd kroner nominelt)



Figur 3.4: Forventede driftskostnader fra oppstrømsporteføljen i 2012 og 2014 (mrd kroner nominelt)



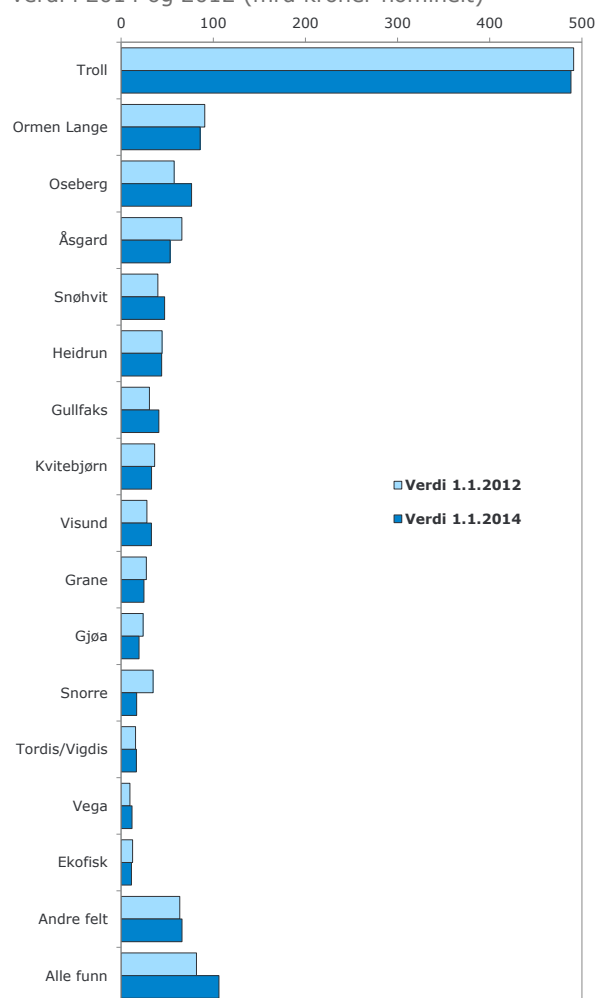
Driftskostnadene ligger lavere på mellomlang sikt sett fra 2014 enn fra 2012 (figur 3.4). Reduserte Gassled-tariffer bidrar til å senke driftskostnadene frem mot slutten av konsesjonsperioden til Gassled (2028). Fra 2024 er driftskostnadene på et høyere nivå sammenliknet med 2012-datasettet. Dette forklares av produksjonsprofilen, som holder et betydelig høyere nivå sammenliknet med 2012-datasettet over samme tidsperiode. Uten nye tariffer ville verdibidraget fra endringer i driftskostnader vært negativt som følge av kostnadsinflasjon. Totalt bidrar endringen i driftskostnader til et positivt verdibidrag på +3,5 mrd kr for oppstrømsporteføljen.

3.4 Utvikling for de viktigste feltene

I figur 3.5 er de 15 mest verdifulle feltene i 2014 vist, med verdi i 2014 og 2012. Beregningene er gjort med tilsvarende 2014 og 2012 forutsetninger og datasett. Endringen i verdi vil reflektere alle mulige årsaker til verdiendring slik som forskjellig verdsettingstidspunkt, makroforutsetninger, produksjon og kostnader.

De feltene og funnene som har fått økt verdien mest har gjort dette på grunn av mer ressurser. Dette gjelder blant annet Oseberg og Gullfaks-området som har identifisert boremaal over mange år og har dedikert riggkapasitet. I funn ligger Johan Sverdrup som har modnet frem ressursgrunnlaget i perioden, og Johan Castberg-funnet bidrar også med økt verdi ettersom tilleggfunnet Havis ble gjort i januar 2012. For de feltene som har negativ verdiendring er dette et resultat av høsting av verdier i form av produserte volum i 2012 og 2013. I tillegg bidrar økte kostnader, og da særlig økte investeringer, negativt. Det er viktig å påpeke at selv om prosjektene kan ha hatt en negativ verdiutvikling fra 2012 til 2014 kan de fremdeles være lønnsomme.

Figur 3.5: De 15 mest verdifulle feltene i 2014, med verdi i 2014 og 2012 (mrd kroner nominelt)



3.5 Oversikt verdiendring

I figur 3.6 presenteres forskjellen i utregnet verdi 2012 og 2014 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 marginal grunnleggende verdireduksjon på i underkant av 3 milliarder kroner på SDØE-porteføljen fra 2012 og i 2014. Felt verdsettes tilnærmet likt i 2012 og 2014 til tross for at to års produksjon og inntekter er høstet fra porteføljen.

Funn øker i hovedsak som følge av modning av to større funn i denne perioden. Totalt sett ser vi en netto økning i verdien av funn på 24 milliarder kroner, og funn er den eneste eiendelstypen med høyere verdi i 2014 enn i 2012.

Verdien på leteporteføljen er verdsatt lavere i 2014 enn i 2012. Totalt er det en netto nedgang på 9 milliarder i leting. Dette skyldes blant annet at det var en forventning i 2012 om påvisning av ytterligere ressurser i Johan Sverdrup. Denne forventningen er mer enn innfridd i perioden og det forventes ikke samme letepotensial på Utsirahøyden i 2014 som i 2012. Den resterende forskjellen mellom leteporteføljen i 2014 og 2012 kan forklares med høyere kostnadsestimer ved utbygging og drift av potensielle funn. I leteporteføljen i 2014 legges størst verdi til utvinningstillatelser i Barents-havet.

Andre elementer (infrastruktureiendeler og selskapselementer) har en netto nedgang i verdi på 15 milliarder fra 2012 til 2014. I 2013 ble det fastsatt nye tariffer for nye transportavtaler i deler av Gassled (kapital-elementet av tariffen). Dette reduserer verdien av Gassled-eierandelen til SDØE og bidrar således til lavere verdi for eiendelstypen andre elementer. (Merk at dette samtidig gir lavere tariffer for deler av gassvolumet i SDØE-porteføljen som er inkludert i verdsettingen av oppstrømseiendelene. Nettoeffekten for SDØE vil være en verdireduksjon siden eierandelen i Gassled (45,793%) er høyere enn andelen av gassen som sendes gjennom systemet.)

Figur 3.6: Endring i verdi fra 2012 til 2014 fordelt på eiendelstype (mrd kroner)

	Verdi av SDØE i 2012	Verdi av SDØE i 2014	Verdiendring
Felt	1072	1068	-4
Funn	82	106	+ 24
Leting	22	13	-9
Andre elementer	62	47	-15
Totalt	1237	1234	-3

4 INDUSTRI TRENDER

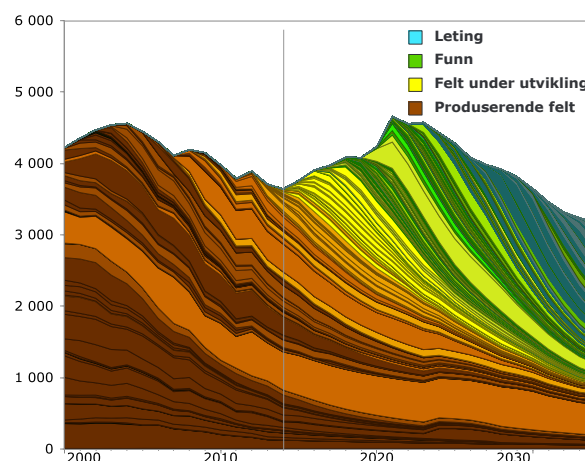
4.1 Produksjon i Norge og globalt

I 2013 ble det produsert i snitt 3,7 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 med mange nye utbygginger og nye funn er det forventet at trenden snus og at norsk produksjon øker frem mot 2020, se figur 4.1. Mesteparten av økningen vil være for olje med utbygginger som Goliat, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog, mens Aasta Hansteen og Valemon vil bidra til økt gassproduksjon. Etter 2020 vil også Johan Sverdrup (Nordsjøen) og Johan Castberg (Barentshavet) bidra med ytterligere økning i oljeproduksjon.

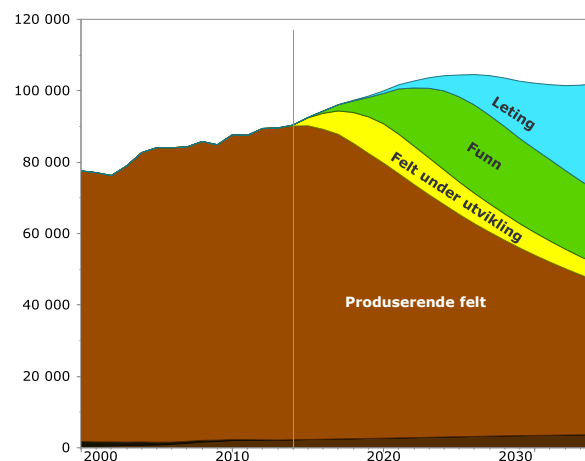
Sammenlignet med UK har Norge produsert mest olje siden midten av 1990-tallet og produserer i dag dobbelt så mye som UK. Når det gjelder gass har Norge gått fra å produsere under halvparten av UK i 2001 til å produsere nesten tre ganger så mye som UK i 2013. For Europa sett under ett representerte norsk gass omtrent 37% av europeisk gassproduksjon i 2013 (Russland ikke inkludert). Denne andelen er antatt å øke til rundt 44% i 2020.

Mens norsk gass først og fremst tar del i et europeisk marked er oljeproduksjonen en del av et globalt marked, se figur 4.2. Her har det skjedd en stor endring de siste årene med store bidrag fra skifer og tette formasjoner i Nord-Amerika. Dette vil ha innvirkning på den globale balansen mellom tilbud og etterspørsel og bidra i konkurransen med offshore produksjon. Dette er imidlertid forventet å ha størst innvirkning på kort sikt, mens mot 2020 vil både bidrag fra land (slik som fra skifer) og offshore være viktig for å nå forventet etterspørsel i 2020 (basert på IEAs New Policies Scenario). Dersom en tar med seg nedgangen i produserende felt er det faktisk estimert at offshore vil bidra betydelig mer til ny produksjon fra 2013 til 2020 enn skifer/tette formasjoner.

Figur 4.1: Norsk væske- og gassproduksjon 2000-2034, per felt og livssyklus, tusen fat o.e. per dag (Kilde: Rystad Energy UCube)



Figur 4.2: Global væskeproduksjon 2000-2034, per livssyklus, tusen fat o.e. per dag (Kilde: Rystad Energy UCube)



4.2 Funn og reserveutvikling

I løpet av første del av 2000-tallet ble det funnet mindre olje og gass i Norge enn det var gjort i tidligere perioder. Denne trenden snudde i 2007-08 og i de påfølgende årene var Norge i verdenstoppen med hensyn på offshore oljefunn. Dette toppet seg i 2011 hvor mesteparten av ressursene i Johan Sverdrup ble påvist. 2012 og 2013 har vært omtrent på denne trenden (dersom en ser bort ifra Johan Sverdrup). Spesielt har leting i Barentshavet resultert i flere funn, slik som Havis (nå en del av Johan Castberg), Wisting og Gohta. Andre funn er Skarvfjell og King Lear i Nordsjøen, og Snilehorn og Rodriguez i Norskehavet. I likhet med de foregående årene er det hovedsakelig olje som har vært funnet, og i mer begrenset grad gass.

I tillegg til nye funn vil også økte ressurser i felt utgjøre et viktig bidrag til å erstatte produksjonen på norsk sokkel. For årene 2012 og 2013 har økning i ressurser vært større enn produksjonen (altså netto positiv ressursutvikling), hvor økningen på felt har vært en større bidragsyter enn nye funn.

I global målestokk er Norge nummer tre etter Brasil og USA for oljeressurser funnet offshore mellom 2012 og 2013. For gass i samme periode er Norge nummer 9. De største gassfunnene har vært gjort i Mosambik og Tanzania (hvor blant annet Statoil er medeier).

4.3 Olje- og gasspriser

Brent oljepris de siste årene har vært ganske flat, med en liten nedgang fra 110,9 USD/fat i 2012 til 108,5 USD per fat i 2013. I løpet av 2011 og 2012 har oljeprisen vært nede 88,7 og oppe i 128 USD/fat på daglig basis, men i historisk sammenheng har oljeprisen hatt liten variasjon de siste årene. Dette kan komme av produksjon fra skiferolje som en marginalprodusent. Samtidig har det etablert seg en forskjell mellom Brent oljepris og WTI i USA hvor Brent ligger omlag 10 USD/fat høyere enn WTI.

Gassmarkedene i Europa er gjennom store endringer. Fra å være i en situasjon med langsiktige kontrakter koblet mot oljepris, har det vært et raskt skifte mot mer kortsiktige kontrakter og salg av gass på spotmarkedene.

Spotprisene, presentert ved National Balancing Point (NBP) i UK, har økt noe fra 2012 til 2013, mens kontraktsprisene har vært noe høyere men med en flatere utvikling disse to årene.

Fremover vil oljeprisen på kort sikt kunne være utsatt for press nedover som følge av nye volumer fra skifer og økt produksjon i enkelte land i Midtøsten. På lengre sikt, mot 2020, er Rystad Energy's syn at det vil bli mer krevende å møte forventet etterspørsel og at det vil være avhengig av investeringsbeslutninger knyttet til nye prosjekter og at de nye prosjektene leverer i henhold til planen. For gass vil det fremdeles være regionale markeder. I Europa vil nedgangen i produksjon fra EU-landene måtte bli møtt med økt import fra blant annet Norge, Russland og LNG. Samlet er det nærliggende å tenke seg gasspriser på samme nivå som i dag, selv med mulig bidrag fra nordamerikansk LNG-eksport.

4.4 Kostnadsutvikling i industrien

Kombinasjonen av tilnærmet flate priser for produktene og økende kostnader har gått kraftig ut over inntjeningen til olje- og gasselskapene. Dette har fått mye oppmerksomhet i industrien og resultatet har vært økt fokus på kostnader i hele verdikjeden. Dette er ikke et særnorsk fenomen men angår hele industrien globalt. Det som skiller seg ut kostnadsmessig i Norge er høyere kostnader til offshore bemanning, både på rigger og plattformer.

Totalt sett har kostnadene på norsk sokkel økt med 10% i 2012 og 14% i 2013. Dette inkluderer både investeringer og driftskostnader. I samme periode gikk produksjonen ned med 2%. Fremover antas det at kostnadsøkningen vil avta og at produksjonen kan øke når nye utbygginger blir satt i produksjon.

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. Foruten selskapssammenslåinger har tre Statoil-salg på tre år vært de største transaksjonene på norsk sokkel siden 2001 og 2002 (da et større salg av SDØE-andeler fant sted). Disse er salg av andeler i Kvitebjørn og Valemon til Centrica Energy i 2011, Brage, GjØa og Edvard Grieg til

Wintershall i 2012 og Gullfaks, Gudrun og Rosebank (UK) til OMV i 2013 (kun de viktigste andelene i transaksjonene nevnt). Transaksjonen med Wintershall innebar et operatørskifte på Brage-feltet mens transaksjonen mellom OMV og Statoil er den største i dette tidsrommet (USD 2,65 milliarder).

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. RWE på globalt nivå ble nylig kjøpt av Letter One, et russiskkontrollert selskap. Marathon Oil solgte nylig sin andel på norsk sokkel til Det norske oljeselskap, og Talisman Energy har kommunisert at de ønsker å selge seg ut av norsk sokkel for fokusere på blant annet Nord-Amerika. På den andre siden 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.

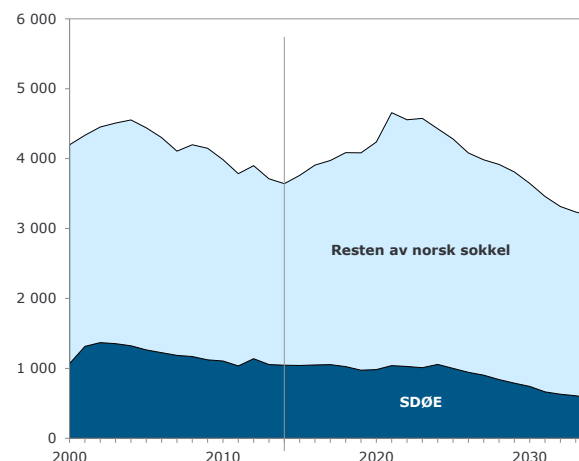
Sammenlignet med UK er aktiviteten i transaksjonsmarkedet høyere i UK enn i Norge. Slik har det vært historisk og dette har fortsatt de to siste årene, mye på grunn av at det er mange flere selskaper i UK enn i Norge. Noen av de største transaksjonene i UK var Sinopec som kjøpte seg inn i Talisman Energy for USD 1,5 milliarder og TAQA (Abu Dhabi) som kjøpte andeler av BP for USD 1,1 milliarder.

4.6 SDØE sett i sammenheng med industrien

I figur 4.3 er produksjonen til SDØE-porteføljen sammenstilt med den totale produksjonen på norsk sokkel fra 2000-2034. SDØE-porteføljen sin andel av norsk produksjon i 2013 var 28%. Statoils andel var 32% og majors (ExxonMobil, Total, Shell, ConocoPhillips, Eni, BP) andel var 25%. De resterende 15% kom fra andre selskaper, slik som Marathon Oil, GDF SUEZ og DONG.

Forutsatt dagens eierskap i felt og leteareal er andelen til SDØE forventet å synke noe, til 22% i 2020, mens Statoil er forventet å holde omtrent samme andel (33%).

Figur 4.3: Produksjon på norsk sokkel fordelt på SDØE-porteføljen og sokkelen for øvrig, tusen fat o.e. per dag (Kilde: Rystad Energy Ucube, NPD)



I likhet med SDØE forventes andelen til majors å synke, ned til 20% i 2020 (ExxonMobil ned, Total opp, de andre et mer stabilt nivå). Resten av selskapene vil da representere en økt andel av produksjonen, 25% i 2020. Selskapene med størst produksjon i 2020 i denne kategorien er Lundin Petroleum, Det norske oljeselskap, OMV og Wintershall.

Sammenligner vi SDØE med Statoil og majors, er SDØE-porteføljen den nest mest gassdominerte (61% av produksjonen i 2013) etter Shell (75% gass). Statoil er og vil forbli omtrent likt vektet mellom gass og olje (50% på hver), mens SDØE-porteføljen er forventet å øke sin andel gass noe fremover (63% 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. De siste årene har det da vært noe nedadgående oljepriser, gasspriser som har holdt seg på et høyt nivå og økende kostnader. Det som skiller SDØE og Statoil fra de fleste andre selskapene på sokkelen er det høye nivået av gassproduksjon og hvor mye av inntektene som kommer fra lengre kontrakter.

Det har ikke vært gjort noen transaksjoner i SDØE-porteføljen i løpet av 2012 og 2013. I 2011 gjennomførte staten en transaksjon med Faroe Petroleum hvor andeler i noen felt ble byttet mot en andel i oljefunnet Maria i Norskehavet.

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, på lik linje med andre rettighetshavere på norsk sokkel. 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 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. 16 prosjekter er trukket frem for årene 2012 og 2013. De 16 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 er Rystad Energy enige i 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. 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.

Ettersom SDØE-porteføljen verdsettes på to ulike tidspunkt, henholdsvis 1.1.2012 og 1.1.2014, er det etablert et dobbelt sett med forutsetninger og data input. Verdsettingsmetodikken for de to verddivurderingene er lik, men makro forutsetningene og forutsetningene knyttet til produksjon, investeringer og driftskostnader er forskjellig.

Forrige gang SDØE-porteføljen ble verdsatt ble dette gjort av Wood Mackenzie for tidspunktet 1.1.2012 (Wood Mackenzie's verdi var 1143 mrd kroner). Rystad Energy har foretatt en detaljert sammenligning av verdien beregnet av Rystad Energy og WoodMackenzie for samme tidspunkt (2012). Rystad Energys verdsetting er noe høyere. Dette skyldes hovedsakelig pris-antagelser og inkludering av volum fra høyere ressursklasser. På den andre siden har Rystad Energy også lagt til grunn høyere nivå på investeringer (driftsinvesteringer) utover det som kommer fra økt produksjonsvolum.

6.1 Forutsetninger på makronivå

I verdsettingen av oppstrømseiendelene er egne vurderinger av prisantagelser for olje og gass lagt til grunn. Prisforutsetningene for olje og gass er vist i figur 6.1.

Pris for NGL er satt til 70% av oljepris, mens kondensat er forutsatt lik pris som olje. Det forutsettes en relativt lik oljeprisbane for de to verdsettingene, med et oljeprismål på 100

USD/fat nominelt i 2015 i begge vurderingene. Forutsetningen for gasspris i 2014 er noe høyere enn for 2012. Valutaeffekter er inkludert i gassprisen ettersom denne antas i norske kroner.

For oljepriser er det tatt hensyn til normpriser til hvert enkelt feltområde basert på et historisk snitt av verdiene oppgitt av Petroleumspriserådet. 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 USD er den sensitiv for endringer i valutakursen. For alle andre kontantstrømmer er input gitt i NOK. I 2012 verdsettingen er en dollarkurs på 5,79 kroner brukt fremover, mens i 2014-verdsettingen er dollarkurs på 6,10 kroner lagt til grunn. Der historiske verdier er brukt for å sammenlikne datasettene er snittkursene til Norges Bank brukt: 5,82 kroner i 2012 og 5,88 kroner i 2013. Der historisk inflasjon er brukt, for eksempel ved sammenlikning av reelle tidsserier i 2012 og 2014, er SSBs inflasjonsindeks brukt. I 2012 og 2013 var inflasjonen på henholdsvis 0,77% og 2,13%. 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 2012 og 2014. 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). For funnene Johan Sverdrup og Johan Castberg har Rystad Energy antatt oppstartsår i henholdsvis 2020 og 2021.

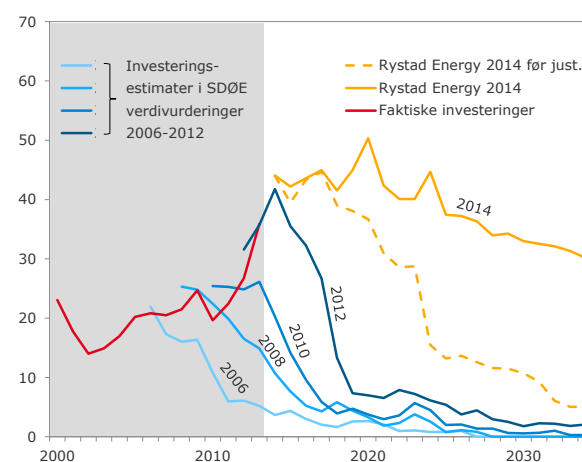
På samme måte har Rystad Energy mottatt tilhørende RNB-kostnadsdata for de samme eiendelene, og tilsvarende øvelse for å komplettere datasettet har vært gjort. For de tillagte volumene er tilhørende kostnader (driftskostnader og investeringer) også lagt til. På toppen av dette har Rystad Energy gjort 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 2014* investeringsestimat for SDØE-porteføljen sammen med det ujusterte datagrunnlaget mottatt fra Petoro/RNB (merket *Rystad Energy 2014 før justering*). Som en ser er effekten av justeringene Rystad Energy har gjort relativt små frem til 2018. Etter dette blir forskjellen mellom *Rystad Energy 2014* investeringsestimat og *Rystad Energy 2014 før justering* (stiplet kurve) betydelig og økende.

Figur 6.1: Olje og gass prisforutsetninger for verdsetting per 2012 og 2014

	Oljepris 2012 USD/fat nom	Oljepris 2014 USD/fat nom	Gasspris 2012 NOK/sm3 nom	Gasspris 2014 NOK/sm3 nom
2012	121,19	-	2,41	-
2013	115,03	-	2,43	-
2014	106,97	105,62	2,37	2,34
2015	100,00	100,00	2,30	2,40
2016	101,16	100,93	2,30	2,46
2017+	Inflasjonsjustert med 2,5%	Inflasjonsjustert med 2,5%	Inflasjonsjustert med 2,5%	Inflasjonsjustert med 2,5%

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 (merket i blåtoner). Som en ser av kurvene faller alle investeringsestimatene brått etter 3-5 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.

Rystad Energy 2014 investeringsestimat for SDØE verdivurderingen i 2014 markerer et trendskift i så måte. Vi forventer et høyt investeringsnivå for SDØE-porteføljen på rundt 40-50 milliarder kroner i årene som kommer (til tross for noe nedgang i 2015), inkludert bidrag fra investeringer i infrastruktur.