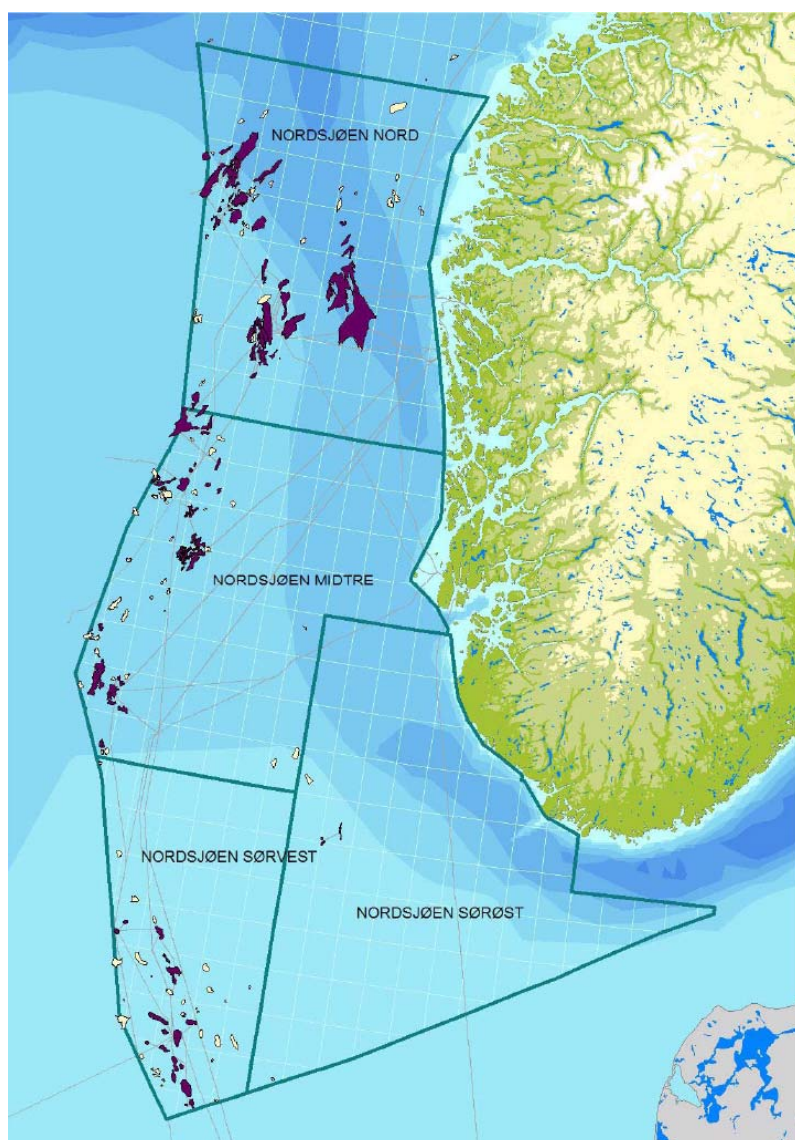


Oljeindustriens landsforening

Regional konsekvensutredning Nordsjøen



Samfunnsmessige virkninger

Oljeindustriens landsforening

Regional konsekvensutredning Nordsjøen

Samfunnsmessige virkninger

AGENDA Utredning & Utvikling AS
Malmskrivervn 35 • Postboks 542 • 1302 Sandvika
Tlf 67 57 57 00 • Fax 67 57 57 01
Ref: R5273A

AGENDA Utredning & Utvikling AS

Postboks 542 • 1301 Sandvika • Tlf 67 57 57 00 • Fax 67 57 57 01

Oppdragsgiver:	Oljeindustriens landsforening		
Rapportnr.:	R 5273A		
Rapportens tittel:	Regional konsekvensutredning Nordsjøen, samfunnsmessige virkninger		
Spesifikasjon:	Rapporten gir en samlet oversikt over samfunnsmessige virkninger petroleumsvirksomheten I Nordsjøen fra starten på oljevirksomheten i 1971 og fram til I dag, med prognoser for utviklingen videre framover.		
Tidsfrist:	23 juni 2006	iflg	Avtale
Ansvarlig:	Erik Holmelin		
Kvalitetssikring:	Kaare Granheim	Verifisert:	(dato) (sign)

Forord

AGENDA Utredning & Utvikling AS har vært engasjert av Oljeindustriens Landsforening (OLF) for å gjennomføre en studie av de samlede samfunnsmessige virkningene av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen fra starten i 1971, fram til i dag, og med prognoser for utviklingen videre framover til 2025. Som del II av studien inngår også en etterprøving av samfunnsmessige konsekvenser av fire nylig gjennomførte utbyggingsprosjekter i Nordsjøen.

Foreliggende rapport gir en oversikt over de samfunnsmessige virkningene av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen. Rapporten tar utgangspunkt i produksjons- og kostnadstall for petroleumsfeltene i Nordsjøen fra 1971 – 2005, hentet fra Oljedirektoratets database Samba. Disse data kobles sammen med data fra oljeselskapenes rapportering til revidert nasjonalbudsjett 2006, som viser planer for produksjon og kostnader i oljevirksomheten i Nordsjøen fram til 2025. På dette grunnlag beregnes inntekter og samfunnsmessig lønnsomhet ved petroleumproduksjonen i Nordsjøen fram til i dag, med prognoser for utviklingen videre fram til 2025. Videre beregnes norske vare- og tjenesteleveranser til virksomheten i Nordsjøen for hele perioden, med tilhørende sysselsettingseffekter i det norske samfunn. Avslutningsvis vises Nordsjøens andel av norsk petroleumsvirksomhet.

Annen del av studien viser resultatene fra en etterprøving av norske leveranseandeler ved fire nylig gjennomførte feltutbygginger i Nordsjøen som en i dag ser som typiske for framtidige utbyggingsprosjekter. Med utgangspunkt i prosjektregnskapene er en rekke større leverandørbedrifter kontaktet for å undersøke norsk verdiskapning i deres leveranser til prosjektene. På denne bakgrunn beregnes norske leveranseandeler innenfor ulike typer investeringsleveranser, som støtte for senere konsekvensutredninger i området. Annen del av studien foreligger som egen rapport: Regional konsekvensutredning Nordsjøen. Etterprøving av fire utbyggingsprosjekter. AGENDA juni 2006.

AGENDA Utredning & Utvikling AS sender med dette ut sluttrapport fra første del av prosjektet. Rapporten er skrevet av Erik Holmelin og Finn Arthur Forstrøm, med førstnevnte som prosjektleder.

Sandvika, 23. juni 2006

AGENDA Utredning & Utvikling AS

Innhold

SAMMENDRAG	7
1 REGIONALE KONSEKVENsutREDNINGER AV PETROLEUMSVIRKSOMHETEN	11
1.1 Hensikten med regionale konsekvensutredninger (RKU)	11
1.2 Problemstillinger i regionale konsekvensutredninger på samfunnssiden	11
1.3 Tidligere RKU-utredninger på samfunnssiden.	12
2 PETROLEUMSVIRKSOMHETEN I NORDSJØEN	14
2.1 Feltutbygginger, funn og rørledningssystemer i Nordsjøen, kort historikk	14
2.2 Perspektiver på oljevirkksomheten framover	17
3 DATAGRUNNLAG OG FORUTSETNINGER FOR DEN REGIONALE KONSEKVENsutREDNINGEN	18
3.1 Historiske data	18
3.2 Prognoser for petroleumsproduksjonen framover	19
3.3 Historiske petroleumpriser, og prognoser for prisutviklingen framover	19
3.4 Norske leveranseandeler til ulike typer petroleumsprosjekter	22
3.5 Oppsplitting av datamaterialet i undergrupper	25
4 RESSURSGRUNNLAGET FOR PETROLEUMSVIRKSOMHETEN I NORDSJØEN	27
4.1 Ressursgrunnlaget i Nordsjøen	27
5 SAMFUNNSMESSIG LØNNSOMHET AV PETROLEUMSVIRKSOMHETEN I NORDSJØEN	31
5.1 Inntekter av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen	31
5.2 Kostnader ved petroleumsvirksomheten i Nordsjøen	34
5.3 Samfunnsmessig lønnsomhet av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen	40
5.4 Skatt	43

6	NORSKE LEVERANSER TIL PETROLEUMSVIRKSOMHETEN I NORDSJØEN	45
6.1	Bruk av inntektene fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen	45
6.2	Norske vare- og tjenesteleveranser til petroleumsvirksomheten i Nordsjøen	45
6.3	Virkninger for norsk petroleumsettet næringsliv av investerings- og driftsleveransene til Nordsjøen	50
7	SYSSELSETTINGSVIRKNINGER AV PETROLEUMSVIRKSOMHETEN I NORDSJØEN	51
7.1	Beregningsmetodikk for sysselsettingsvirkninger	51
7.2	Nasjonale sysselsettingsvirkninger av utbyggingsprosjektene	51
7.3	Nasjonale sysselsettingsvirkninger av drift	54
7.4	Samlede sysselsettingsvirkninger av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen	56
8	NORDSJØENS ANDEL AV NORSK PETROLEUMSVIRKSOMHET	58
8.1	Nordsjøens andel av investeringene på norsk kontinentalsokkel	58
8.2	Nordsjøens andel av norsk petroleumproduksjon	59

VEDLEGG: Referanser
Ressursklasser

Sammendrag

Hensikten med regionale konsekvensutredninger er for det første å gi en bred samlet oversikt over konsekvensene av petroleumsvirksomheten både bakover i tid, og framover så langt en kan se på utredningstidspunktet. Videre ønsker en å gi en kunnskapsoppdatering og et erfaringsgrunnlag som kan bidra til å forenkle arbeidet med senere feltspesifikke konsekvensutredninger i området.

Foreliggende rapport er en delrapport i Regional konsekvensutredning Nordsjøen, og gir en oversikt over de samlede samfunnsmessige virkningene av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen fra 1970, fram til i dag, og med prognoser videre fram til 2025. Rapporten tar utgangspunkt i produksjons- og kostnadstall for perioden 1970 – 2005, hentet fra Oljedirektoratets database SAMBA, og kobler disse sammen med oljeselskapenes planer for utviklingen framover til 2025 hentet fra selskapenes rapportering til revidert nasjonalbudsjett 2006. Datamaterialet gir grunnlag for en oppdeling av virksomheten etter anleggstype, produkt, ressursklasse og aktivitetsområde i Nordsjøen.

Petroleumsvirksomheten i Nordsjøen startet med investeringene på Ekofiskfeltet i 1970. I årene deretter ble det gjort flere store funn som i dag er viktige petroleumsprodusenter. Til sammen er det i dag i underkant av 40 petroleumsfelt i produksjon i Nordsjøen, med en samlet produksjon i 2004 på vel 225 millioner standardkubikkmeter (Sm^3) oljeekvivalenter, hvorav to tredjedeler olje, og resten i hovedsak gass. Dette har gjort petroleumsvirksomhet til Norges største næring, med en samlet verdiskapning i 2004 på rundt 340 milliarder kr, hvorav rundt 85 % stammer fra virksomheten i Nordsjøen. Til sammen sysselsatte petroleumsvirksomheten i 2003 rundt 75.000 personer.

Vare- og tjenesteleveranser til petroleumsvirksomheten har de siste 36 år gitt grunnlag for utvikling av en norsk leverandørindustri som i dag på flere områder teknologisk er blant de fremste i verden. For å beregne størrelsen på disse leveransevirkningene med tilhørende sysselsettingseffekter, må en estimere norsk verdiskapning i leveransene. Verdiskapningen framkommer ved at man i kontrakter utført av norske selskaper trekker fra direkte import av varer og tjenester fra utlandet, og ved at man legger til norsk eksportverdi i kontrakter utenlandske bedrifter utfører på norsk kontinentalsokkel. Norsk verdiskapning i ulike typer kontrakter er i denne studien estimert ut fra resultater fra tilgjengelige etterprøvinger og rundt 50 tidligere konsekvensutredninger for utbyggingsprosjekter i Nordsjøen.

Gjennomgangen av tidligere utbyggingsprosjekter viser to interessante forhold:

- Beregnet norsk andel av verdiskapningen i likeartede leveranser er bemerkelsesverdig stabil over tid,
- Derimot endrer fordelingen mellom ulike typer investerings- og driftsleveranser seg betydelig over tid.

Gjennomsnittlig norsk andel av verdiskapningen i utbyggingsprosjekter ligger i dag normalt litt under 70 %, mens andelen i driftsfasen ligger på 85 – 90 %.

Ressursgrunnlaget i Nordsjøen summerer seg i datamaterialet til nær 7,0 milliarder Sm³ oljeekvivalenter, hvorav 3,9 mrd eller 56 % allerede er produsert. Olje dominerer det totale ressursgrunnlaget med 4,1 mrd Sm³ oljeekvivalenter, mens gass har 2,5 mrd og NGL og kondensat 0,2 mrd oljeekvivalenter hver. Likevel er de gjenværende gassressursene i Nordsjøen nå større enn de gjenværende oljeressursene, henholdsvis 1,5 og 1,4 mrd Sm³ oljeekvivalenter. Nordsjøen er dermed i ferd med å skifte fra en typisk oljeprovins til en gassprovins.

Inntektene av petroleumsproduksjonen i Nordsjøen i perioden 1971 – 2005 summerer seg opp til 5,1 billioner 2006-kr. Med en framtidig oljepris på 40 USD pr fat, ventes ytterligere inntekter fram til 2025 på 4,5 billioner 2006-kr, slik at total inntekt fra Nordsjøen i hele perioden blir vel 9,6 billioner kr. Rundt to tredjedeler av disse inntektene kommer fra oljeproduksjonen, mens nær en tredjedel kommer fra produksjon av gass.

Kostnadene ved petroleumsproduksjonen i Nordsjøen i hele perioden 1970 – 2025, summerer seg i datamaterialet til vel 3,0 billioner 2006-kr, hvorav vel 2,0 billioner 2006-kr er investeringskostnader, og rundt 1,0 billion kr er kostnader til drift. Rundt 54 % av disse kostnadene er allerede påløpt i perioden 1970 – 2005, mens resten gjenstår. Disse kostnadene er imidlertid ikke hele kostnadsbildet ved petroleumsproduksjonen i Nordsjøen, fordi investering og drift av gassrørledninger og landterminaler ikke inngår i datamaterialet, og letekostnadene i Nordsjøen er holdt utenfor. Hvor mye dette utgjør, gir datamaterialet dessverre ingen muligheter til å beregne.

Samfunnsmessig lønnsomhet ved petroleumsproduksjonen i Nordsjøen kan beregnes som en netto kontantstrøm, ved år for år å trekke kostnadene ved petroleumsproduksjonen fra inntektene. Siden ikke alle kostnadene inngår, blir den samfunnsmessige lønnsomheten i dette tilfellet noe for høy, men ikke veldig mye. Uansett er det store tall for samfunnsmessig lønnsomhet en opererer med, rundt 6,6 billioner 2006-kr viser beregningene for hele perioden 1970 – 2025, hvorav rundt 54 % allerede er inntjent.

Framtidig samfunnsmessig lønnsomhet av petroleumsproduksjonen i Nordsjøen er for øvrig svært avhengig av oljeprisene framover. I studien har en lagt til grunn en framtidig oljepris på 40 USD pr fat. Øker dette til 60 USD pr fat, øker samtidig den samfunnsmessige lønnsomheten av

virksomheten med vel 2,2 billioner 2006-kr, omtrent det samme som folketrygdens samlede pensjonsforpliktelser.

Statens skatteinntekter fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen kan ikke beregnes ut fra datamaterialet, fordi en ikke har tilgang til historiske tall for enkeltfelt. Fra offentlig statistikk kjenner en imidlertid statens netto kontantstrøm fra virksomheten på hele kontinentalsokkelen i perioden 1970 – 2004. Denne beløper seg til vel 2,1 billioner 2006-kr.

Norske vare- og tjenesteleveranser til petroleumsvirksomheten i Nordsjøen beregnes ved å multiplisere investerings- og driftskostnadene med de beregnede norske andelene av verdiskapningen i leveransene ovenfor. Ser en først på investeringsleveransene, finner en for hele perioden 1970 – 2025 en beregnet norsk verdiskapning på vel 1,3 billioner 2006-kr, eller rundt 65 % av de totale investeringsleveransene. Av dette har en verdiskapning i norsk næringsliv for 0,7 billioner kr allerede kommet i perioden 1970 – 2005, og mens vel 0,6 billioner kr ventes å komme i perioden 2006 – 2025.

Når det gjelder drift er norsk verdiskapning i leveransene beregnet til nær 0,9 billioner 2006-kr, eller 85 % av de totale driftskostnadene, hvorav vel halvparten allerede er påløpt.

Samlet gir dette en norsk verdiskapning i leveransene til petroleumsvirksomheten i Nordsjøen på vel 2,2 billioner 2006-kr, fordelt på 56 år i perioden 1970 – 2025. Dette er en verdiskapning som over tid har bygget opp norsk petroleumsvirksomhet til å bli en av de største vekstnæringene i landet.

Sysselsettingsvirkninger av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen er beregnet med utgangspunkt i beregnet norsk verdiskapning i vare og tjenesteleveransene, ved hjelp av en kryssløpsbasert regnearksmodell med virkningskoeffisienter hentet fra nasjonalregnskapet. Modellen beregner direkte sysselsettingseffekter i leverandørbedrifter, indirekte sysselsettingseffekter hos deres underleverandører og konsumvirkninger som følge av de ansattes forbruk, skattebetalinger m.v. Det understrekes at beregningene inneholder betydelig usikkerhet. En usikkerhet på +/- 20 % bør en i alle fall regne med.

Beregningen viser at i den samlede norske sysselsettingseffekten av investeringene i Nordsjøen summerer seg opp til vel 2,15 millioner årsverk, fordelt over 56 år i perioden 1970 – 2025. 53 % av denne sysselsettingseffekten har kommet i perioden 1970 – 2005. Resten ventes å ville komme i årene fram til 2025. 43 % av sysselsettingseffekten er direkte sysselsetting i leverandørbedrifter til petroleumsvirksomheten, 25 % er sysselsetting i deres underleverandørbedrifter, mens konsumvirkningene utgjør resten av sysselsettingsvirkningene.

I driftsfasen er de norske sysselsettingseffektene tilsvarende beregnet til nær 2,45 millioner årsverk i perioden 1971 – 2025, hvorav 54 % i

perioden fram til 2005, og resten som forventede sysselsettingseffekter fram mot 2025. Fordelingen på type virkning er omtrent den samme som ovenfor.

Samlet gir dette en beregnet sysselsettingseffekt av virksomheten i Nordsjøen på 4,60 millioner årsverk, fordelt over 56 år i perioden 1970 – 2025. Virksomheten fram til 2005 har bidratt med vel 2,44 millioner årsverk, mens virksomheten videre framover til 2025 ventes å ville bidra med ytterligere 2,16 millioner årsverk. 47 % av sysselsettingseffektene er i beregningene knyttet til investeringsfasen. Resten er knyttet til drift av petroleumsvirksomheten.

Tallene viser at petroleumsvirksomheten gir formidable sysselsettingsvirkninger i det norske samfunn. 4,6 millioner årsverk, riktignok fordelt over 56 år, tilsvarer alene den samlede sysselsetting i Norge i nesten 2,5 år.

Nordsjøens andel av investeringene på norsk kontinentalsokkel kan ikke direkte beregnes fra datamaterialet fordi investering i gassrørledninger, landterminaler og leteboring ikke inngår. De investeringer som ligger inne i datamaterialet utgjør rundt to tredjedeler av de samlede investeringer på norsk kontinentalsokkel i perioden 1970 – 2025. Legger en til letevirksomhet landterminaler og gassrørledninger også, kommer Nordsjøens andel av totalinvesteringene trolig opp i rundt 80 %.

Nordsjøens andel av norsk petroleumsproduksjon har i perioden 1971 – 2005 vært på vel 90 %, etter at Nordsjøen var enerådende som petroleumsprovins helt fram til 1993. Videre framover til 2025, ventes denne andelen å gå ned til 64 %, etter hvert som produksjonen i Norskehavet og Barentshavet kommer inn for fullt. Fortsatt vil imidlertid Nordsjøen være Norges største petroleumsprovins.

1 Regionale konsekvensutredninger av petroleumsvirksomheten

1.1 Hensikten med regionale konsekvensutredninger (RKU)

Hensikten med regionale konsekvensutredninger av petroleumsvirksomheten er todelt. For det første skal utredningen gi en bred samlet oversikt over konsekvensene av petroleumsvirksomheten i et område både bakover i tid, og framover så langt en kan se på utredningstidspunktet. Videre skal utredningen gi en kunnskapsoppdatering og et erfaringsgrunnlag som kan bidra til å forenkle arbeidet med senere feltspesifikke konsekvensutredninger i området.

Petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel er i rask utvikling. Olje- og energidepartementet har derfor lagt til grunn at de regionale konsekvensutredningene bør oppdateres når det synes hensiktsmessig ut fra en faglig vurdering av det samlede behovet for ny dokumentasjon. På denne bakgrunn har Oljeindustriens Landsforening (OLF) nå funnet det riktig å starte arbeidet med en oppdatering av RKU Nordsjøen.

Den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen omfatter en lang rekke temarapporter innenfor miljø, ressursforvaltning og samfunn. Samfunnsmessige konsekvenser av petroleumsvirksomheten er en av disse temarapportene. En oversikt over temarapportene finnes i OLFs utredningsprogram for RKU Nordsjøen (Ref.1)

1.2 Problemstillinger i regionale konsekvensutredninger på samfunnssiden

1.2.1 Geografisk avgrensing

Norsk kontinentalsokkel er delt inn i tre hovedområder; Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet, med følgende avgrensinger:

- Nordsjøen dekker områdene sør for Stad, fra 56°N til 62°N
- Norskehavet dekker områdene utenfor Midt-Norge og Nordland, fra 62°N til 69°N,
- Barentshavet dekker de nordligste områdene av norsk kontinentalsokkel, nord for 69°N.

Denne studien er avgrenset til petroleumsvirksomheten i Nordsjøen, og er holdt på et nasjonalt nivå uten å gå inn på regionale virkninger på land. Studien omfatter alle feltutbygginger i Nordsjøen, og de rørledningene

som tilhører lisensene. Landanlegg for petroleumsvirksomhet og eksportrørledninger for gass og olje, inngår ikke.

1.2.2 Samfunnsmessige virkninger av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen

RKU Nordsjøen, samfunnsmessige virkninger, skal i første rekke ta sikte på å gi en samlet, strukturert oversikt over samfunnsmessige virkninger av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen fra starten i 1970 og fram til i dag. Studien skal videre belyse hvilke virkninger som kan forventes i årene framover, ut fra dagens kjennskap til reserver, ressurser og prospekter.

Oversikten skal vise hvordan inntektene fra petroleumsvirksomheten bidrar til finansiering av statlig virksomhet, og videre vise hvordan investeringer og driftsaktiviteter på kontinentalsokkelen gir ringvirkninger i form av vare- og tjenesteleveranser og sysselsetting i det norske samfunn. Disse resultatene er vist i den foreliggende del av studien.

1.2.3 Etterprøving av samfunnsmessige virkninger ved utvalgte utbyggingsprosjekter

For å forbedre kunnskapsgrunnlaget for framtidige konsekvensutredninger for enkeltfelt, og samtidig styrke beregningsresultatene i RKU Nordsjøen, er det i tillegg gjennomført etteranalyser av de samfunnsmessige konsekvensene av fire nylig gjennomførte prosjekter som anses typiske for framtidige feltutbygginger i Nordsjøen. De utvalgte prosjektene er:

- Hydro: Oseberg Vestflanken, satellittfeltutbygging
- Conocophillips: Ekofisk 2/4 M, prosess- og brønnhodeplattform
- Statoil: Sygna, satellittfeltutbygging
- Statoil: Kvitebjørn, feltsenter med bunnfast stålunderstell

Disse prosjektene er gjennomgått nærmere i annen del av studien, og sammenliknet med annen tilgjengelig kunnskap, med sikte på å framskaffe et bredere erfaringsgrunnlag for omfanget av norsk verdiskapning ved typiske feltutbygginger i Nordsjøen. Annen del av studien foreligger som egen rapport.

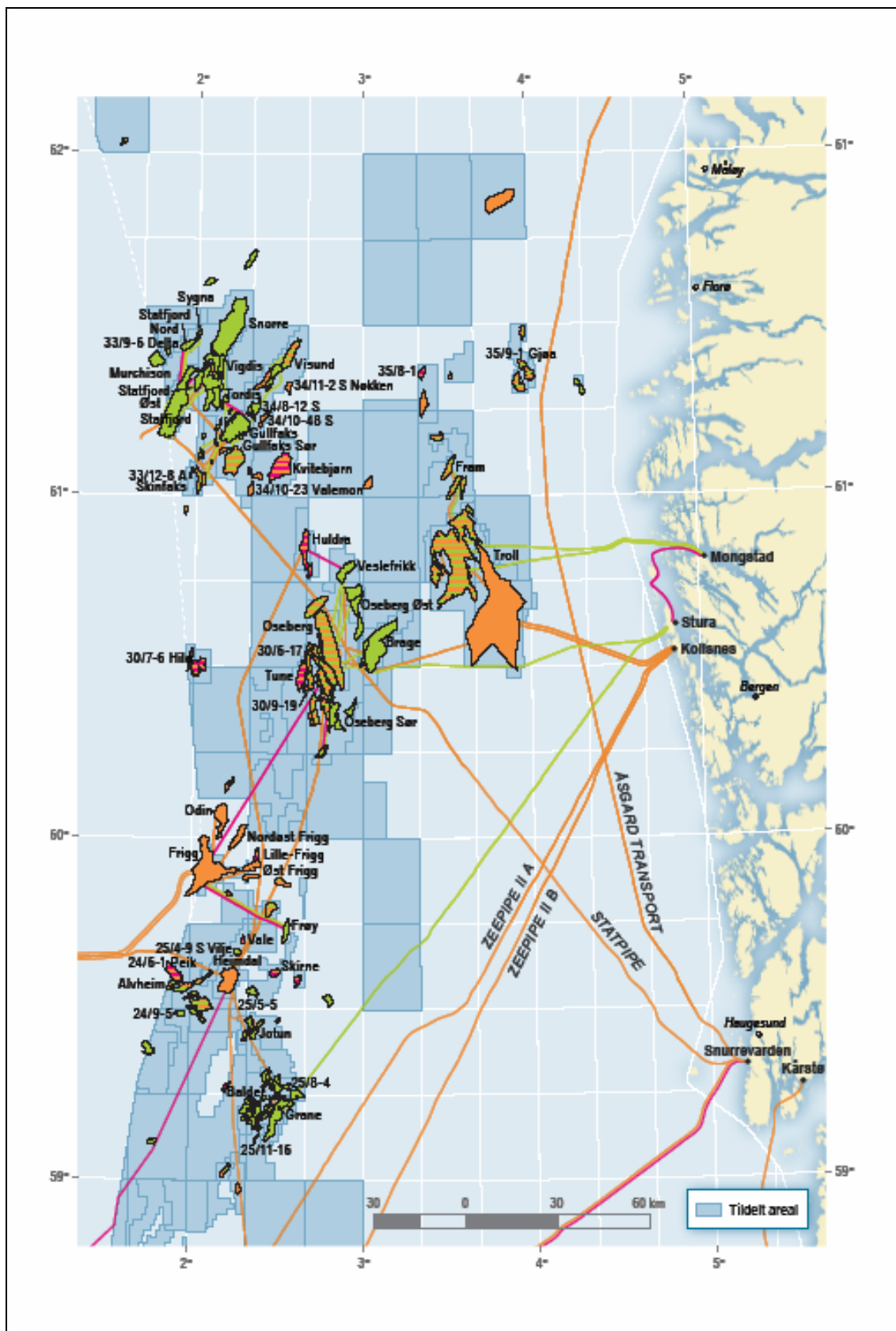
1.3 Tidligere RKU-utredninger på samfunnssiden.

Operatørselskapene på norsk kontinentalsokkel i Nordsjøen gjennomførte i 1999 en regional konsekvensutredning, der Nordsjøen ble delt opp i seks delområder. For to av disse delområdene, Tampen og Sleipner, ble det gjennomført studier av samfunnsmessige konsekvenser av eksisterende og planlagt petroleumsvirksomhet (Ref. 2 og 3). Studiene gir bred oversikt over samfunnsmessige virkninger av petroleums-

virksomheten innenfor disse to områdene. Noen samlet oversikt over samfunnsmessige virkninger av hele petroleumsvirksomheten i Nordsjøen ble imidlertid ikke den gang gjennomført.

Oljeindustriens Landsforening, OLF, gjennomførte videre i 2002 en regional konsekvensutredning for Norskehavet. Som del av denne utredningen inngikk også en studie av samfunnsmessige virkninger av den samlede petroleumsvirksomheten i Norskehavet fra starten i 1994, fram til 2002, og videre framover så langt en kunne se (Ref. 4). Studien gir en bred oversikt over petroleumsvirksomheten i Norskehavet og de samfunnsmessige konsekvensene av denne, både på nasjonalt og regionalt nivå. Studien har på nasjonalt nivå en struktur som også langt på vei er brukt som mal i foreliggende studie.

I Barentshavet er det første petroleumsfeltet, Snøhvit, nå under utbygging, og det foreligger dermed av naturlige grunner ingen regional konsekvensutredning av eksisterende virksomhet. Som forberedelser til leteboring i Barentshavet er det imidlertid gjennomført brede analyser av konsekvensene av petroleumsvirksomhet i området, herunder også samfunnsmessige konsekvenser. Det er videre utarbeidet en konsekvensutredning for Snøhvitfeltet, som også inneholder samfunnsmessige konsekvenser.



Figur 2.2: Feltutbygginger, funn og rørledninger i nordre del av Nordsjøen (Kilde: OED/OD faktaheftet 2006)



Tabell 2.3: Rørledningssystemer i Nordsjøen (Kilde OED/OD faktaheftet 2006)

funnet, først rundt Ekofisk, og senere også lengre nord langs grensen til engelsk sokkel i Frigg-området, og etter hvert også i Statfjord-området,

som vist i figur 2.1 og 2.2. I årene deretter ble det gjort flere store funn i Nordsjøen som i dag er store petroleumsprodusenter, herunder Troll, Oseberg og Gullfaks. Til sammen er det i dag i underkant av 40 petroleumsfelt i produksjon i Nordsjøen, med en samlet produksjon i 2004 på vel 225 millioner standardkubikkmeter (Sm^3) oljeekvivalenter, hvorav to tredjedeler olje, og resten i hovedsak gass. I tillegg kommer i underkant av 40 millioner standardkubikkmeter oljeekvivalenter produsert fra feltene i Norskehavet, slik at den samlede produksjon på norske kontinentalsokkel i 2004 var på 263 millioner standardkubikkmeter oljeekvivalenter. Dette tilsvarer vel 20 ganger det innenlandske forbruk av petroleum, og har gjort Norge til verdens tredje største petroleumseksportør.

Olje, og særlig gass produsert i Nordsjøen, eksporteres til Storbritannia og kontinentet gjennom et nett av rørledninger som vist i figur 2.3. Kartet viser også de viktigste oljeterminalene på land i Sør-Norge.

I løpet av de 36 år som har gått siden starten i 1970, har petroleumsvirksomheten utviklet seg til å bli Norges største næring, med en verdiskapning i 2004 på rundt 340 milliarder kroner eller vel 20 % av bruttonasjonalproduktet, og nesten halvparten av den samlede norske eksportverdien. Rundt 85 % av dette skyldes petroleumsvirksomheten i Nordsjøen. Resten kommer fra virksomheten i Norskehavet. Til sammen sysselsatte petroleumsvirksomheten i Norge i 2003 rundt 75.000 personer, og ga i tillegg grunnlag for en stor norsk leverandørindustri, som teknologisk på flere områder er blant de fremste i verden.

2.2 Perspektiver på oljevirksomheten framover

Utviklingen av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen framover vil være avhengig av oljeprisene og av eventuelle nye funn i området. En regner med at oljeproduksjonen i Nordsjøen nå har passert toppen, og langsomt vil avta framover. Til gjengjeld øker gassproduksjonen, og ventes etter hvert å ville passere oljeproduksjonen. Selv om Nordsjøen etter hvert har blitt en moden oljeprovins, er det som det vil framgå nedenfor, ressurser igjen til en betydelig petroleumsproduksjon i mange år framover.

3 Datagrunnlag og forutsetninger for den regionale konsekvensutredningen

Datagrunnlaget og forutsetningene for den regionale konsekvensutredningen baserer seg på flere kilder. De viktigste kildene er:

- Oljedirektoratets database SAMBA som gir historiske produksjons- og kostnadsdata fra 1970 – 2005 (Ref.5)
- Oljeselskapenes rapportering til revidert nasjonalbudsjett 2006, (RNB 2006), som gir prognoser for petroleumsvirksomheten framover til 2025 (Ref.6)
- Historiske petroleumspriser og prognoser for prisutviklingen framover
- Norske leveranseandeler til ulike typer petroleumsprosjekter, hentet fra etterprøvningsprosjekter og tidligere konsekvensutredninger

I tillegg har en benyttet sammenlikningsdata og kartmateriale hentet fra OED/ODs Faktahefte 2006 og offisiell norsk statistikk fra SSB.

For presentasjon i analysen er datamaterialet splittet opp i henholdsvis type petroleumprodukt, ressursklasse (Ref.7) og geografisk aktivitetsområde i Nordsjøen.

3.1 Historiske data

Historiske data for petroleumproduksjon og produksjonskostnader i Nordsjøen fra starten i 1970 og fram til 2004, foreligger i Oljedirektoratets database SAMBA. Dataene foreligger på feltnivå, og viser for hvert petroleumfelt produksjon av ulike typer petroleum, investeringskostnader og driftskostnader fordelt på år.

Disse dataene for Nordsjøområdet har Oljedirektoratet velvilligst tilrettelagt for RKU-studien i form av pivottabeller som viser produksjon av ulike typer petroleum, investeringskostnader og driftskostnader fordelt på fire aktivitetsområder i Nordsjøen og år. Tall for enkeltfelt foreligger ikke, da analysen ikke er ment å skulle gå ned på et slikt detaljeringsnivå. Leteboring, terminalanlegg på land i Norge, og eksportørledninger til utlandet er også holdt utenfor.

De historiske dataene foreligger fram til 2004, og i noen grad også for 2005. For 2005 er datagrunnlaget i nødvendig grad supplert med data fra RNB 2006.

3.2 Prognoser for petroleumsproduksjonen framover

Prognoser for forventet petroleumsproduksjon framover foreligger i operatørselskapenes rapportering til revidert nasjonalbudsjett 2006. Rapporteringen er gjort pr oktober 2005, og viser operatørselskapenes planer og forventninger for sin virksomhet på norsk kontinentalsokkel framover, slik de fortonet seg høsten 2005. Slike planer er imidlertid hele tiden gjenstand for endringer.

Data fra RNB rapporteringene foreligger på enkeltfelt, og viser forventet produksjon av ulike typer petroleum i perioden 2005 – 2025 fordelt på ressursklasser. Videre foreligger forventede investeringskostnader og driftskostnader for hvert år fram til 2025. Koblet mot feltets beliggenhet kan disse dataene enkelt fordeles på de fire aktivitetsområdene i Nordsjøen.

I beregningene har en i denne studien koblet sammen de historiske dataene med prognosedataene fra RNB rapporteringen, til en sammenhengende fil som viser data for hele perioden 1970 – 2025, målt i faste 2006-kr.

3.3 Historiske petroleumspriser, og prognoser for prisutviklingen framover

Datamaterialet ovenfor angir produksjon av ulike typer petroleum fra feltene i Nordsjøen fordelt på år. For å kunne beregne inntektene av petroleumsproduksjonen i Nordsjøen må disse produksjonsdataene kobles med en gjennomsnittspris pr år for ulike typer petroleum. For perioden 1971 – 2005 kan dette baseres på registrerte petroleumspriser. For perioden videre fram til 2025 må prisene baseres på prognoser.

Det noteres daglig og månedlig en rekke forskjellige priser for petroleumsproduksjonen i Nordsjøen. De fleste av disse viser et temmelig likt forløp over tid. Med mulig unntak for Brent Blend som har vært en slags referansepris for Nordsjøolje, foreligger det ingen allment aksepterte prisnoteringer på ulike typer petroleum. Det foreligger heller ingen sammenhengende noteringer helt tilbake til 1971.

Viktig er det også hvor de ulike prisene er referert. I denne studien inngår bare lisensspesifikke rørledninger fra noen felt inn til terminalanlegg på land, ikke eksportørledninger videre til kontinentet, og heller ikke tariffkostnader for bruk av slike til gass- og oljetransport. Det betyr at olje- og kondensatpriser i de fleste tilfellene skal refereres feltet, mens NGL og gasspriser som regel skal refereres en eksportterminal, enten denne er ute på feltet, eller på land.

I beregningene er produserte kvanta av ulike typer petroleumprodukter regnet om til standardkubikkmeter oljeekvivalenter. Alle priser er

deretter regnet om til faste 2006-kr pr Sm^3 oljeekvivalent, med konsumprisindeksen som deflator.

For olje er pris referert felt forholdsvis enkel å finne, da mye av oljeproduksjonen i Nordsjøen bøyelastes på feltet, med offisielle normpriser. Konkret har en brukt følgende noteringer:

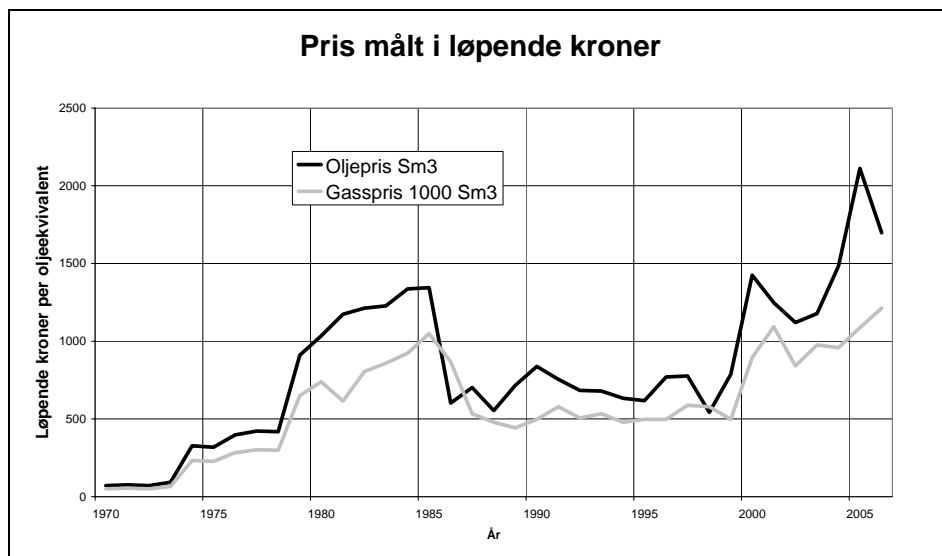
- 1971-1975, spotpriser Arab Light
- 1976-1984, spotpriser Forties
- 1985-1989, spotpriser Brent Blend
- 1990-2005, gjennomsnitt normpriser for Statfjord og Gullfaks, referert feltet
- 2006-2025, prognose på 40 USD pr fat med kurs 6,75 i forhold til NOK

For de første fire årene foreligger det ikke prisnoteringer fra Nordsjøen, så Arab Light er benyttet som referansepris. Senere brukes noteringer for Forties fram til 1984 og deretter Brent Blend fram til 1989, før en benytter offisielle normpriser fastsatt av petroleumsprisrådet på månedlig basis for oljepris referert lastebøye på Statfjord og Gullfaks. Alternativt kunne en benyttet Brent Blend noteringene i hele perioden fra 1984 - 2005, men forskjellen er gjennomgående liten.

For prognoseperioden 2006 – 2025 foreligger det ingen offisielle prisprognoser. En har derfor lagt til grunn en fast oljepris framover på 40 USD pr fat, det samme som flere oljeselskaper benytter i sine prognoser. Oljeprisen er for tiden mye høyere, helt opp mot 70 USD pr fat, så en har også for sammenlikningens skyld foretatt noen beregninger med oljepris 60 USD pr fat.

For kondensat og NGL (Natural Gas Liquids) har en regnet om produksjonsvolumene til standardkubikkmeter oljeekvivalenter, og benyttet samme pris pr oljeekvivalent som for olje. For kondensat er dette forholdsvis riktig, da det meste av kondensatet bøyelastes sammen med oljen. For NGL som ofte ilandføres sammen med naturgass, kunne en alternativt lagt gassprisen til grunn, selv om NGL ofte prises noe høyere enn gass. Produksjonen av NGL er imidlertid liten, så forskjellen i verdi blir forholdsvis beskjeden.

Prisen for naturgass følger i stor grad prisen for oljen, men med noe etterslep siden oljeprisen ofte inngår som en viktig forutsetning for avtalt gasspris framover. I figur 3.1 er gasspris referert eksportterminal og oljepris referert felt, begge pr Sm^3 oljeekvivalent, sammenliknet i løpende kroner for perioden 1970 - 2005. En ser at oljeprisen gjennomgående ligger noe høyere enn gassprisen, men med omtrent samme



Figur 3.1 Prisforutsetninger for olje (som også brukes for NGL og kondensat) og gass målt i løpende norske kroner per oljeekvivalent. 1970 – 2006.

utviklingsforløp, bortsett fra at gassprisen altså har et lite etterslep i forhold til oljeprisen.

Som gasspris referert eksportørledning har en i beregningene lagt følgende prisforutsetninger til grunn:

- For perioden før 1981 brukes en gasspris pr oljeekvivalent på 71 % av oljeprisen, ut fra en vurdering av forskjellen i figur 3.1
- For perioden 1981 til 2005 brukes gjennomsnittlige priser for eksport av naturgass fra SSB.
- For prognoseperioden fra 2006 – 2025 brukes igjen en gasspris på 71 % av oljeprisen, ut fra samme vurdering som ovenfor.

Multipliserer en disse petroleumsprisene med produsert mengde petroleum i Nordsjøen, se kapittel 4, framkommer de totale inntektene fra petroleumsproduksjonen i Nordsjøen år for år i perioden 1971 – 2025. Dette kan kontrolleres mot faktisk registrerte verdier fra nasjonalregnskapet når en justerer for Nordsjøens andel av total petroleumsproduksjon på kontinentalsokkelen. Det viser seg da at beregningene treffer meget godt, med årlige avvik innenfor pluss/minus et par prosent. Inntektsberegningene i kapittel 5.1 blir dermed temmelig riktige i forhold til offisielle tall fra nasjonalregnskapet og SSB.

Prisforutsetningene som bør legges til grunn i RKU-sammenheng kan alltid diskuteres, og det finnes ingen allment aksepterte svar. En tror imidlertid at forutsetningene ovenfor gir et forholdsvis rimelig bilde både

av det totale inntektsnivået av petroleumsproduksjonen i Nordsjøen, og av fordelingen mellom de ulike petroleumsproduktene.

3.4 Norske leveranseandeler til ulike typer petroleumsprosjekter

Petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel har i løpet av 36 år gitt grunnlag for framveksten av helt ny næringsvirksomhet, samtidig som den har gitt store oppdrag til andre næringer, særlig norsk verkstedsindustri, transportvirksomhet og bygge- og anleggsnæring. For å beregne størrelsen på disse leveransevirkningene med tilhørende sysselsettings-effekter i det norske samfunn, har en behov for anslag over gjennomsnittlige norske leveranseandeler til investeringer og drift i Nordsjøen.

Det en ønsker å beregne i denne sammenheng er ikke norsk andel av leveransenes kontraktsverdier, men *norsk verdiskapning* i disse investerings- og driftsleveransene, siden det er verdiskapningen som gir grunnlag for samfunnsmessige virkninger i Norge. Verdiskapningen beregnes ved at man med utgangspunkt i kontraktsverdiene i oppdrag utført av norskregistrerte bedrifter, trekker fra direkte import av varer og tjenester fra utlandet. I tillegg kommer eksport av norske varer og tjenester til kontrakter utført av utenlandsregistrerte bedrifter.

Norsk andel av verdiskapningen i vare og tjenesteleveransene til et petroleumsprosjekt, beregnes i den samfunnsmessige konsekvensutredningen i forkant av utbyggingen. I denne studien opereres det ikke med feltspesifikke data, men med aggregerte data for hele Nordsjøen fordelt over tid. For å beregne norsk verdiskapning i vare og tjenesteleveransene til den samlede petroleumsvirksomheten i Nordsjøen, trenger man da norsk andel av verdiskapningen for ulike typer investeringer og drift, fordelt over tid. Disse har en forsøkt å estimere ut fra etterprøvingene i annen del av denne studien, ut fra tidligere gjennomførte etterprøvinger, og ut fra beregninger i rundt 50 gjennomførte konsekvensutredninger for utbyggingsprosjekter i Nordsjøen, fordelt over 25 år. Resultatene er vist i figur 3.2, som viser norsk andel av verdiskapningen over tid, og i tabell 3.1 og 3.2, som viser norsk andel av verdiskapningen fordelt på ulike typer anlegg og driftsaktiviteter.

Gjennomgangen av norsk verdiskapning i vare og tjenesteleveransene til prosjekter i Nordsjøen viser et par interessante resultater:

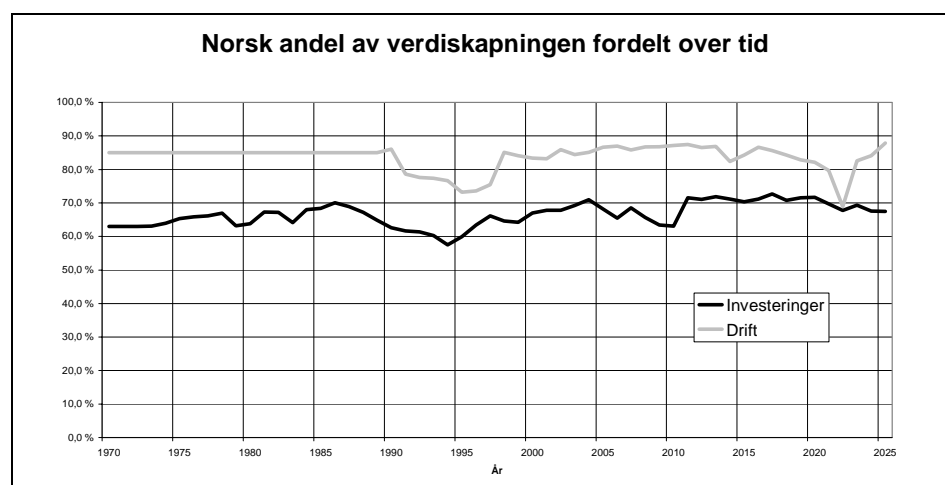
- Beregnet norsk andel av verdiskapningen i leveransene for likeartede aktiviteter, er bemerkelsesverdig stabil over tid. Det er vanskelig å finne klare utviklingstrender
- Derimot endrer fordelingen mellom ulike typer investeringsaktiviteter og driftsaktiviteter seg betydelig over tid

Beregnet norsk andel av verdiskapningen for ulike typer petroleumsanlegg viser som det framgår av figur 3.2, ingen klare utviklingstrender. I

henhold til dette har en i beregningene av samfunnsmessige virkninger nedenfor benyttet andeler som vist i tabell 3.1 og 3.2 for hele perioden fra 1970 – 2025.

Derimot varierer investeringenes fordeling på ulike anlegg betydelig over tid. Først dominerte bunnfaste stålplattformer, deretter betongkjemper. Så kom satellittutbygginger med havbunnsinstallasjoner rundt disse, deretter flytende innretninger med havbunnsinstallasjoner, og nå til sist undervannsanlegg styrt fra land, uten overflateinstallasjoner i området. Utbyggingsplanene framover viser i hovedsak enten flytende innretninger eller rene undervannsanlegg. Det planlegges svært få faste installasjoner.

Resultatet av dette er at gjennomsnittlig norsk andel av verdiskapningen i utbyggingsprosjektene varierer noe over tid, som vist i figur 3.2. En ser at norsk andel av verdiskapningen i utbyggingsprosjektene har økt noe over tid fra vel 60 % tidlig på 1970-tallet til 70 % i betongkjempenes tid rundt 1985. Deretter sank andelen noe igjen fram til 1995, før den igjen økte til nær 70 % i dag. I tiden framover ventes først andelen å gå litt ned som følge av store investeringer i produksjonsskip, og deretter øke igjen til dagens nivå rundt 70 %, særlig som følge av en økende andel tyngre tilleggsinvesteringer på eksisterende anlegg.



Figur 3.2: Norsk andel av verdiskapningen i investering og drift 1970 – 2025

Tabell 3.1: Beregnede norske andeler av verdiskapningen i ulike typer investeringsleveranser

Investeringsleveranser	Norsk andel
Undervannsanlegg	50 %
Lastesystem/ selvstendige lager	50 %
Flyttbare innretninger	60 %
Bunnfaste innretninger	65 %
Modifikasjoner	85 %
Nye utvinningsbrønner	70 %
Rørledninger	25 %
Landanlegg	50 %
Investeringer ikke fordelt	65 %

Tabell 3.2: Beregnede norske andeler av verdiskapningen i ulike typer driftsleveranser

Driftsleveranser	Norsk andel
Driftsforberedelser	90 %
Ordinære driftskostnader	90 %
Årsspesifikke driftskostnader	70 %
Nedstegningskostnader	30 %
Ikke fordelte driftskostnader	85 %

Det er likevel bemerkelsesverdig at norsk næringsliv i en periode på 36 år med store omstillinger og store endringer i type prosjekter, har klart å holde seg konkurransedyktig og faktisk øke sin samlede andel av verdiskapningen i utbyggingsprosjektene på norsk kontinentalsokkel. En årsak til dette er trolig at Nordsjøen som følge av høye skatter og myndighetskrav, hele tiden har fungert som et teknologisk utviklingssted for internasjonal petroleumsvirksomhet. Dette har gitt norsk næringsliv et teknologisk forsprang på viktige utviklingsområder som de nå kan ta med seg til nye oppdrag også på andre lands kontinentalsokkel.

Tilsvarende ser en i figur 3.2 at norsk andel av verdiskapningen i driftsleveransene også er bemerkelsesverdig stabil, og med unntak av et par korte perioder, ligger mellom 85 – 90 % i hele perioden 1971 – 2005, med tilsvarende forventninger for tiden framover. Årsaken til den stabilt høye norske andelen av driftsleveransene, er at driftsaktivitetene offshore er svært personellkrevende, og at man i hele perioden av sikkerhetsmessige hensyn har insistert på å bruke norsk personell til dette, og også forventer å gjøre det framover. Årsaken til de to korte periodene med lavere leveranseandeler, er i hovedsak store nedstengingsprosjekter med mye bruk av utenlandske krankip og tilsvarende lav norsk andel av verdiskapningen.

3.5 Oppsplitting av datamaterialet i undergrupper

Datamaterialet fra Oljedirektoratet splittet opp i tre retninger:

- Type petroleumsprodukt
- Ressursklasser
- Geografisk aktivitetsområde i Nordsjøen

For presentasjon i analysen har det vært nødvendig med en viss aggregering av disse detaljerte dataene, slik at en kan holde oversikten. Det er heller ikke alle detaljene som er like interessante.

3.5.1 Fordeling på petroleumsprodukter

Det produseres flere typer petroleum i Nordsjøen. De viktigste produktene er:

- Råolje av ulik kvalitet
- Kondensat, eller lette oljeprodukter, nafta m.v
- Natural Gas Liquids (NGL), våtgass nær kondensasjonspunktet, etan, propan, butan
- Naturgass, mest metan

Klart viktigst er her olje og naturgass, mens mellomproduktene produseres i langt mindre kvanta.

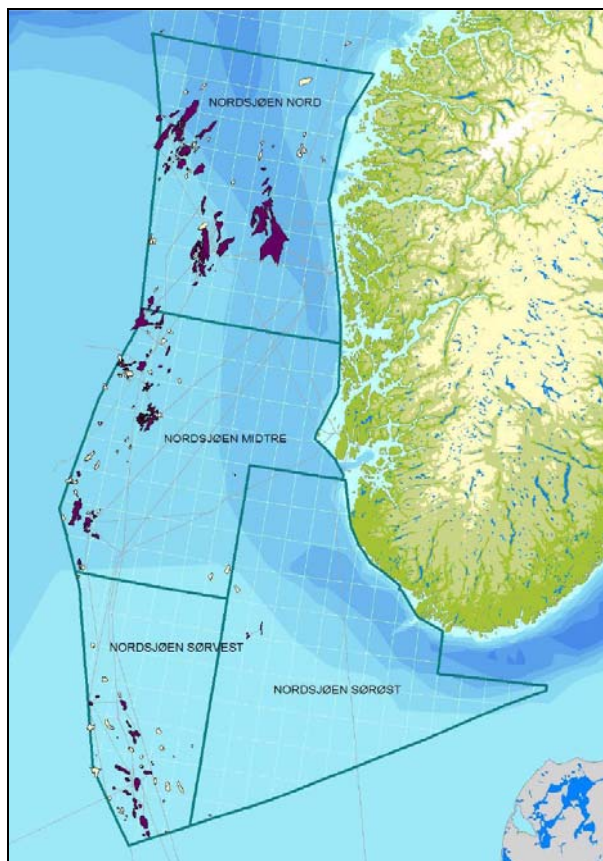
3.5.2 Fordeling på ressursklasser

Petroleumsressursene i Nordsjøen er i ulike utviklingsfaser. Noen funn er allerede ferdig produsert, andre er i produksjon, og mange felt er under vurdering for framtidig utbygging. Det finnes også funn og petroleumsressurser der utvinning er sannsynlig, men ennå uavklart. For å skille mellom disse utviklingsfasene er ressursgrunnlaget i Nordsjøen delt opp i ressursklasser (RK) (Ref.7). Fordelingen er i korte trekk som følger:

- RK 0:** Felt med avsluttet produksjon
- RK 1:** Felt i drift
- RK 2 og 3:** Felt med godkjent utbyggingsplan pr 31.12 2004
- RK 4:** Funn/ressurser under planlegging for utbygging, og prosjekter for forbedret utvinning i RK 1-3
- RK 5:** Funn/ressurser der utvinning er sannsynlig, men uavklart, og uavklarte prosjekter for forbedret utvinning
- RK7:** Uavklarte, utvinnbare ressurser i nye funn, og tilleggsressurser i eksisterende funn som kan utvinnes ved hjelp av ukonvensjonelle metoder
- RK 8:** Uoppdagede ressurser

RK 6 og 9 finnes, men er ikke i bruk i datamaterialet. En mer fullstendig definisjon med kommentarer til ressursfordelingen er vist som vedlegg til rapporten.

Fordeling av petroleumressursene på ressursklasser er hele tiden under vurdering, og oppdateres hvert år. For å forenkle bildet i presentasjonen, har en i denne studien delt ressursgrunnlaget i to kategorier, RK 0-5, som angir utbygde felt og sannsynlige framtidige utbygginger, og RK 7-8 som viser uavklarte og uoppdagede ressurser.



Figur 3.3: Oppdeling av Nordsjøen i aktivitetsområder.

3.5.3 Fordeling på aktivitetsområder

For å få oversikt over hvor petroleumressursene i Nordsjøen befinner seg, er Nordsjøen delt opp i fire aktivitetsområder som følger:

- Nordsjøen Nord:** Tampen/Troll/Oseberg med flere
- Nordsjøen Midtre:** Frigg/Heimdal/Sleipner med flere
- Nordsjøen sørvest:** Ekofisk-området med flere
- Nordsjøen sørøst:** Yme og flere mindre funn

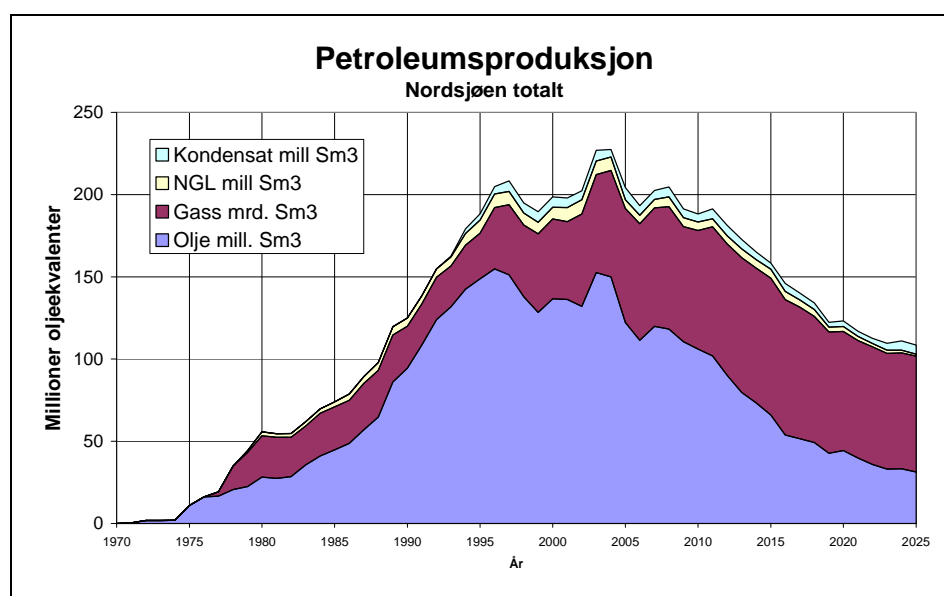
Et kart som viser avgrensingen av de fire områdene er vist i figur 3.3. Oppdelingen i aktivitetsområder er foretatt ut fra andre hensyn enn samfunnsmessige konsekvenser, og er ikke helt egnet for å belyse samfunnsmessige formål. Nordsjøen nord har for eksempel alene mer enn halve produksjonen i Nordsjøen, mens Nordsjøen sørøst er et område der det for tiden ikke pågår utvinning etter at Yme ble stengt ned, men der man venter framtidig utvinning. Dette medfører at forskjellen mellom aktivitetsområdene blir meget stor, og vanskelig å framstille grafisk.

4 Ressursgrunnlaget for petroleumsvirksomheten i Nordsjøen

4.1 Ressursgrunnlaget i Nordsjøen

4.1.1 Utvinnbare petroleumsressurser i Nordsjøen

Samlet historisk petroleumsproduksjon i Nordsjøen i perioden 1971 – 2004, kombinert med oljeselskapenes prognoser for produksjonen videre fram til 2025, framgår av figur 4.1, fordelt på type petroleum.



Figur 4.1: Petroleumsproduksjonen i Nordsjøen fordelt på produkt, 1971 - 2025

En ser av figuren at fra en forsiktig start i 1971, økte petroleumsproduksjonen i Nordsjøen raskt fra 1974 helt opp til en topp på vel 200 mill Sm^3 oljeekvivalenter i 1996 og 1997. Deretter sank totalproduksjonen noe på slutten av 1990-tallet, før en igjen fikk en ny topp i petroleumsproduksjonen på rundt 230 mill Sm^3 i 2004. I hele den historiske perioden er det oljeproduksjonen som har dominert bildet i Nordsjøen, men med en økende andel gassproduksjon, særlig etter 1995. NGL og kondensat er som en ser bare blitt produsert i små mengder i forhold til de to store produktene olje og gass.

I tiden framover ventes petroleumsproduksjonen i Nordsjøen langsomt å halveres fra rundt 200 mill Sm^3 i 2006 til rundt 100 mill Sm^3 i 2025. I all hovedsak er det oljeproduksjonen som avtar. Produksjonen av gass og kondensat øker noe, mens produksjonen av NGL blir stadig mindre.

Tabell 4.1 Forholdet mellom produserte og gjenværende petroleumsressurser fordelt på produkt og ressursklassegruppe.

	Millioner Sm 3 o.e.			Andel gjenværende av totalt		
	Produsert 71 -05	Gjen- værende	Totalt	Innenfor RK 1-5	Innenfor RK 7-8	Totalt
Olje	2707	1393	4100	30,6 %	3,4 %	34,0 %
Gass	971	1504	2475	55,9 %	4,9 %	60,8 %
NGL	146	81	227	35,7 %	0,0 %	35,7 %
Kondensat	67	95	162	43,8 %	14,8 %	58,6 %
Totalt	3892	3073	6965	40,1 %	4,1 %	44,1 %

En oversikt over totalproduksjonene av petroleum i Nordsjøen fordelt på produkt, og forholdet mellom produserte og gjenværende ressurser, framgår av tabell 4.1. En ser av tabellen at totalt ventes det å være produserbare petroleumsreserver i Nordsjøen på nær 7 milliarder Sm³ oljeekvivalenter. Av dette er nær 3,9 milliarder Sm³ oljeekvivalenter eller 56 %, allerede produsert i de 35 år produksjonen har pågått, mens nær 3,1 milliarder Sm³ oljeekvivalenter eller 44 % av totalressursene, gjenstår å produsere.

Olje er som tidligere nevnt det klart største produktet med 4,1 milliarder Sm³ oljeekvivalenter eller 59 % av totalressursene. Gass har et ressursgrunnlag på nær 2,5 milliarder Sm³ oljeekvivalenter eller 36 % av totalen, mens de siste 5 % fordeler seg på NGL og kondensat.

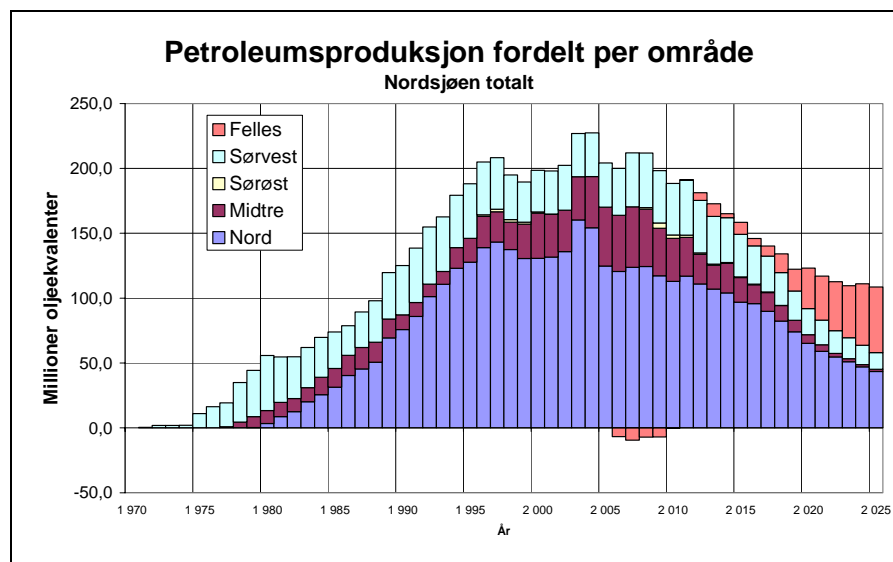
En ser imidlertid også av tabellen at de gjenværende gassressursene i Nordsjøen er større enn de gjenværende oljeressursene. Mens 34 % av oljeressursene gjenstår å produsere, gjelder det samme hele 61 % av gassressursene. Nordsjøen er dermed i ferd med å skifte fra en typisk oljeprovinns til en gassprovins.

I tabell 4.1 er gjenværende petroleumsreserver i Nordsjøen også fordelt etter grupper av ressursklasser. En ser at ressursklasse 1-5, altså felt i produksjon eller med konkrete eller sannsynlige utbyggingsplaner, står for over 90 % av de gjenværende petroleumsressursene, mens bare 10 % er mer spekulative ressurser i høyere ressursklasser.

Prognosene for petroleumsproduksjonen i Nordsjøen framover baserer seg på Oljedirektoratets og oljeselskapenes forventninger høsten 2005, ved rapportering til RNB 2006, og vil bli justert årlig. Utviklingen av petroleumsprisene framover vil videre i høy grad kunne påvirke det økonomisk utvinnbare ressursgrunnlaget og dermed også produksjonen. Tendensen med fallende oljeproduksjon og økende gassproduksjon i Nordsjøen er imidlertid trolig ganske riktig.

4.1.2 Fordeling av petroleumsproduksjon og petroleumsressurser på aktivitetsområder

Et bilde av petroleumsproduksjon i Nordsjøen på aktivitetsområder i perioden 1971 – 2025, er vist i figur 4.2.



Figur 4.2: Petroleumsproduksjonen i Nordsjøen fordelt på område, 1971 – 2025

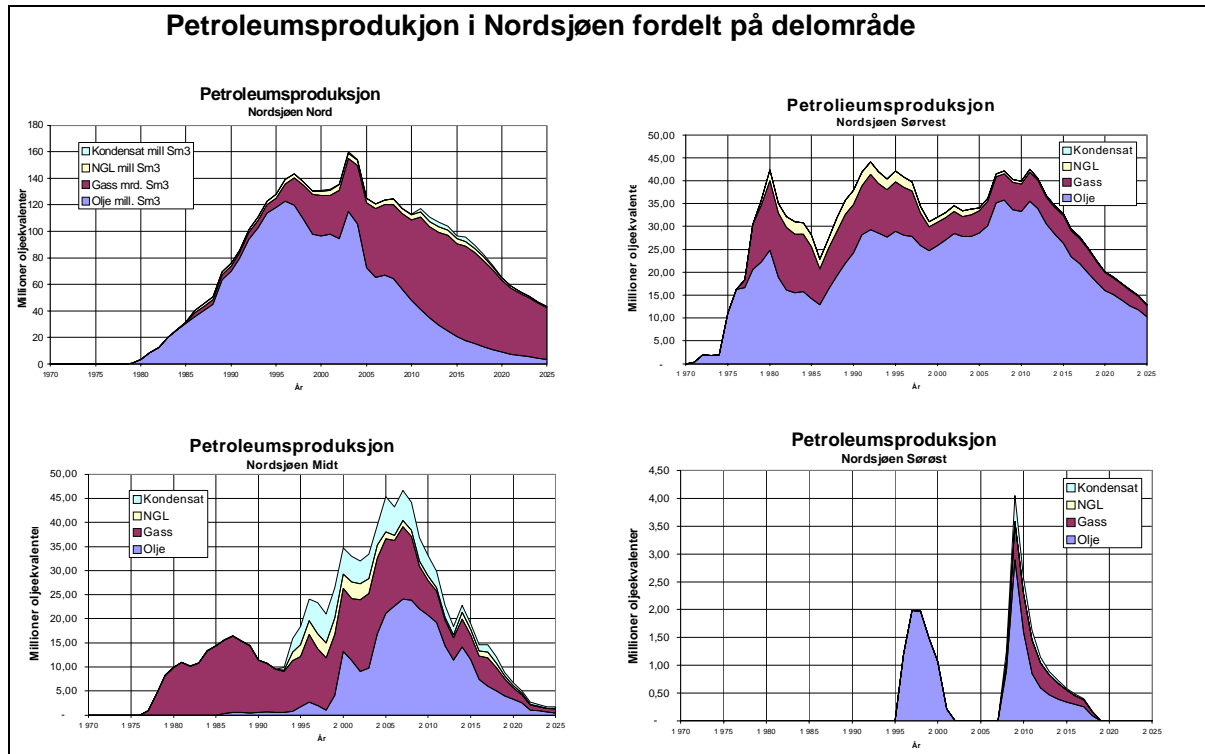
En ser av figuren at område nord, med de store feltene Statfjord, Oseberg, Gullfaks og Troll, totalt sett har vært det klart største aktivitetsområdet for petroleumsproduksjon i Nordsjøen. For tiden står nordområdet alene for rundt to tredjedeler av totalproduksjonen. Det har ikke alltid vært slik. Helt fram til 1985 var det område sørvest, med Ekofisk-området, som dominerte. I dag er sørvest området på tredje plass, etter nord og det midtre aktivitetsområdet, men ventes å rykke opp på annen plass igjen etter 2010. Når det gjelder område sørøst, så har produksjonen vært så liten at den omtrent ikke synes i figuren.

I tiden fram til 2025 ventes petroleumsproduksjonen å avta i alle aktivitetsområdene i Nordsjøen. Her kommer det imidlertid til en ny gruppe kalt felles, som angir antatte ressurser i ressursklasse 7-8, uten at disse er fordelt på område. Gruppen felles er i utgangspunktet negativ fram til 2010 på grunn av oljedirektoratets justeringer av ressursgrunnlaget. Deretter øker gruppen felles framover, særlig etter 2020.

Totalt ressursgrunnlag for de ulike petroleumsproduktene i Nordsjøen i perioden 1971 – 2025 fordelt på aktivitetsområde, framgår av tabell 4.2.

Tabell 4.2 Totalt ressursgrunnlag i Nordsjøen 1971 – 2025, fordelt på aktivitetsområde og produkt. Mill Sm³ oljeekvivalenter.

Produkt	Nord	Midtre	Sørøst	Sørvest	Felles	Totalt
Olje	2439	313	17	1193	139	4100
Gass	1533	451	4	367	121	2475
NGL	115	49	0	63	0	227
Kondensat	29	108	1	0	24	162
Totalt	4116	921	22	1623	283	6965



Figur 4.3: Petroleumsproduksjonen i Nordsjøen fordelt på delområde. NB ulike mengdeakse.

En ser av tabellen at nord er det aktivitetsområdet som har de klart største ressursgrunnet, med over 4,1 milliarder Sm³ oljeekvivalenter. Nest størst ressursgrunnlag har sørvest med vel 1,6 milliarder Sm³ oljeekvivalenter. Det midtre aktivitetsområdet har vel 0,9 milliarder Sm³ oljeekvivalenter, mens sørøst omtrent ikke har påviste ressurser i det hele tatt.

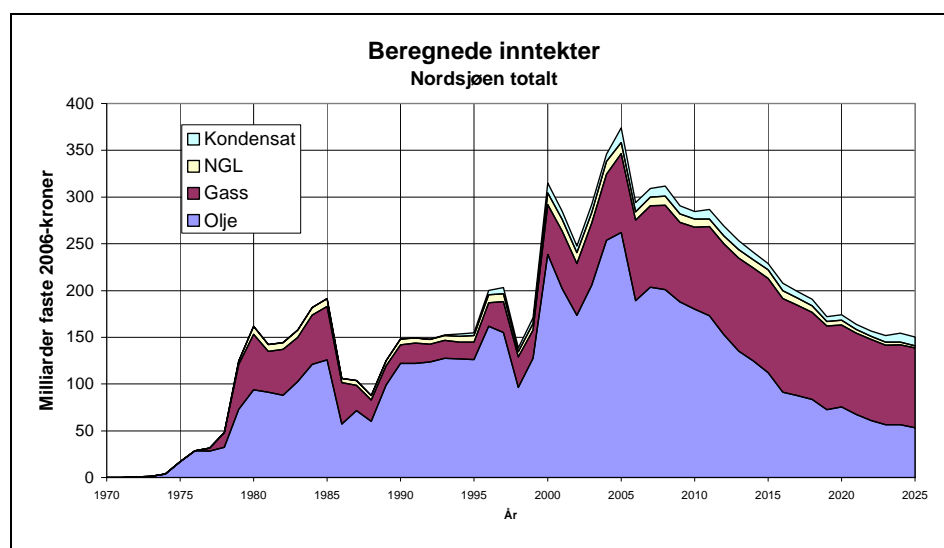
En fordeling av petroleumsproduksjon på aktivitetsområde og produkt er vist i figur 4.3. Merk her at mengdeaksene i de fire figurene er svært forskjellige.

5 Samfunnsmessig lønnsomhet av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen

5.1 Inntekter av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen

5.1.1 Inntekter av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen

Kombinerer man ressursgrunnlaget i kapittel 4 med prisforutsetningene i kapittel 3, framkommer de samlede inntektene av petroleumproduksjonen i Nordsjøen. I figur 5.1 er disse inntektene fordelt på type produkt og år i perioden 1971 – 2025 i faste 2006-kr. I tabell 5.1 er inntektene summert opp på inntekter fram til nå, og forventete inntekter videre framover. Videre vises fordelingen av forventede inntekter framover på ressursklasse og produkt.



Figur 5.1: Petroleumsinntekter fordelt på produkt. Milliarder 2006-kr

Tabell 5.1: Petroleumsinntekter fram til i dag og videre framover fordelt på produkt, og resterende inntekter fordelt på ressursklasse. Pris 40 USD/fat olje

	Milliarder faste 2006-kroner			Andel 06-25 av totalt		
	71-05	Fra 06-25	Totalt	Innenfor RK 1-5	Innenfor RK 7-8	Totalt
Olje	3720	2365	6085	35,0 %	3,9 %	38,9 %
Gass	1120	1824	2945	57,0 %	5,0 %	62,0 %
NGL	207	138	345	40,0 %	0,0 %	40,0 %
Kondensat	89	161	250	48,3 %	16,3 %	64,6 %
Totalt	5136	4489	9625	42,2 %	4,4 %	46,6 %

En ser av tabell 5.1 at inntektene fra petroleumproduksjonen i Nordsjøen økte raskt fra 1975 til et nivå på rundt 190 milliarder 2006-kr i 1985. Deretter falt inntektene til et nivå noe under 100 milliarder kr de

påfølgende år, før de igjen økte til en ny topp på rundt 200 milliarder 2006-kr i 1996 og 1997. Etter et kort fall i 1998, gikk petroleumsinntektene igjen kraftig opp til en ny topp på vel 300 milliarder 2006-kr i 2000, og nådde etter et nytt lite fall, en historisk topp i 2005 med hele 370 milliarder 2006-kr.

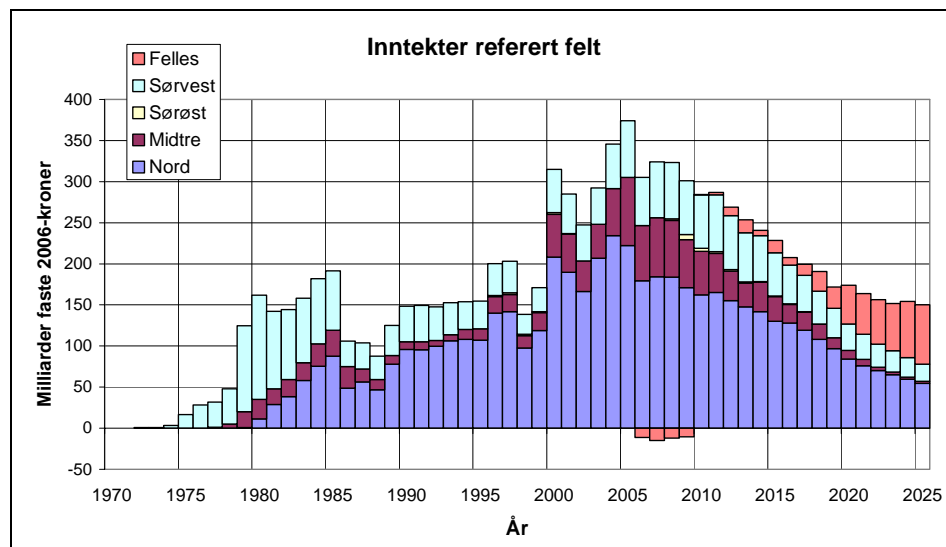
For årene framover ventes petroleumsinntektene med en prisforutsetning på 40 dollar pr fat olje å falle med avtakende produksjon. Med dagens oljepris på over 70 dollar pr fat, er det likevel trolig at petroleumsinntektene i 2006 blir minst like store som i 2005.

Samlet ser en av tabell 5.1 at de beregnede inntektene fra petroleumproduksjonen i Nordsjøen i perioden 1971 – 2025 med en prognosepris framover på 40 dollar pr fat olje, er på hele 9.625 milliarder 2006-kr, altså vel 9,6 billioner kroner. Inntektene fordeler seg med vel 5.136 milliarder kroner i perioden 1971 – 2005 og nær 4.489 milliarder 2006-kr i perioden 2006 – 2025.

Bruttonasjonalproduktet i Norge, verdien av all norsk produksjon, herunder også petroleum, var til sammenlikning i 2005 på 1.685 milliarder kr, mens statsbudsjettets utgifter var på 650 milliarder kr. Inntektene fra petroleumproduksjonen i Nordsjøen i perioden 1971 – 2025 tilsvarer altså nesten 6 års samlet norsk produksjon på dagens nivå eller nesten 15 statsbudsjett. Det sier ikke så rent lite om størrelsen på petroleumsinntektene fra Nordsjøen.

Av de samlede inntektene fra petroleumproduksjonen i Nordsjøen på 9.625 milliarder 2006-kr, står oljeproduksjonen alene for inntekter på 6.085 milliarder kr, mens gassproduksjonen gir en inntekt på 2.945 milliarder kr og NGL og kondensat henholdsvis 345 og 250 milliarder 2006-kr. Litt over halvparten av de samlede inntektene fra Nordsjøen, 5.136 milliarder 2006-kr, er som en ser allerede tatt ut, mens forventende inntekter på 4.489 milliarder 2006-kr gjenstår. Disse forventede framtidige inntektene fordeler seg med rundt 90 % på ressursklasse 1-5, og resten på høyere ressursklasser.

I figur 5.2 er petroleumsinntektene fra Nordsjøen fordelt på aktivitetsområde og tid, mens de i tabell 5.2 er fordelt på aktivitetsområde og produkt. En ser av figur og tabell at område nord samlet har gitt de klart største inntektene til nå, og ventes fortsatt å gjøre dette framover. Samlet er inntektene fra område nord beregnet til 5.354 milliarder 2006-kr i hele perioden 1971 – 2025. Til sammenlikning venter en inntekter på 2.528 milliarder kr fra område sørvest, 1.293 milliarder kr fra det midtre området og beskjedne 30 milliarder kr fra område sørøst. I figuren og



Figur 5.2: Inntekter fordelt på aktivitetsområde. Milliarder 2006-kr

Tabell 5.2: Beregnede inntekter i perioden 1971 – 2025 fordelt på produkt mrd 2006-kr.

	Nord	Midtre	Sørøst	Sørvest	Felles	Totalt
Olje	3356	520	23	1951	236	6085
Gass	1779	546	5	469	146	2945
NGL	171	68	0	106	0	345
Kondensat	49	158	2	0	41	250
Totalt	5354	1293	30	2526	423	9625

tabellen inngår også inntekter fra felt i ressursklasse 7-8 som ikke er områdefordelt, med 423 milliarder 2006-kr.

Inntektene av petroleumsproduksjonen i Nordsjøen er svært avhengig av framtidig oljepris. I tabellen nedenfor viser en hva inntektene blir dersom en forutsetter at framtidig oljepris i stedet for 40 dollar pr fat olje, blir 60 dollar pr fat olje, med tilsvarende økning for gasspris.

Tabell 5.3: Petroleumsinntekter fram til i dag og videre framover fordelt på produkt, og resterende inntekter fordelt på ressursklasse. Pris 60 USD/fat olje

	Milliarder faste 2006-kroner			Andel 06-25 av totalt		
	71-05	Fra 06-25	Totalt	Innenfor RK 1-5	Innenfor RK 7-8	Totalt
Olje	3720	3548	7268	43,9 %	4,9 %	48,8 %
Gass	1120	2737	3857	65,3 %	5,7 %	71,0 %
NGL	207	207	414	50,0 %	0,0 %	50,0 %
Kondensat	89	242	331	54,8 %	18,4 %	73,2 %
Totalt	5136	6734	11870	51,4 %	5,3 %	56,7 %

En ser av tabell 5.3 at dersom en forutsetter en oljepris framover på 60 dollar pr fat olje, og tilsvarende pris for de øvrige produktene, øker de framtidige inntektene fra petroleumsproduksjonen i Nordsjøen fra 4.489 milliarder 2006-kr til 6.734 milliarder 2006-kr, en økning på godt over 2,2 billioner kroner eller godt over tre statsbudsjett. Utviklingen av petroleumsprisene framover spiller derfor stor rolle for norsk økonomi.

5.2 Kostnader ved petroleumsvirksomheten i Nordsjøen

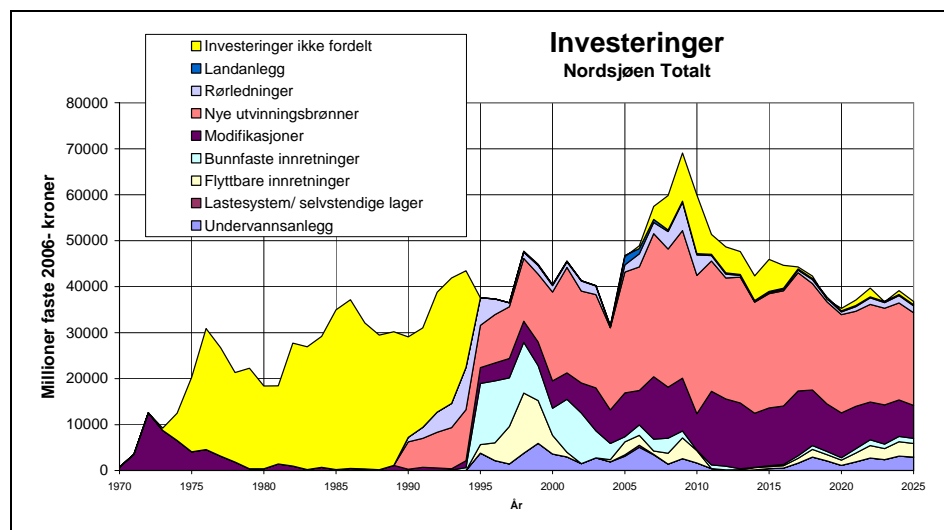
Kostnadene ved petroleumproduksjonen i Nordsjøen består av to hovedkomponenter:

- Investeringskostnader i perioden 1970 - 2025
- Driftskostnader i perioden 1971 - 2025

Tidsperspektivet er her litt forskjellig fordi investeringsaktivitetene i Nordsjøen av naturlige årsaker startet et år før driftsaktivitetene. En skal her se nærmere på disse hovedkomponentene.

5.2.1 Investeringskostnadene i Nordsjøen

En oversikt over investeringene i Nordsjøen i perioden 1970 – 2025 er vist i figur 5.3 og tabell 5.4. Alle feltinstallasjoner og lisensinterne rørledninger inngår, men ikke samlerørledninger for gass og terminalanlegg på land i Norge. Dessuten er letekostnadene i Nordsjøen holdt utenfor.



Figur 5.3: Investeringer i Nordsjøen fordelt på type anlegg og tid. Mill 2006-kr

Tabell 5.4: Investeringer fram til i dag og videre framover fordelt på type anlegg, og planlagte framtidige investeringer fordelt på ressursklasse og anlegg.

	Milliarder faste 2006-kroner			Andel 06-25 av totalt		
	70-05	Fra 06-25	Totalt	Innenfor RK 1-5	Innenfor RK 7-8	Totalt
Undervannsanlegg	33	37	70	24,4 %	28,4 %	52,7 %
Lastesystem/ selvstendige lager	0	1	1	58,2 %	0,0 %	58,2 %
Flyttbare innretninger	45	32	77	16,5 %	25,7 %	42,1 %
Bunnfaste innretninger	96	20	116	9,9 %	7,4 %	17,4 %
Modifikasjoner	121	221	342	26,9 %	37,7 %	64,5 %
Nye utvinningsbrønner	226	503	729	16,9 %	52,1 %	69,0 %
Rørledninger	44	32	77	19,0 %	23,1 %	42,2 %
Landanlegg	3	6	9	0,0 %	69,9 %	69,9 %
Investeringer ikke fordelt	510	72	582	12,4 %	0,0 %	12,4 %
Totalt	1078	924	2002	17,1 %	29,0 %	46,2 %

En ser av figur og tabell at samlede investeringer i petroleumsvirksomheten i Nordsjøen i perioden 1970 – 2025 er beregnet til vel 2.000 milliarder 2006-kr. Av dette utgjør gjennomførte investeringer i perioden 1970 – 2005 til sammen 1.078 milliarder kr, mens planlagte framtidige investeringer i henhold til RNB-2006, er på 924 milliarder kr, altså litt under halvparten. Igjen er det store tall en opererer med. Mer enn 2 billioner kr skal altså investeres i petroleumsvirksomheten i Nordsjøen.

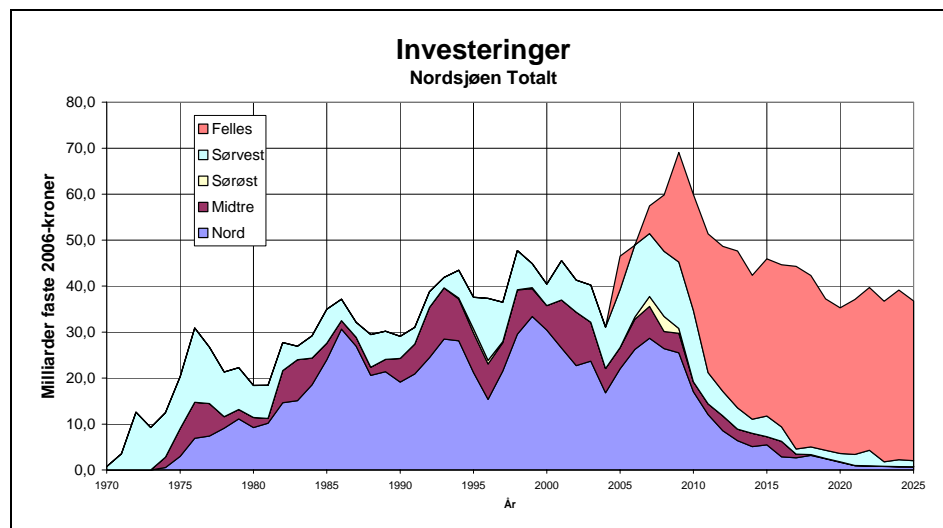
I figur 5.3 og tabell 5.4 er også investeringene i noen grad fordelt på anleggstype. I det historiske datamaterialet er riktignok halvparten ufordelt, men i RNB-tallene fra 2005 og framover i tid er planlagte investeringer fordelt på anlegg. En ser her at nye undervannsbrønner ventes å bli den største investeringskomponenten framover med investeringer på over 500 milliarder 2006-kr, eller godt over halvparten av de framtidige investeringene i Nordsjøen. Store investeringer ventes også i modifikasjoner av eksisterende anlegg, med 221 milliarder kroner, mens planlagte investeringer i undervannsanlegg, bunnfaste og flytende innretninger og i rørledninger er langt mindre.

I datamaterialet inngår under landanlegg også investeringer i mottaksanlegg for olje ilandført gjennom rørledninger. De store terminalanleggene for gass og de landbaserte prosessanleggene for petroleum, inngår derimot ikke.

Fordelingen på anleggstype sier mye om oljeselskapenes planer for den framtidige utviklingen i Nordsjøen. Man planlegger å utnytte tilleggsreserver rundt eksisterende infrastruktur, og ellers satse på undervannsanlegg, fjernstyrt fra eksisterende plattformer eller fra land. Bare få nye bunnfaste eller flytende innretninger planlegges bygget.

Tabell 5.4 viser også planlagte investeringer i Nordsjøen framover fordelt på ressursklasse. En ser at nye brønner naturlig nok i hovedsak planlegges boret i strukturer i ressursklasse 7-8, mens investering i modifikasjoner og i undervannsanlegg er mer jevnt fordelt mellom de to grupper av ressursklasser. Det samme gjelder investeringer i bunnfaste og flytende innretninger.

I figur 5.4 og tabell 5.5 er investeringene i petroleumsvirksomheten i Nordsjøen i perioden 1970 – 2025 fordelt på aktivitetsområde. En ser her ikke uventet at det største produsentområdet, område nord, også har de klart største totalinvesteringene med nær 800 milliarder 2006-kr, eller nær 40 % av totalen for Nordsjøen. Store investeringer har også område sørvest og det midtre aktivitetsområdet, med investeringer for henholdsvis 380 og 232 milliarder kr i perioden, mens det bare vil være investeringer for rundt 10 milliarder kr i område sørøst. Framtidige investeringer i Nordsjøen for nær 590 milliarder 2006-kr er imidlertid ennå ikke fordelt på aktivitetsområde.



Figur 5.4: Investeringer i Nordsjøen fordelt på aktivitetsområde. Mill 2006-kr

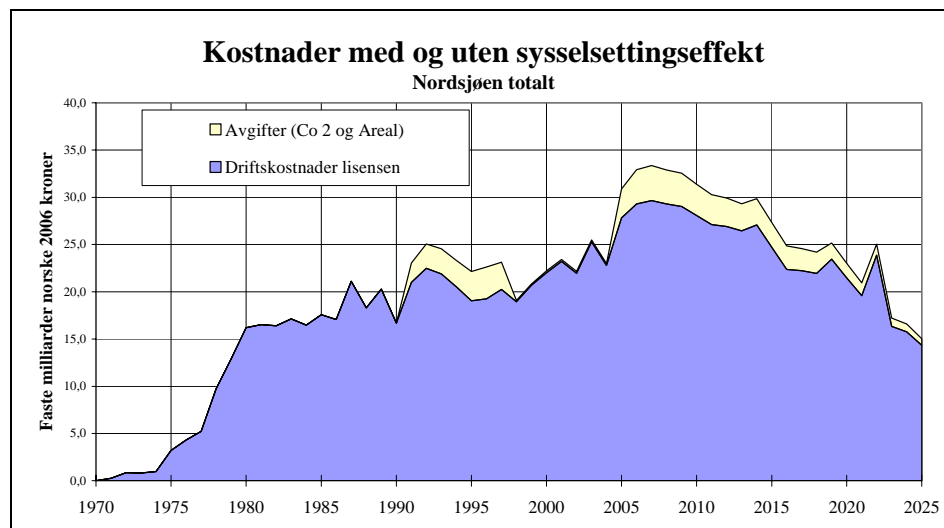
Tabell 5.5: Investeringer i Nordsjøen fordelt på type anlegg og aktivitetsområde. Mrd 2006-kr

Type anlegg	Nord	Midtre	Sørøst	Sørvest	Felles	Totalt
Undervannsanlegg	40,7	7,5	0,6	1,0	19,8	69,6
Lastesystem/ selvstendige lager	0,0	0,9	0,1	0,0	0,0	1,0
Flyttbare innretninger	38,1	15,0	0,0	4,1	19,8	77,0
Bunnfaste innretninger	27,6	29,3	0,1	50,2	8,6	115,7
Modifikasjoner	100,8	16,0	0,8	95,7	128,9	342,2
Nye utvinningsbrønner	212,7	43,7	1,5	86,3	385,0	729,1
Rørledninger	39,5	12,5	0,6	5,7	18,2	76,5
Landanlegg	0,2	0,2	0,0	0,4	8,4	9,1
Investeringer ikke fordelt	331,9	107,2	5,8	137,0	-0,2	581,7
Totalt	791,6	232,3	9,5	380,4	588,3	2002,0

5.2.2 Driftskostnadene ved petroleumsproduksjonen i Nordsjøen

Driftskostnadene ved petroleumsvirksomheten i Nordsjøen består dels av ordinære kostnader til drift av petroleumsfeltene og de rørledningene som inngår i analysen, og dels av avgifter til staten. Avgiftene består dels av arealavgifter som lisensene betaler, og dels av CO₂-avgifter som følger av at man brenner petroleum på feltet for å få energi til å drive prosessanlegg og rørtransport i Nordsjøen.

Arealavgiften er en ren avgift som går rett inn i statskassen. CO₂ avgiften er en avgift som i prinsippet skal reflektere samfunnets kostnader ved utslipp av CO₂ til atmosfæren, og brukes til CO₂ rensing eller subsidiering av utslippsfri energiproduksjon, f.eks. gjennom grønne sertifikater. I praksis er det, i alle fall foreløpig, ikke det som skjer. CO₂ avgiften går foreløpig inn i statskassen på linje med andre avgifter, uten øremerking til noe spesielt formål. Dermed skal den, på linje med arealavgiften, i prinsippet trekkes ut av en samfunnsmessig lønnsomhetsberegning. Avgifter som går rett inn i statskassen gir heller ikke noen direkte etterspørsel etter varer og tjenester i Norge. Det oppstår dermed heller ingen direkte sysselsettingseffekt av disse avgiftene som kan



Figur 5.5: Driftskostnader med og uten sysselsettingseffekt.

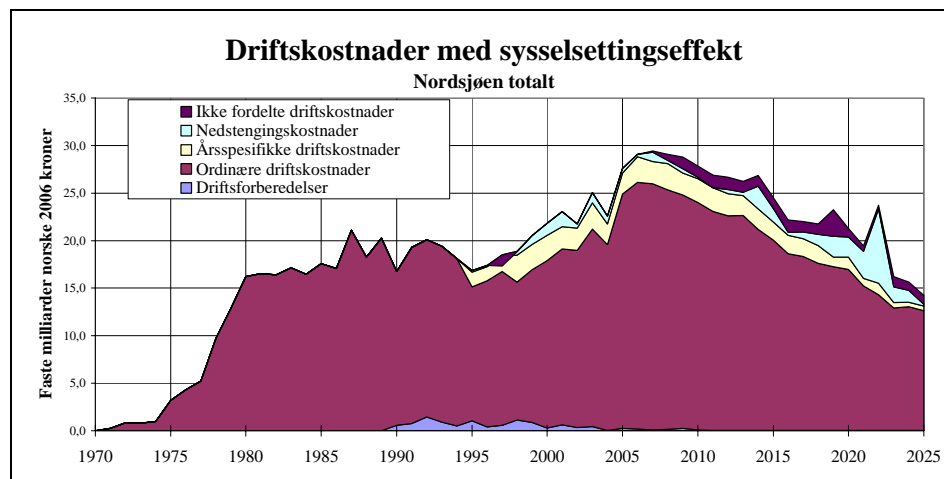
spores tilbake til petroleumsvirksomheten. I beregning av vare- og tjenesteleveranser fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen, må disse avgiftene derfor også holdes utenfor. Dette er gjort i figur 5.5.

Figur 5.5 viser de samlede driftskostnadene for de anlegg i Nordsjøen som inngår i analysen i perioden 1971 – 2025, fordelt på avgifter til staten og ordinære driftskostnader som gir sysselsettingseffekt. En ser at avgiftene utgjorde betydelige beløp særlig i perioden 1990 – 1997, og også ventes å ville gjøre det framover. I perioden 1997 – 2005 mangler avgiftene i datagrunnlaget. Ved beregning av avgiftene har en brukt offisielle avgiftssatser (Ref.8) og de CO₂ utslippene som inngår i datagrunnlaget.

Fjerner en betalte avgifter fra driftskostnadene, framkommer driftskostnader som gir sysselsettingseffekt for de petroleumsanleggene som inngår i analysen. På driftssiden inngår alle feltspesifikke driftskostnader, men ikke drift av samlerørledninger for gass til land, og drift av land-terminalanlegg. Dessuten inngår ikke fullt ut drift av oljeselskapenes landbaserte driftsstøtte, bare de overheadkostnadene lisensene betaler.

Disse driftskostnadene kan igjen deles inn i hovedgrupper. Dette er gjort i figur 5.6, der driftskostnadene er fordelt på hovedgrupper og tid, og i tabell 5.6 der forventede driftskostnader i Nordsjøen framover også er fordelt på ressursklassegruppe.

En ser av figur 5.6 at driftskostnadene i Nordsjøen fra en beskjeden start, stabiliserte seg på et nivå rundt 15 – 20 milliarder 2006-kr pr år i hele perioden 1980 – 2000. Deretter økte driftskostnadene kraftig til et nivå i dag på litt i underkant av 30 milliarder kr pr år. I tiden framover ventes driftskostnadene igjen langsomt å synke med avtakende produksjon, til et nivå på rundt 15 milliarder 2006-kr i 2025.



Figur 5.6: Driftskostnader med sysselsettingseffekt fordelt på hovedgruppe og år. Mrd 2006-kr.

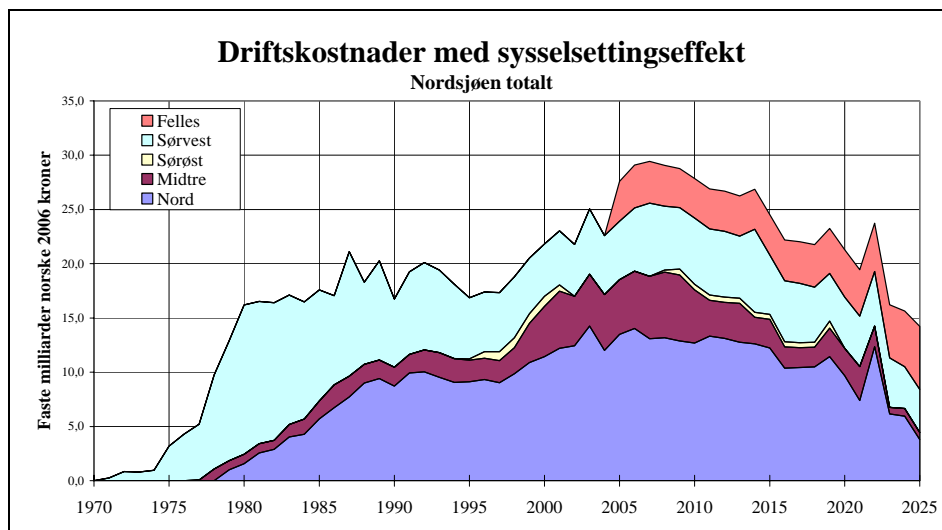
Tabell 5.6: Driftskostnader fram til i dag og videre framover, fordelt på hovedgruppe, og andel driftskostnader framover fordelt på ressursklasse. Mrd 2006-kr

	Milliarder faste 2006-kroner			Andel 06-25 av totalt		
	71-05	Fra 06-25	Totalt	Innenfor RK 1-5	Innenfor RK 7-8	Totalt
Driftsforberedelser	10	1	11	5,4 %	4,3 %	9,6 %
Ordinære driftskostnader	501	392	892	34,8 %	9,1 %	43,9 %
Årsspesifikke driftskostnader	25	35	60	58,8 %	0,0 %	58,8 %
Nedstengningskostnader	7	27	34	78,3 %	0,0 %	78,3 %
Ikke fordelte driftskostnader	-1	20	19			
Totalt	542	475	1017	38,7 %	8,1 %	46,7 %

Når det gjelder driftskostnadenes fordeling på hovedkomponenter viser både tabell og figur 5.6 at ordinære driftskostnader er den dominerende komponenten i bildet, med til sammen 892 milliarder 2006-kr i perioden 1971 – 2025, hele 88 % av totalen. Dette skyldes dels at driftskostnadene før 1990 ikke er fordelt i datamaterialet, og inngår som ordinære driftskostnader. Men selv etter 1990 er ordinære driftskostnader den helt dominerende komponenten. Andre viktige driftskostnadskomponenter er årsspesifikke driftskostnader, driftsforberedelser og nedstengningskostnader, med henholdsvis 60, 11 og 34 milliarder 2006-kr. I tillegg er driftskostnader for 19 milliarder kr ikke fordelt.

Tabell 5.6 viser også hvordan driftskostnadene framover fordeler seg på grupper av ressursklasser. En ser her at rundt 80 % av de framtidige driftskostnadene refererer seg til felt i ressursklasse 1-5, mens rundt 20 % er driftskostnader tilhørende funn i høyere ressursklasser.

Datagrunnlaget i denne studien tillater også en oppsplitting av driftskostnadene på aktivitetsområde i Nordsjøen. Dette er vist i figur 5.7 og tabell 5.7. En ser her at nordområdet som har den største produksjonen, også har de største driftskostnadene i perioden 1971 – 2025 med



Figur 5.7: Driftskostnader med sysselsettingseffekt fordelt på aktivitetsområde og tid. Mrd 2006-kr

Tabell 5.7 Totale driftskostnader for lisensen målt i milliarder 2006-kroner, per område, fordelt på type.

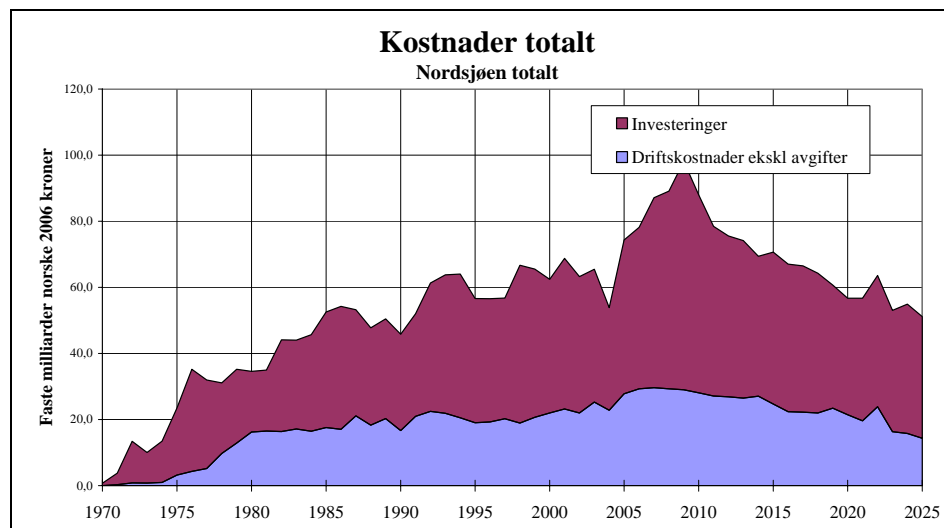
Driftskostnader	Nord	Midtre	Sørøst	Sørvest	Felles	Totalt
Driftsforberedelser	6,7	3,9	0,0	0,0	0,6	11,3
Ordinære driftskostnader	368,5	113,9	4,4	320,6	85,0	892,4
Årsspesifikke driftskostnader	47,1	2,6	0,5	9,5	0,0	59,8
Nedstengingskostnader	17,6	6,4	0,3	10,1	0,0	34,4
Ikke fordelte driftskostnader	4,3	1,9	5,3	7,6	0,0	19,1
Totalt	444,3	128,7	10,6	347,8	85,6	1017,0

vel 444 milliarder 2006-kr. Område sørvest har imidlertid også store driftskostnader, med nær 350 milliarder kr. Dette er en større andel av kostnadene enn områdets andel av produksjonen. Ellers har det midtre området samlede driftskostnader på nær 130 milliarder 2006-kr, mens område sørøst bare har kostnader på 11 milliarder kr.

5.2.3 Samlede kostnader ved petroleumsproduksjonen i Nordsjøen

Samlede kostnader ved petroleumsproduksjonen i Nordsjøen, slik de foreligger i datamaterialet i denne studien, framkommer ved å legge sammen investeringskostnadene i avsnitt 5.2.1 og driftskostnadene med sysselsettingseffekt i avsnitt 5.2.2. Dette gir et kostnadsbilde over tid i perioden 1970 – 2025 som vist i figur 5.8. En ser at investeringskostnadene i Nordsjøen både for de aller fleste enkeltår, og for hele perioden samlet, er klart større enn driftskostnadene.

Samlet vil det i perioden 1970 – 2025 bli investert 2002 milliarder 2006-kr i de installasjoner i Nordsjøen som inngår i analysen, mens driftskostnadene for de samme anleggene summerer seg opp til 1017 milliarder 2006-kr. De totale kostnader ved petroleumsvirksomheten i Nordsjøen, slik de her framkommer, blir dermed rundt 3.020 milliarder 2006-kr, fordelt på 56 år i perioden 1970 – 2025.



Figur 5.8: Samlede kostnader ved petroleumproduksjonen i Nordsjøen fordelt over tid. Mrd 2006-kr

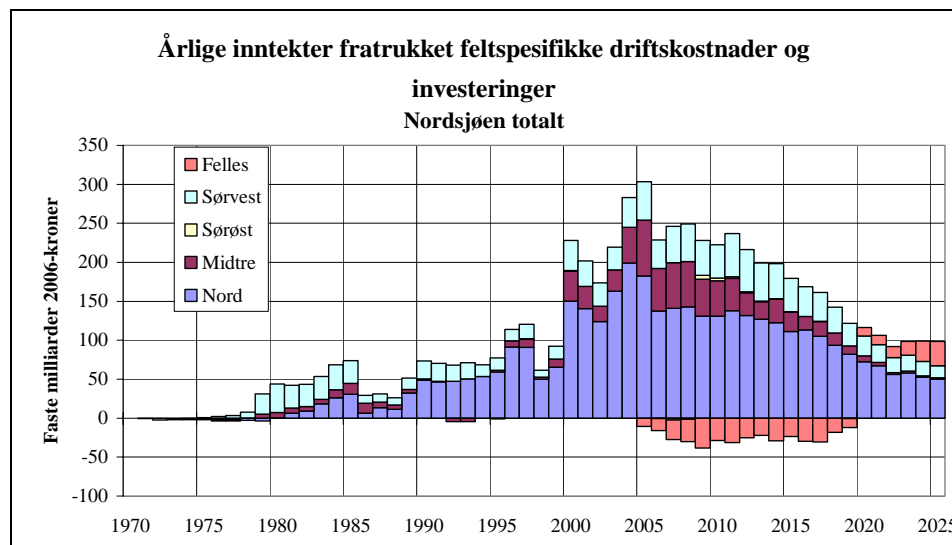
De kostnader som framgår av datagrunnlaget for denne studien er imidlertid ikke hele kostnadsbildet ved petroleumsvirksomheten i Nordsjøen. På investeringssiden inngår som tidligere nevnt ikke samlerørledninger for gass til land i Norge og terminalanlegg på land. Dessuten er letekostnadene i Nordsjøen holdt utenfor.

På driftssiden inngår ikke drift av samlerørledninger for gass til land, og drift av landterminalanlegg.

Dette medfører at de kostnadene som inngår i denne studien er en del lavere enn de totale kostnadene ved petroleumproduksjonen i Nordsjøen. Datagrunnlaget for studien gir imidlertid ingen mulighet til å beregne hvor stor differansen er.

5.3 Samfunnmessig lønnsomhet av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen

For enkelprosjekter i Nordsjøen framkommer en beregning av samfunnmessig lønnsomhet ved at man år for år beregner inntektsstrømmen fra prosjektet, og trekker fra de samlede kostnadene til investering og drift, herunder også feltets andel av oljeselskapenes overheadkostnader. Et slikt regnestykke kan også utføres for hele Nordsjøen, men siden alle inntektene fra salg av petroleum inngår, mens investerings- og driftskostnadene ikke inngår fullt ut, blir den beregnede samfunnmessige lønnsomheten noe for stor. I figur 5.9 er det likevel vist en slik beregning av årlig kontantstrøm fra petroleumproduksjonen i Nordsjøen, fratrukket feltspesifikke investerings- og driftskostnader.



Figur 5.9: Samlede inntekter fratrukket feltspesifikke kostnader i perioden 1970 – 2025. Mrd 2006-kr

Tabell 5.8: Netto kontantstrøm fram til i dag og videre framover fordelt på produkt, og fordeling av resterende netto kontantstrøm på ressursklasse. Pris framover 40 USD/fat olje

	Milliarder faste 2006-kroner			Andel 06-25 av totalt		
	70-05	Fra 06-25	Totalt	Innenfor RK 1-5	Innenfor RK 7-8	Totalt
Avgifter (Co 2 og Areal)	24	47	71	59,1 %	7,4 %	66,6 %
Inntekter fratrukket feltspesifikke driftskostnader og investeringer	3474	3042	6516	50,5 %	-3,8 %	46,7 %
Sum	3497	3090	6587	50,6 %	-3,6 %	46,9 %

En ser av figur 5.9 at den årlige kontantstrømmen fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen var svært lav de første årene, mens tunge investeringer i Ekofisk-området pågikk. Først rundt 1980 begynte netto kontantstrøm å øke til en foreløpig topp på rundt 70 milliarder 2006-kr i 1985. Etter noen år med lave petroleumpriser og høye feltspesifikke investeringskostnader, økte igjen netto kontantstrøm til en ny topp i overkant av 110 milliarder 2006-kr i 1996 og 1997. I år 2000 passerte man for første gang en årlig netto kontantstrøm på 200 milliarder 2006-kr, og i 2005 fikk man på grunn av svært høye petroleumpriser, en historisk høy netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen, med over 300 milliarder 2006-kr. Samlet har netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen i perioden 1970 – 2005 vært på nær 3.500 milliarder 2006-kr som vist i tabell 5.8, altså 3,5 billioner kroner, ifølge disse beregningene.

I 2006 og de nærmeste årene framover, ventes netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen å ligge på et nivå rundt 250 milliarder 2006-kr pr år, før den rundt 2010 begynner å falle med fallende produksjon av petroleum. Til sammen ventes netto kontantstrøm fram til 2025 å bli på vel 3.090 milliarder 2006-kr i følge tabell 5.8, slik at samlet netto kontantstrøm fra petroleumproduksjonen i Nordsjøen i

hele perioden 1970 – 2025 blir på nær 6.600 milliarder 2006-kr. Merk imidlertid at disse tallene i virkeligheten er noe for høye, fordi ikke alle kostnadene ved petroleumsproduksjonen er trukket fra.

Den framtidige netto kontantstrømmen ventes i sin helhet å komme fra felt i ressursklasse 1-5, som vist i tabell 5.8. For felt i høyere ressursklasser vil investeringer medføre at netto kontantstrøm foreløpig er negativ.

I figur 5.9 er årlig netto kontantstrøm fra petroleumsproduksjonen i Nordsjøen også fordelt på aktivitetsområde. Resultatene er oppsummert i tabell 5.9.

Tabell 5.9: Netto kontantstrøm og avgifter i perioden 1970 – 2025, fordelt på aktivitetsområde. Mrd 2006-kr

Netto kontantstrøm	Nord	Midtre	Sørøst	Sørvest	Felles	Totalt
Avgifter (Co 2 og Areal)		39	9	0	17	5
Inntekter fratrukket feltspesifikke driftskostnader og investeringer		4068	921	10	1773	-256
Sum		4108	930	10	1791	-251

En ser av tabell og figur at område nord med de store feltene Statfjord, Troll, Oseberg og Gullfaks, alene gir en netto kontantstrøm på vel 4.100 milliarder 2006-kr eller over 60 % av totalen. Område sørvest gir ifølge beregningene en netto kontantstrøm på rundt 1.790 milliarder kr, det midtre området gir 930 milliarder kr, mens område sørøst gir beskjedne 10 milliarder 2006-kr i netto kontantstrøm. En ser også at framtidige ressurser som ikke er områdefordelt, ventes å gi en negativ netto kontantstrøm i perioden på rundt 250 milliarder 2006-kr, på grunn av store investeringer før produksjonen kan komme i gang.

To forhold vil være avgjørende for størrelsen på netto kontantstrøm fra feltene i Nordsjøen i tiden framover. For det første forutsetter oljeselskapene i sin RNB-rapportering for 2006 at petroleumsproduksjonen i Nordsjøen vil begynne å gå ned noen år fram i tid. Slik har det alltid sett ut noen år fram i tid. Produksjonen fra eksisterende felt vil temmelig sikkert gå ned, men nye felt modnes for utbygging og kommer hele tiden til, og ny produksjonsteknologi øker utnyttelsesgraden for alle felt i produksjon. Videre skaper høye oljepriser lønnsomhet i utnyttelse av små reserver som tidligere ble ansett som ulønnsomme å utnytte. Til sammen medfører dette at petroleumsproduksjonen i Nordsjøen i tiden framover trolig blir betydelig høyere enn det som oljeselskapene forventer i RNB-2006, og som ligger til grunn for beregningene i denne studien.

For det andre har en i beregningen lagt inn en petroleumspris framover på 40 dollar pr fat olje, og tilsvarende for gass. Særlig i 2006 er dette trolig alt for lavt. Med dagens oljepris på over 70 dollar pr fat olje, går en trolig i år mot en ny historisk topp i netto kontantstrøm fra virksomheten i Nordsjøen. Hvordan det går videre framover, er det ingen gitt å spå.

Tabell 5.10: Netto kontantstrøm fram til i dag og videre framover fordelt på produkt, og fordeling av resterende netto kontantstrøm på ressursklasse. Pris framover 60 USD/fat olje

Netto kontantstrøm	Nord	Midtre	Sørøst	Sørvest	Felles	Totalt
Avgifter (Co 2 og Areal)	39	9	0	17	5	71
Inntekter fratrukket feltspesifikke driftskostnader og investeringer	5310	1222	21	2252	-45	8761
Sum	5350	1232	21	2270	-40	8832

I tabell 5.10 har en imidlertid som et eksempel, også regnet på en framtidig petroleumspris på 60 dollar pr fat olje. En ser da at den framtidige netto kontantstrømmen øker fra 3.090 milliarder 2006-kr til vel 5.330 milliarder 2006-kr. Siden produksjonen og dermed også kostnadene påvirkes lite av petroleumsprisene, er denne økte kontantstrømmen i stor grad en ren nettogevinst for det norske samfunn. Det er derfor god grunn til å holde oppsikt med oljeprisene framover. Bli oljeprisen opp mot 60 dollar pr fat i gjennomsnitt fram til 2025, kan det norske samfunn faktisk få en tilleggsgevinst fra petroleumsproduksjonen i Nordsjøen på mer enn 2,2 billioner kroner. Det tilsvarer omtrent folketrygdens samlede pensjonsforpliktelser framover.

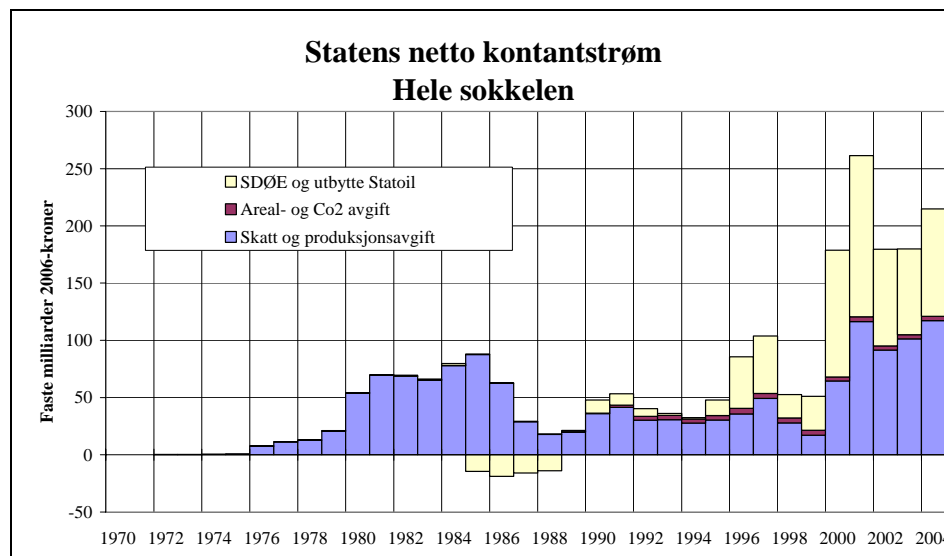
5.4 Skatt

Netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen fordeler seg på skatt og avgifter til staten, statens direkte deltakelse i virksomheten gjennom SDØE og Petoro, og oljeselskapenes inntekter. For enkeltfelt kan denne fordelingen beregnes, og viser vanligvis at staten samlet får 80 % - 90 % av den samfunnsmessige gevinsten av prosjektet, mens resten tilfaller oljeselskapene.

For hele virksomheten i Nordsjøen samlet har en imidlertid ikke data til å splitte opp netto kontantstrøm på aktører, siden en ikke har tilgang til historiske data fordelt på enkeltfelt. En beregning av skatter og avgifter til staten fra virksomheten i Nordsjøen kan derfor ikke gjennomføres i denne studien.

En kjenner imidlertid fra offentlig statistikk statens totale kontantstrøm fra virksomheten på norsk kontinentalsokkel år for år, fordelt på skatter, avgifter statens direkte engasjement i virksomheten, og på utbytte fra Statoil. En oversikt over dette framgår av figur 5.10 for perioden 1975 – 2004.

En ser av figuren at statens samlede kontantstrøm fra virksomheten på norsk kontinentalsokkel har variert betydelig over tid. Fra en beskjeden start i 1975, stabiliserte statens kontantstrøm seg på et nivå rundt 60 – 70 milliarder 2006-kr pr år fra 1980 – 1986. Deretter falt statens netto kontantstrøm til et nivå godt under 50 milliarder 2006-kr pr år fram til 1996, da en fikk en kortvarig økning opp mot 100 milliarder 2006-kr pr



Figur 5.10: Statens netto kontantstrøm fra norske kontinentalsokkel i perioden 1971 – 2005. Mrd 2006-kr

Tabell 5.11: Statens netto kontantstrøm for hele kontinentalsokkelen Mrd 2006-kr

Statens netto kontantstrøm totalt for hele sokkelen	1970 - 1991	1992- 2004	1970-2004
Skatt og produksjonsavgift	684	740	1423
Areal- og Co2 avgift	6	51	57
SDØE og utbytte Statoil	-37	673	636
Totalt	652	1464	2116

år i to år. I år 2000 fikk statens netto kontantstrøm som følge av høyere oljepriser en voldsom økning opp til et nytt nivå rundt 180 milliarder 2006-kr pr år. Toppåret foreløpig er 2001, med en netto kontantstrøm til staten på rundt 260 milliarder 2006-kr, men også i 2004 fikk staten en netto kontantstrøm fra virksomheten på norsk kontinentalsokkel på godt over 200 milliarder 2006-kr, og kontantstrømmen i 2005 var trolig enda høyere.

I tabell 5.11 er statens netto kontantstrøm for hele sokkelen i perioden 1970 – 2004 summert opp og fordelt på skatt og produksjonsavgift, andre avgifter og statens direkte engasjement i petroleumsvirksomheten. En ser at samlet har statens inntekter av virksomheten vært vel 2.100 milliarder 2006-kr i perioden fram til 2004. Av dette er vel 1.420 milliarder kr skatt og produksjonsavgift, nær 60 milliarder er areal og CO₂ avgift, mens nær 640 milliarder 2006-kr er inntekter fra statens direkte engasjement gjennom SDØE, Petoro og Statoil. Fram til 1991 stammer disse inntektene i all hovedsak fra virksomheten i Nordsjøen. Senere har også virksomheten i Norskehavet og investeringene i Barentshavet kommet inn.

6 Norske leveranser til petroleumsvirksomheten i Nordsjøen

6.1 Bruk av inntektene fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen

Inntektene fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen brukes til å finansiere statens og oljeselskapenes virksomhet, og skaper gjennom dette store sysselsettingsvirkninger i det norske samfunn. Forsøk på å beregne disse virkningene blir imidlertid svært usikre og spekulative, fordi staten gjennom sitt forbruk av varer og tjenester og gjennom sine overføringer, griper dypt inn i nasjonaløkonomien på de fleste områder. En har derfor ikke gjort noe forsøk på en slik beregning i denne rapporten.

Det er imidlertid ikke bare inntektssiden av petroleumsvirksomheten som gir leveranse- og sysselsettingsvirkninger i det norske samfunn. Investeringer i feltutbygginger og rørledninger, og senere drift av disse installasjonene, gir også betydelige vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv. Dette gir i sin tur sysselsettingsvirkninger rundt om i det norske samfunn i tillegg til den direkte sysselsettingen i petroleumsvirksomheten.

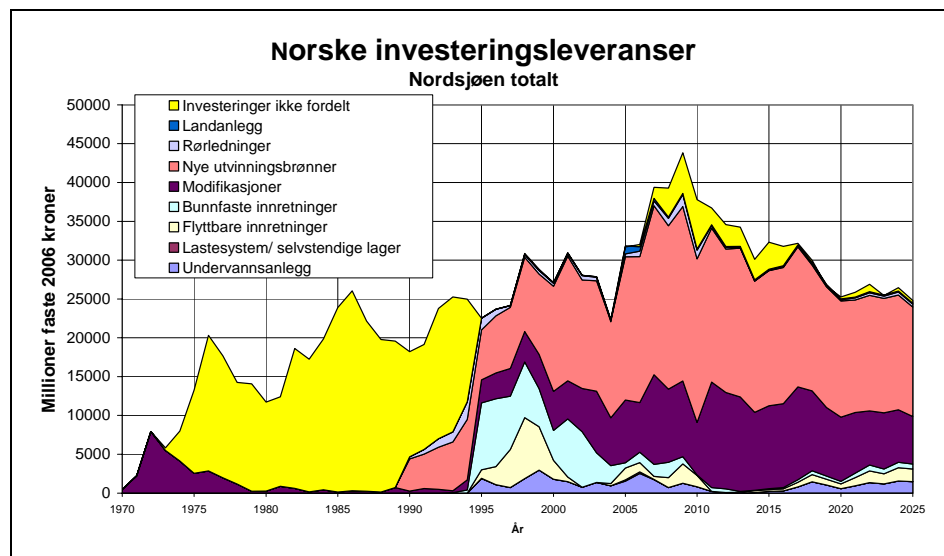
I dette kapitlet skal en gå nærmere inn på kostnadssiden av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen, og studere hvordan investerings- og driftsaktivitetene gir vare- og tjenesteleveranser til norsk næringsliv. Avledede sysselsettingseffekter av dette studeres i neste kapittel.

6.2 Norske vare- og tjenesteleveranser til petroleumsvirksomheten i Nordsjøen

6.2.1 Vare- og tjenesteleveranser i utbyggingsfasen

Samlede investeringer i feltspesifikke installasjoner i Nordsjøen, ble i avsnitt 5.2 ovenfor beregnet til 2.002 milliarder 2006-kr, fordelt med 1.078 milliarder kr på perioden 1970 – 2005 og 924 milliarder kroner på framtidige investeringer i perioden 2006 – 2025. I avsnitt 5.2 ble investeringene videre fordelt på type petroleumsanlegg.

Norsk andel av verdiskapningen i vare- og tjenesteleveransene til investeringene i Nordsjøen, fordelt på type petroleumsanlegg, ble vurdert



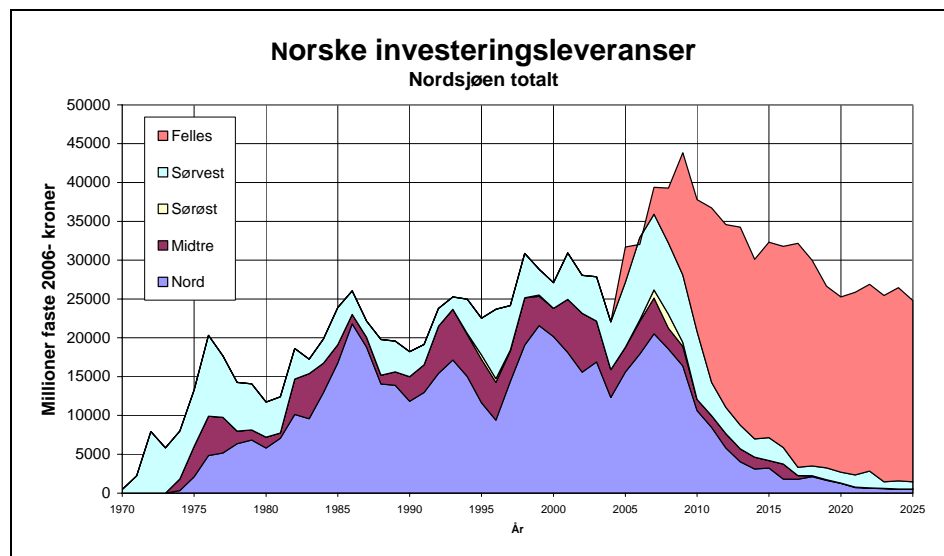
Figur 6.1: Beregnet verdiskapning i investeringsleveranser fra norsk næringsliv fordelt på type anlegg og tid. Mrd 2006-kr.

Tabell 6.1 Beregnet verdiskapning i investeringsleveranser fra norsk næringsliv etter ressursklasse, type anlegg og tid. Mrd 2006-kr.

	Milliarder faste 2006-kroner			Andel 06-25 av totalt		
	70-05	Fra 06-25	Totalt	Innenfor RK 1-5	Innenfor RK 7-8	Totalt
Undervannsanlegg	16	18	35	24,4 %	28,4 %	52,7 %
Lastesystem/ selvstendige lager	0	0	0	57,8 %	0,0 %	57,8 %
Flyttbare innretninger	27	18	44	15,7 %	24,4 %	40,1 %
Bunnfaste innretninger	62	12	74	9,3 %	7,0 %	16,2 %
Modifikasjoner	92	188	279	28,0 %	39,2 %	67,2 %
Nye utvinningsbrønner	158	352	510	16,9 %	52,1 %	69,0 %
Rørledninger	11	8	19	19,0 %	23,1 %	42,2 %
Landanlegg	1	3	5	0,0 %	69,9 %	69,9 %
Investeringer ikke fordelt	337	36	373	9,6 %	0,0 %	9,6 %
Totalt	704	636	1340	16,9 %	30,5 %	47,4 %

i avsnitt 3.4. Multipliserer en investeringene i avsnitt 5.2 med leveranseandelene i avsnitt 3.4, framkommer beregnet verdiskapning i norske vare- og tjenesteleveranser til ulike typer petroleumsinstallasjoner i Nordsjøen som vist i figur 6.1 og tabell 6.1. Investeringsandelene, og dermed også de beregnede leveransene inneholder imidlertid en viss usikkerhet.

En ser av figur 6.1 at verdiskapningen i investeringsleveransene fra norsk næringsliv følger omtrent samme utviklingsforløp som totalinvesteringene i figur 5.3, men på et nivå rundt 60 - 65 % av disse. Samlet ser en at den beregnede verdiskapningen i de norske investeringsleveransene summerer seg opp til 1.340 milliarder 2006-kr i hele perioden på 56 år fra 1970 – 2025. Vel halvparten av disse beregnede vare- og tjenesteleveransene, med en verdi på 704 milliarder 2006-kr, er gjennomført fram til i dag. Planlagte leveranser til utbyggingsprosjekter i Nordsjøen for rundt 636 milliarder 2006-kr, gjenstår. Rundt en tredjedel av disse



Figur 6.2 Norsk verdiskaping i investeringsleveranser fordelt på aktivitetsområde og tid. Mrd 2006-kr

Tabell 6.2 Beregnet norsk verdiskaping i investeringsleveranser fordelt på type anlegg og aktivitetsområde. Mrd 2006-kr.

Type anlegg	Nord	Midtre	Sørøst	Sørvest	Felles	Totalt
Undervannsanlegg	20,4	3,7	0,3	0,5	9,9	34,8
Lastesystem/ selvstendige lager	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4
Flyttbare innretninger	22,3	9,0	0,0	2,3	10,9	44,4
Bunnfaste innretninger	17,9	19,0	0,1	32,0	5,2	74,2
Modifikasjoner	85,7	13,6	0,6	69,9	109,5	279,4
Nye utvinningsbrønner	148,9	30,6	1,0	60,4	269,5	510,4
Rørledninger	9,9	3,1	0,1	1,4	4,5	19,1
Landanlegg	0,1	0,1	0,0	0,2	4,2	4,6
Investeringer ikke fordelt	218,5	67,3	2,9	84,0	-0,1	372,6
Totalt	523,7	146,8	5,2	250,7	413,6	1339,9

går til prosjekter i ressursklasse 1-5, resten vil være til investering i mer usikre prosjekter i ressursklasse 7-8.

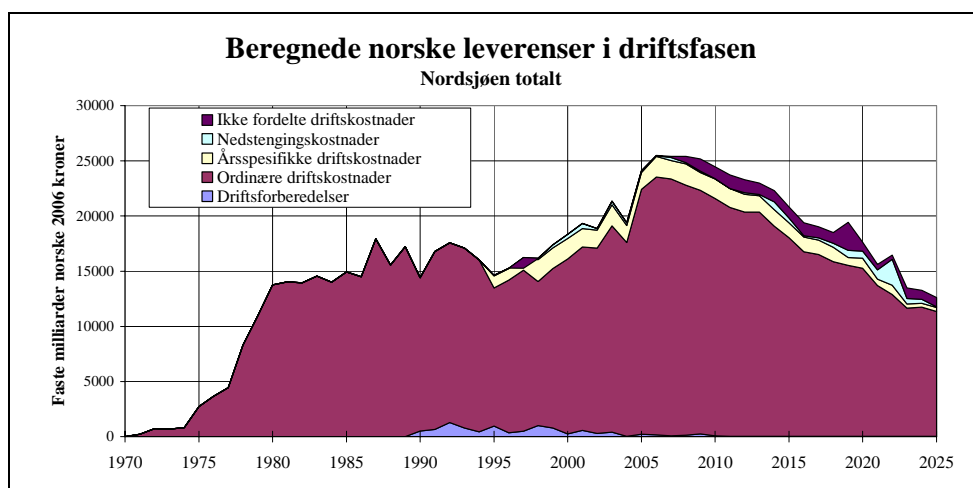
I tabell 6.1 er også den beregnede verdiskapningen i investeringsleveransene fordelt på type petroleumsanlegg. En ser her at vare- og tjenesteleveranser til nye utvinningsbrønner og til modifikasjoner, er klart størst blant de fordelte investeringsleveransene i hele perioden, med leveranser for henholdsvis 510 og 279 milliarder 2006-kr. Særlig tydelig er dette bildet i årene framover, hvor disse to typer petroleumsinvesteringer til sammen utgjør 90 % av de fordelte leveransene og dominerer totalt. Riktignok ventes det norske leveranser til undervannsanlegg, flyttbare og bunnfaste innretninger og rørledninger også i tiden framover, men disse blir trolig små i forhold til brønnleveranser og modifikasjonsoppdrag.

I figur 6.2 og tabell 6.2 er videre verdiskapningen i de beregnede vare- og tjenesteleveransene fra norsk næringsliv fordelt på aktivitetsområde. En ser her at fortsatt er det område nord som dominerer med samlede leveranser til en verdi av 524 milliarder 2006-kr. Dette er mer enn det dobbelte av de beregnede vare- og tjenesteleveransene til anlegg i

område sørvest, og en enda større andel i forhold til leveransene til de andre aktivitetsområdene.

6.2.2 Vare- og tjenesteleveranser til drift av feltene i Nordsjøen

Samlede driftskostnader for de petroleumsinstallasjonene som inngår i analysen ble i avsnitt 5.2 beregnet til 1.017 milliarder 2006-kr, fordelt med 542 milliarder kr på perioden 1971 – 2005, og 475 milliarder kr i perioden 2006 – 2025. Disse driftskostnadene ble videre fordelt på type driftskostnad.

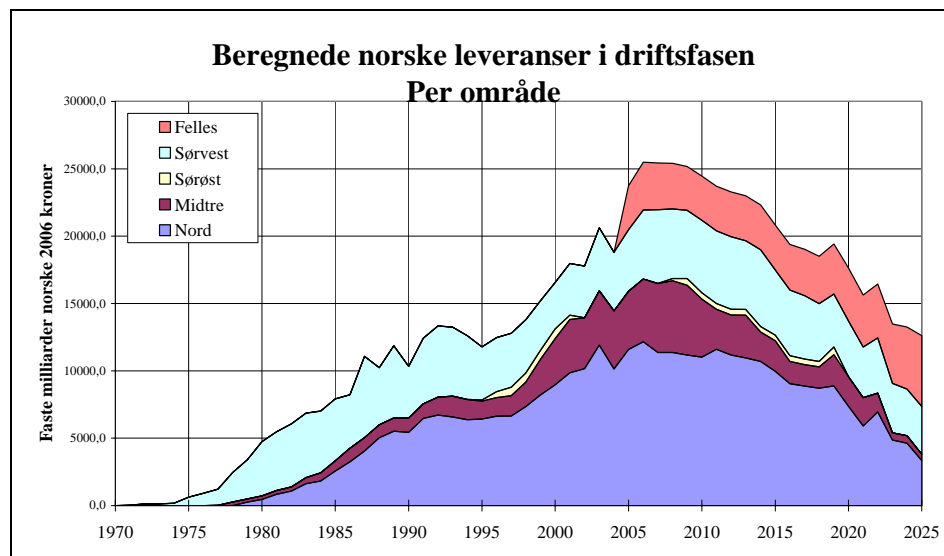


Figur 6.3: Beregnet norsk verdiskapning i driftsleveranser fordelt på type driftskostnad og år. Mrd 2006-kr.

Tabell 6.3: Beregnet norsk verdiskapning i driftsleveranser etter type driftskostnad, ressursklasse og tid. Mrd 2006-kr.

	Milliarder faste 2006-kroner			Andel 06-25 av totalt		
	71-05	Fra 06-25	Totalt	Innenfor RK 1-5	Innenfor RK 7-8	Totalt
Driftsforberedelser	9	1	10	5,4 %	4,3 %	9,7 %
Ordinære driftskostnader	437	352	790	35,3 %	9,3 %	44,6 %
Årsspesifikke driftskostnader	17	25	42	58,8 %	0,0 %	58,8 %
Nedstengingskostnader	2	8	10	78,3 %	0,0 %	78,3 %
Ikke fordelte driftskostnader	-1	18	17			
Totalt	465	404	869	38,0 %	8,5 %	46,5 %

I avsnitt 3.4 ble norsk andel av verdiskapningen til ulike typer driftsaktiviteter vurdert. Multipliserer en disse leveranseandelene med de totale driftskostnadene i avsnitt 5.3, framkommer en beregning av norsk verdiskapning i driftsleveranser fordelt på type driftsaktiviteter og år som vist i figur 6.3 og tabell 6.3. Merk at det også her er noe usikkerhet i leveranseandelene og dermed også de beregnede leveransene.



Figur 6.4: Beregnet norsk verdiskapning i driftsleveranser fordelt på aktivitetsovmråde og år

Tabell 6.4: Beregnet norsk verdiskapning i driftsleveranser fordelt på type driftskostnad og aktivitetsovmråde. Mrd 2006-kr..

Beregnete driftsleveranser	Nord	Midtre	Sørøst	Sørvest	Felles	Totalt
Driftsforberedelser	6,0	3,5	0,0	0,0	0,5	10,0
Ordinære driftskostnader	328,2	101,4	3,9	279,9	76,5	789,9
Årsspesifikke driftskostnader	33,0	1,8	0,4	6,7	0,0	41,8
Nedstengingskostnader	5,3	1,9	0,1	3,0	0,0	10,3
Ikke fordelte driftskostnader	3,9	1,7	4,8	6,9	0,0	17,3
Totalt	376,4	110,3	9,2	296,5	77,0	869,4

En ser at den beregnede norske verdiskapningen i driftsleveransene i tabell 6.3 følger omtrent samme forløp over tid som de totale driftsleveransene i tabell 5.6, men på et litt lavere nivå. Siden størsteparten av driftskostnadene har en norsk andel av verdiskapningen på rundt 90 % er ikke det spesielt overraskende. Samlet ser en at tabell 6.3 at norsk andel av verdiskapningen i driftsleveransene er beregnet til 869 milliarder 2006-kr eller 85 % av de totale driftskostnadene. Dette sier mye om norsk næringslivs posisjon i driftsmarkedet i Nordsjøen, selv om noe av årsaken til de høye norske driftsleveranseandelene også skyldes myndighetskrav.

De norske driftsleveransene fordeler seg med 790 milliarder 2006-kr eller over 90 % på ordinære driftsleveranser. Årsspesifikke driftsleveranser, vanligvis periodisk vedlikehold, gir norske leveranser for rundt 42 milliarder 2006-kr, mens resten fordeler seg på driftsforberedelser og nedstengningskostnader. I tillegg kommer noen driftsleveranser som ikke er fordelt på type.

Fordelt over tid ser en av tabell 6.3 at vel halvparten av den samlede norske verdiskapning i driftsleveransene, 465 milliarder 2006-kr, er påløpt i perioden 1971 – 2005, mens forventet norsk andel av verdiskapningen i feltspesifikke driftsleveranser framover til 2025 er beregnet

til 404 milliarder 2006-kr. Rundt 80 % av de framtidige driftsleveransene fra norsk næringsliv er knyttet til felt i ressursklasse 1 – 5, mens resten hører til framtidige utbygginger i høyere ressursklasser.

I figur 6.4 og tabell 6.4 er den beregnede norske andelen av verdiskapningen i driftsleveransene videre fordelt på aktivitetsområde i Nordsjøen. Også når det gjelder norske driftsleveranser dominerer område nord med 376 milliarder 2006-kr eller vel 40 % av totalen. Igjen er område sørvest på annen plass med beregnede norske driftsleveranser for nær 300 milliarder 2006-kr, mens resten fordeler seg på det midtre og sørøstre området, og på en del driftsleveranser som ikke er områdefordelt.

6.3 Virkninger for norsk petroleumsrettet næringsliv av investerings- og driftsleveransene til Nordsjøen

Samlet gir beregningene ovenfor en norsk verdiskapning i investerings- og driftsleveranser på 2.210 milliarder 2006-kr fordelt på 56 år i perioden 1970 – 2025. Dette er en verdiskapning som over tid har bygget opp norsk petroleumsrettet næringsliv til en av de største vekstnæringene i landet. Samtidig har denne oppbyggingen av norsk petroleumsrettet næringsliv skjedd i hard internasjonal konkurranse. Resultatet er at dette næringslivet teknologisk og driftsmessig på mange områder ligger helt blant de fremste i verden, og følger nå oljeselskapene som deltar på norsk kontinental-sokkel ut i verden, til nye oppdrag på andre lands kontinental-sokkel. Petroleumsvirksomheten i Nordsjøen har dermed bidratt vesentlig til å skape en ny og framtidsrettet eksportnæring for Norge.

7 Sysselsettingsvirkninger av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen

7.1 Beregningsmetodikk for sysselsettingsvirkninger

For beregning av sysselsettingsvirkninger av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen, er det benyttet en regnearkbasert kryssløpsmodell, med virkningskoeffisienter hentet fra nasjonalregnskapet (Ref.9)

Beregningsmodellen tar utgangspunkt i beregnet norsk verdiskapning i vare- og tjenesteleveransene til virksomheten i Nordsjøen, fordelt på hovednæring og år. På dette grunnlag beregnes den samlede *produksjonsverdi* som skapes som følge av disse leveransene, både hos leverandørbedriftene selv, og hos deres underleverandører. Produksjonsverdien blir så regnet om til *sysselsetting målt i årsverk*, ved hjelp av statistikk for produksjon pr årsverk i ulike næringer.

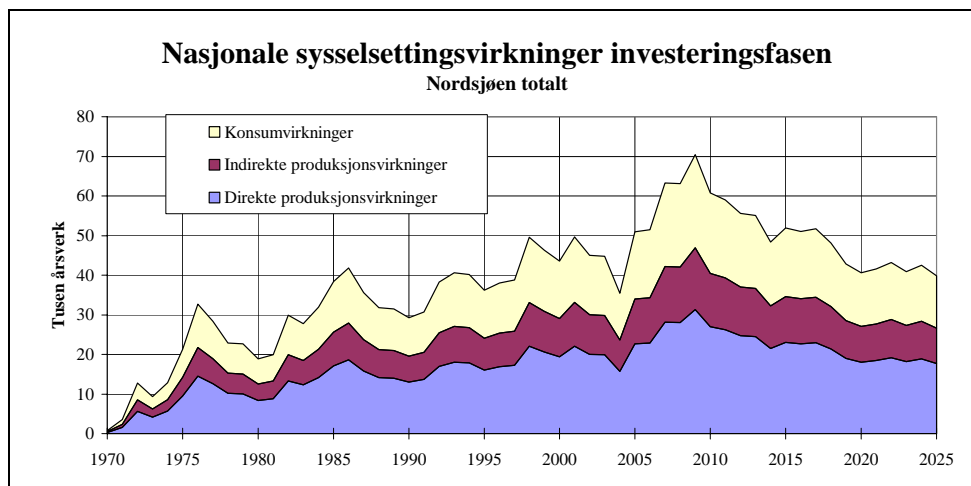
Som resultat av modellberegningene får en ut både *direkte sysselsettingsvirkninger* hos leverandørbedriftene og *indirekte sysselsettingsvirkninger* hos bedriftenes underleverandører. Til sammen gir dette prosjektets *produksjonsvirkninger*.

I tillegg til produksjonsvirkningene beregner også modellen *konsumvirkninger*. Konsumvirkningene oppstår ved at de sysselsatte i leverandør- og underleverandørbedrifter betaler skatt, og bruker sin lønn til kjøp av forbruksvarer og tjenester. For beregning av konsumvirkninger benytter modellen marginale konsumtilbøyeligheter hentet fra planleggingsmodeller på nasjonalt nivå.

Legger en sammen beregnede produksjonsvirkninger og konsumvirkninger, framkommer tilslutt *totale sysselsettingsvirkninger av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen*. Det understrekes at dette er beregnede tall, og inneholder betydelig usikkerhet. En usikkerhet på +/- 20 % bør en i alle fall regne med.

7.2 Nasjonale sysselsettingsvirkninger av utbyggingsprosjektene

Datagrunnlaget i denne studien gir ikke data for enkeltfelt i Nordsjøen, bare aggregerte tall for grupper av slike etter type utbygging, aktivitetsområde og ressursklasse. En kan derfor ikke bruke modellapparatet fullt ut slik det framgår ovenfor. Aggregerte sysselsettingsvirkning kan likevel beregnes. Dette er gjort i figur 7.1 og tabell 7.1.



Figur 7.1 Nasjonale sysselsettingsvirkninger i investeringsfasen fordelt på type virkning og tid. Tusen årsverk.

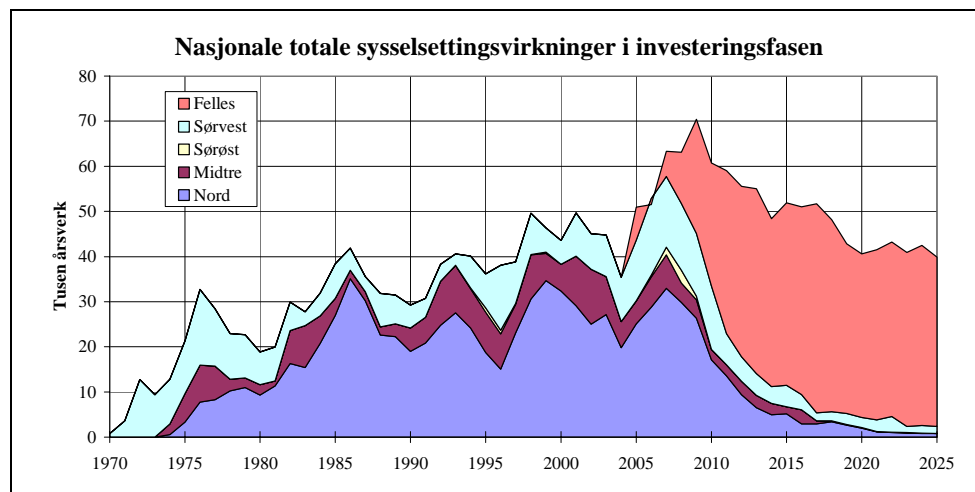
Tabell 7.1: Beregnede sysselsettingsvirkninger i investeringsfasen fordelt på tid, og andel framtidige sysselsettingsvirkninger i investeringsfasen etter ressursklasse. Tusen årsverk.

	Tusen årsverk			Andel 06-25 av totalt		
	70-05	Fra 06-25	Totalt	Innenfor RK 1-5	Innenfor RK 7-8	Totalt
Totale beregnede syss virkninger	1132	1021	2153	16,9 %	30,5 %	47,4 %

Figur 7.1 viser beregnede nasjonale sysselsettingsvirkninger av investeringsvirksomheten i Nordsjøen fordelt på type virkning og tid. En ser at kurven følger samme utviklingsforløp over tid som kurven for de norske investeringsleveransene i figur 6.1. I figur 7.1 er imidlertid de beregnede sysselsettingsvirkningene fordelt på direkte sysselsettingsvirkninger i leverandørbedrifter til utbyggingsprosjektene, indirekte sysselsettingsvirkninger i deres underleverandørbedrifter, og konsumvirkninger som følge av forbruket og skattebetalingene til de ansatte i disse bedriftene.

En ser at de direkte sysselsettingsvirkningene i leverandørbedriftene utgjør hovedtyngden av virkningene med rundt 43 % av totalen. Indirekte sysselsettingsvirkninger i underleverandørbedrifter utgjør rundt 25 % i tillegg, mens resten er beregnede konsumvirkninger rundt om i det norske samfunn. Fordelingen framgår for øvrig av tabell 7.2. Modellapparatet gir grunnlag for en næringsfordeling av disse sysselsettingsvirkningene, men dette blir alt for spekulativt så lenge en bare har aggregerte data og ikke data på enkeltfelt. Dessuten endrer næringsfordelingen seg betydelig over tid.

I tabell 7.1 er de beregnede sysselsettingsvirkningene oppsummert på tidsperioder. En ser her at de totale sysselsettingsvirkningene knyttet til



Figur 7.2: Nasjonale sysselsettingsvirkninger i investeringsfasen fordelt på aktivitetsområde og tid. Tusen årsverk.

Tabell 7.2: Beregnede sysselsettingsvirkninger i investeringsfasen fordelt på område. Tusen årsverk.

Sysselsetting i investeringsfasen	Nord	Midtre	Sørøst	Sørvest	Felles	Totalt
Direkte produksjonsvirkninger	374	105	4	179	295	957
Indirekte produksjonsvirkninger	187	52	2	90	148	479
Konsumvirkninger	281	79	3	134	222	718
Totalt	842	236	8	403	665	2153

investeringsaktivitetene i Nordsjøen i perioden 1970 – 2005, er beregnet til vel 1,1 millioner årsverk, fordelt over 26 år. Det er imidlertid ikke slutt med det. Beregnede sysselsettingsvirkninger knyttet til planlagte investeringer framover til 2025, slik disse framkommer i oljeselskapenes RNB-rapportering for 2006, gir ytterligere vel 1 million årsverk de neste 20 årene, hvorav to tredjedeler er knyttet til prosjekter som foreløpig er klassifisert i ressursklasse 7 og 8. Virkningene for norsk næringsliv av investeringene i petroleumsvirksomheten i Nordsjøen er dermed på ingen måte på vei ned, og ytterligere investeringsprosjekter som gir sysselsettingsvirkninger vil temmelig sikkert komme til etter hvert.

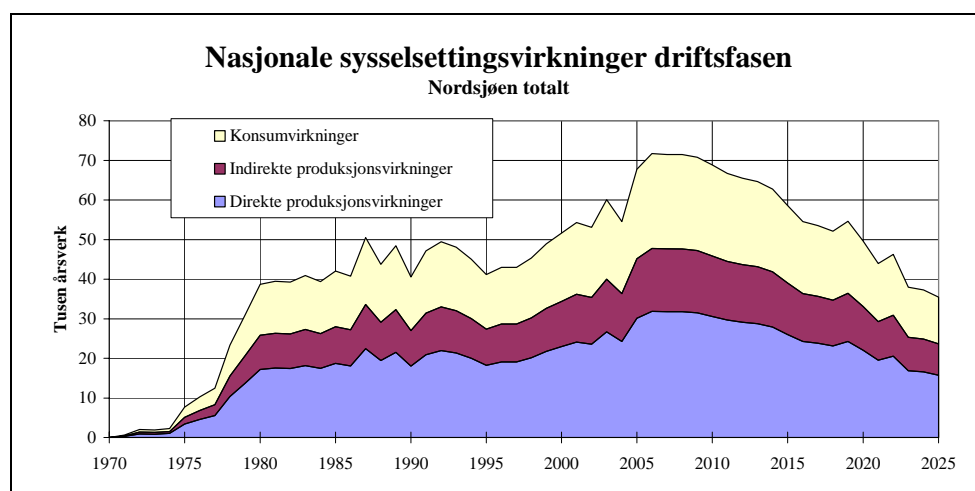
Samlet gir dette en beregnet sysselsettingseffekt fra investeringsaktivitetene i Nordsjøen på vel 2,150 millioner årsverk, fordelt over 56 år i perioden 1970 – 2025. Til sammenlikning ble det i 2004 utført litt i underkant av 2 millioner årsverk i Norge. Det er dermed ingen tvil om at investeringsaktivitetene i Nordsjøen har stor betydning for norsk næringsliv og sysselsetting.

Datamaterialet gir også grunnlag for å fordele sysselsettingsvirkningene i investeringsfasen på aktivitetsområde. Dette er vist i figur 7.2 og tabell 7.2. En ser her at område nord, som ga de største investeringsleveransene, naturlig nok også gir de største beregnede sysselsettingsvirkningene, med nær 0,84 millioner årsverk fordelt over 56 år i perioden 1970 – 2025. Område sørvest, altså Ekofisk området, gir til sammenlikning en beregnet sysselsettingseffekt på vel 0,40 millioner årsverk, det midtre området gir vel 0,24 millioner årsverk, mens område sørøst på

grunn av lav aktivitet omtrent ikke gir sysselsettingseffekter i det hele tatt. En ser også at store deler av de planlagte investeringene framover foreløpig ikke er områdefordelt, som følge av at de er knyttet til prosjekter i ressursklasse 7 og 8.

7.3 Nasjonale sysselsettingsvirkninger av drift

Med utgangspunkt i beregnede norske vare- og tjenesteleveranser til drift av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen, slik disse framgår i figur 6.3, har en på samme måte som for investeringsleveransene beregnet de totale sysselsettingsvirkningene av driftsaktivitetene i Nordsjøen. I tabell 7.3 er de nasjonale sysselsettingsvirkningene i driftsfasen fordelt på type virkning og tid.



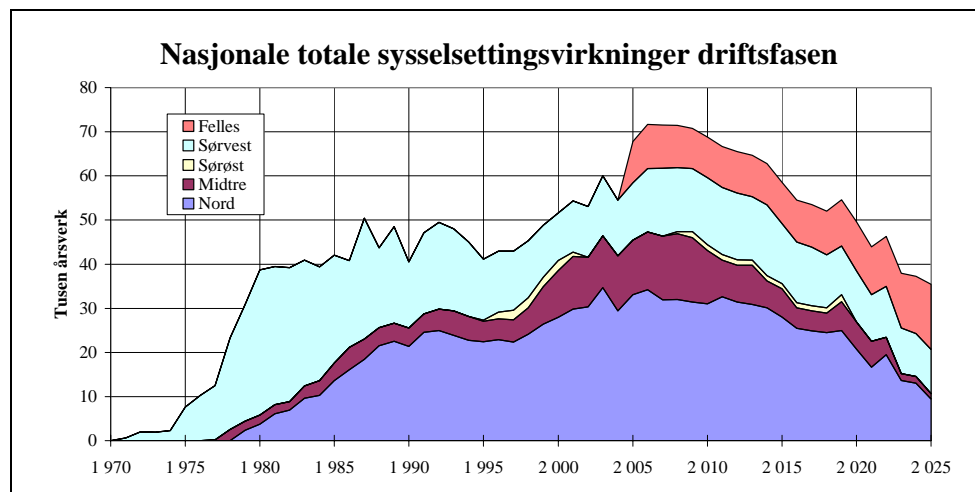
Figur 7.3: Nasjonale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen fordelt på type virkning og tid. Tusen årsverk.

Tabell 7.3: Beregnede sysselsettingsvirkninger driftsfasen fordelt på tid, og andel framtidige sysselsettingsvirkninger i driftsfasen etter ressursklasse. Tusen årsverk.

	Tusen årsverk			Andel 06-25 av totalt		
	71-05	Fra 06-25	Totalt	Innenfor RK 1-5	Innenfor RK 7-8	Totalt
Totale beregnede syss virkninger	1308	1138	2445	38,0 %	8,5 %	46,5 %

En ser av figur 7.3 at den i all hovedsak følger samme utviklingsforløp over tid som de beregnede driftsleveransene i figur 6.3 ovenfor. Også i figur 7.3 ser en at de direkte sysselsettingseffektene i oljeselskapene selv og i deres leverandørbedrifter utgjør 40 – 45 % av totalsysselsettingen, mens indirekte sysselsettingsvirkninger i underleverandørbedrifter utgjør rundt en fjerdedel av totalen og konsumvirkningene resten.

I tabell 7.3 er de beregnede sysselsettingsvirkningene i driftsfasen oppsummert på tidsperioder. En ser her at samlet sysselsettingseffekt av driftsaktivitetene i Nordsjøen fram til i dag er beregnet til vel 1,3



Figur 7.4: Nasjonale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen fordelt på aktivitetsområde og tid. Tusen årsverk.

Tabell 7.4 Beregnede sysselsettingsvirkninger i driftsfasen fordelt på område. Tusen årsverk.

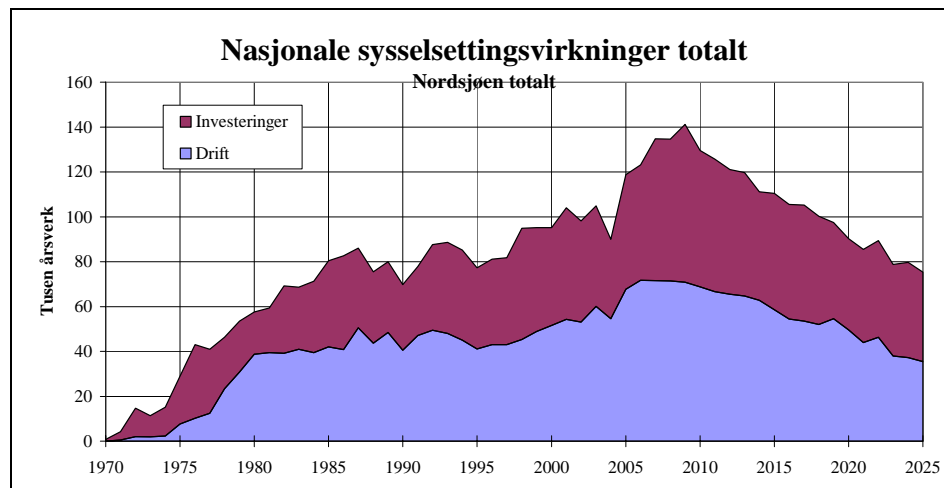
Sysselsetting i driftsfasen	Nord	Midtre	Sørøst	Sørvest	Felles	Totalt
Direkte produksjonsvirkninger	471	138	12	371	96	1087
Indirekte produksjonsvirkninger	235	69	6	185	48	543
Konsumvirkninger	353	103	9	278	72	815
Totalt	1059	310	26	834	217	2445

millioner årsverk, fordelt over 25 år i perioden 1971 – 2005. Videre framover til 2025 ventes det en ytterligere sysselsettingseffekt fra driftsaktiviteten i Nordsjøen på vel 1,1 millioner årsverk, hvorav det meste innenfor ressursklasse 1-5. Den samlede sysselsettingseffekten fra driftsaktivitetene i Nordsjøen i hele perioden 1971 – 2025, er dermed beregnet til vel 2,45 millioner årsverk, fordelt over 55 år. Driftsaktiviteten i Nordsjøen spiller dermed også en stor rolle for norsk næringsliv og sysselsetting, faktisk enda større enn investeringsaktivitetene.

Også for driftsaktivitetene kan en splitte datamaterialet på aktivitetsområder. Dette er vist i figur 7.4 og oppsummert i tabell 7.4. En ser av figur og tabell at nordområdet også for driftsaktiviteter gir de klart største sysselsettingsvirkningene, med 1,06 millioner årsverk eller godt over 40 % av totalen. Fortsatt er området sørvest på andreplass med vel 0,83 millioner årsverk, mens midtområdet har vel 0,31 millioner årsverk, og område sørøst svært lite. Virkningene på ikke fordelte aktiviteter er her langt mindre enn for investeringsaktivitetene som følge av at størsteparten av den framtidige driftssysselsettingen er knyttet til prosjekter i ressursklasse 1-5, og ikke som for investeringsaktivitetene, til høyere ressursklasser.

7.4 Samlede sysselsettingsvirkninger av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen

Legger en sammen de beregnede sysselsettingsvirkningene i investeringsfasen og driftsfasen, får en et bilde av de totale sysselsettingsvirkningene av petroleumsvirksomheten i Norge, som vist i figur 7.5 og tabell 7.5.



Figur 7.5: Samlede sysselsettingsvirkninger av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen over tid. Tusen årsverk.

Tabell 7.5: Beregnede sysselsettingsvirkninger totalt fram til i dag og videre framover, og andel framtidige sysselsettingsvirkninger etter ressursklasse. Årsverk

	Tusen årsverk			Andel 06-25 av totalt		
	70-05	Fra 06-25	Totalt	Innenfor RK 1-5	Innenfor RK 7-8	Totalt
Investeringsfasen	1132	1021	2153	16,9 %	30,5 %	47,4 %
Driftsfasen	1308	1138	2445	38,0 %	8,5 %	46,5 %
Totalt	2440	2159	4599	28,1 %	18,8 %	46,9 %

En ser av figur 7.5 at de beregnede sysselsettingsvirkningene fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen har økt over tid, og i dag utgjør rundt 130.000 årsverk pr år. I forhold til den totale sysselsetting i Norge på litt under 2 millioner årsverk, utgjør virksomheten i Nordsjøen alene nesten 7 %. I tiden fram til 2009 ventes sysselsettingseffekten fortsatt å øke litt, før den begynner å avta igjen med fallende produksjon.

En ser videre av tabell 7.5 at de samlede sysselsettingseffektene av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen er beregnet til nær 4,60 millioner årsverk, fordelt over 56 år i perioden 1970 – 2025. Virksomheten fram til i dag har bidratt med vel 2,44 millioner årsverk, mens virksomheten videre framover til 2025, ventes å bidra med en ytterligere sysselsettingseffekt på vel 2,16 millioner årsverk.

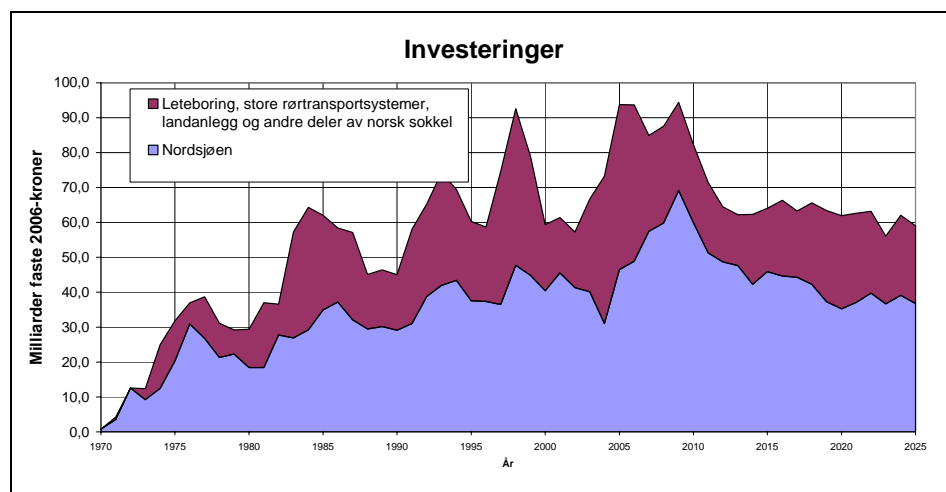
Av de totale beregnede sysselsettingsvirkningene på vel 4,6 millioner årsverk, er 2,15 millioner årsverk eller 47 %, knyttet til investeringsaktivitetene, mens vel 2,45 millioner årsverk eller 53 %, er knyttet til drift.

Det understrekes at dette er beregnede tall som inneholder betydelig usikkerhet. Like fullt er det klart at petroleumsvirksomheten i Nordsjøen gir en formidabel sysselsettingseffekt i det norske samfunn. 4,60 millioner årsverk, riktignok fordelt over 56 år, tilsvarer alene den samlede sysselsetting i Norge i nesten 2,5 år. I tillegg kommer virkningene av inntektene av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen, som en her ikke har grunnlag for å beregne, men som i stor grad finansierer sysselsettingen i offentlig sektor.

8 Nordsjøens andel av norsk petroleumsvirksomhet

8.1 Nordsjøens andel av investeringene på norsk kontinentalsokkel

Nordsjøen var den første petroleumsprovinsen som ble utviklet på norsk kontinentalsokkel. Alle investeringer i Nordsjøen er imidlertid ikke inne i datagrunnlaget for denne analysen. Leteboring inngår for eksempel ikke. Heller ikke eksportørledninger for gass. Likevel utgjør de feltspesifikke anleggene som inngår i analysen størsteparten av norsk petroleumsvirksomhet. Et bilde av dette er vist i figur 8.1.

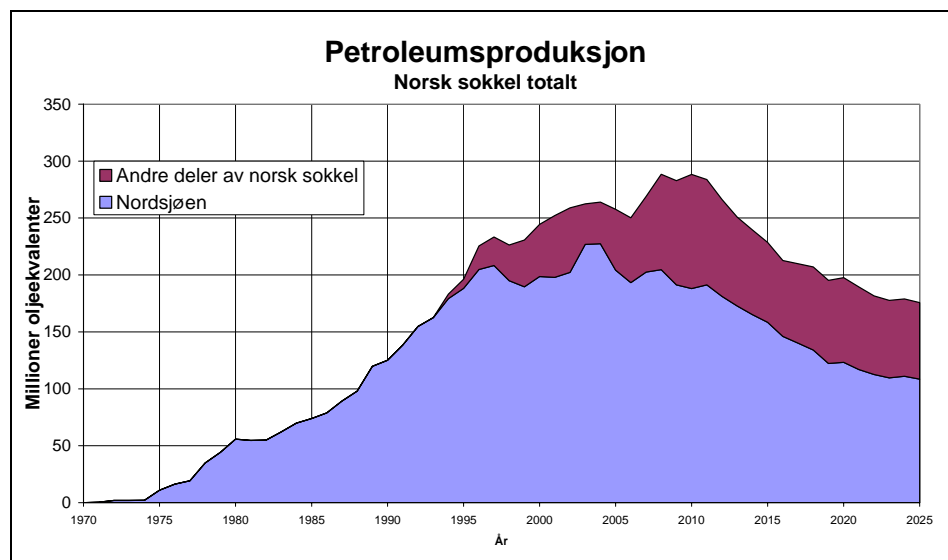


Figur 8.1: Feltspesifikke investeringer i Nordsjøens andel av investeringene på norsk kontinentalsokkel over tid. Mrd 2006-kr

Figur 8.1 viser de feltspesifikke investeringene i Nordsjøens andel av de totale investeringene på norsk kontinentalsokkel fordelt over tid. Dette er noe mindre enn Nordsjøens samlede andel av totalinvesteringene, fordi leteboring og rørledninger tilknyttet virksomheten i Nordsjøen ikke inngår i datamaterialet, men befinner seg i restgruppen i figuren. Likevel ser en at de feltspesifikke investeringene i Nordsjøen gjennomgående utgjør rundt to tredjedeler av totalinvesteringene på norsk kontinentalsokkel. Hadde en lagt inn tilknyttet letevirksomhet og rørledninger også, hadde Nordsjøens andel trolig kommet opp i over 80 %.

8.2 Nordsjøens andel av norsk petroleumsproduksjon

For produksjon av petroleum har en fullstendige tall både for produksjonen i Nordsjøen, og for produksjonen på andre deler av norsk kontinentalsokkel, fram til nå bare i Norskehavet. Et bilde av dette framgår i figur 8.2. og tabell 8.1.



Figur 8.2: Nordsjøens andel av norsk petroleumsproduksjon over tid. Mill Sm³ oljeekvivalenter

Tabell 8.1: Nordsjøens andel av norsk petroleumsproduksjon fram til i dag og videre framover. Mill Sm³ oljeekvivalenter.

Produksjon i mill Sm ³ o.e.	1971-2005	2006-2025	Sum
Nordsjøen	3892	3073	6965
Andre deler av norsk sokkel	359	1554	1913
Totalt	4047	4831	8878

En ser av figur 8,2 at helt fram til 1993 var Nordsjøen enerådende som petroleumsprodusent på norsk kontinentalsokkel. Deretter kom også Norskehavet til, og fra 2007 kommer også Barentshavet. Fortsatt dominerer Nordsjøen i dag bildet med over 80 % av den årlige produksjonen av petroleum på norsk kontinentalsokkel. I tiden framover ventes denne andelen som en ser av figuren å gå noe ned, og stabilisere seg på en produksjonsandel fra Nordsjøen på vel 60 %.

Det samme gjelder også for totalproduksjonen, som vist i tabell 8.1. En ser her at i perioden fram til i dag, har Nordsjøen stått for vel 90 % av totalproduksjonen på norsk kontinentalsokkel, mens Nordsjøen videre fram til 2025 bare ventes å stå for 64 % av produksjonen, fordi produksjonen i Norskehavet og senere Barentshavet kommer inn for fullt. Fortsatt vil imidlertid Nordsjøen være Norges største petroleumsprovins.

Referanser

- Ref. 1** Oppdatering av regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomheten i Nordsjøen. Forslag til utredningsprogram. OLF, juni 2005.
 - Ref. 2** RKU Nordsjøen, temarapport 8a. Samfunnsmessige konsekvenser – Tampenområdet. Operatørselskapene 1999.
 - Ref. 3** RKU Nordsjøen, temarapport 8b. Samfunnsmessige konsekvenser – Sleipnerområdet. Operatørselskapene 1999.
 - Ref. 4** Regional konsekvensutredning Norskehavet, samfunnsmessige konsekvenser. Agenda, mai 2002.
 - Ref. 5** Oljedirektoratet, databasen SAMBA
 - Ref. 6** Oljeselskapenes årlige rapporteringer til revidert nasjonalbudsjett. Oljedirektoratet.
 - Ref. 7** Nøyaktige definisjoner på ressursklasser finnes i rapporteringsskjemaet til revidert nasjonalbudsjett.
 - Ref. 8** Kostnadene selskapene må betale i Co2 avgift inngår i de historiske kostnadsbildet for perioden fram til og med 2004. Fra og med 2005 er avgiften basert på omfang av utslipp fra RNB og følgende avgiftsnivå: 316 kr/tonn for gass forbrent og faklet, og 93 kr/tonn for diesel.
 - Ref. 9** SSB, endelig nasjonalregnskap 2001, kryssløpstabeller.
-

VEDLEGG 1:RESSURSKLASSER

Ressurs-kategori	Definisjon	Kommentar
RK 0+1	Felt i drift, både avsluttede felt (RK0) og felt med produksjon (RK1)	Alle felt og funndata i RK0 - 4 er fordelt på de fire geografiske områdene; Nord, Midtre, Sørvest og Sørøst
RK 2 og 3	Felt med godkjent utbyggingsplaner som ikke var kommet i produksjon per 31.12.2004	
RK4 Felt	Tillegg i petroleumsmengder som er i kategori 1, 2, 3 eller 4F som skyldes prosjekter for forbedret utvinning, og som forventes å kunne bli godkjent av rettighetshaverne innen ca 4 år.	
RK4 Funn	Ressurser som ventes å bli omfattet av en PUD eller fritak fra PUD, der det pågår konkret aktivitet med sikte på å avklare om en utbygging skal igangsettes. Utbygging forventes å kunne bli godkjent av rettighetshaverne innen ca 4 år. Denne kategorien inneholder også tilleggsressurser som kan knyttes opp mot eksisterende felt som har reserver i ressurskategori 1 og 2 og funn som har reserver i kategori 3.	
RK5 A	Tillegg (eller fradrag) i petroleumssressurser som er i kategori 1, 2, 3, 4 eller 5F som skyldes prosjekter for forbedret utvinning, og som har samme beslutningsmessige status som ressurser i kategori 5F.	
RK5 Funn	Ressurser som ventes å bli omfattet av en PUD eller fritak fra PUD, der det pågår konkret aktivitet med sikte på å avklare om en utbygging skal igangsettes. Utbygging forventes å kunne bli godkjent av rettighetshaverne innen ca 4 år. Denne kategorien inneholder også tilleggsressurser som kan knyttes opp mot eksisterende felt som har reserver i ressurskategori 1 og 2 og funn som har reserver i kategori 3.	
RK7 A	Utvinnbare petroleumssressurser i felt og funn som har ressurser i kategoriene 1, 2, 3, 4 eller 5 og som eventuelt kan utvinnes ved hjelp av utvinningsteknikker utover det som regnes som konvensjonelle metoder, eller ved hjelp av kjente metoder som det ennå ikke foreligger grunnlag for å anvende. For det enkelte felt eller funn vil dette ressurstestimater typisk være basert på grove anslag. Det kan være stor usikkerhet om tiltakene kan bli gjennomført. Det gis normalt bare estimat for tiltakenes samlede potensiale, ikke for de enkelte tiltak. Denne kategorien omfatter ressurser som tidligere ble kategorisert som "Ressurser fra mulige framtidige tiltak for økt utvinningsgrad".	Det er antatt her at 90 prosent av fremtidig mulig økt utvinning (utover RK4 og5) olje kommer fra Nordsjøen. Alle tall fra RNB2006 er derfor multiplisert med 0,90 og tilegnet området "Felles" Det er ingen gassproduksjon fra denne ressurskategorien i perioden.
RK7 F	Utvinnbare petroleumssressurser i nye funn hvor funnevalueringsrapport ikke var levert per 31.12.2004 og som derfor bare har et foreløpig ressurstestimater.	50 % av volumet i funnene i RK7F er i Nordsjøen. Alle tall er derfor multiplisert med 0,5. Funnene er tilegnet området "Nord"
RK8	Uoppdagede ressurser	Det er antatt her at 55 prosent av produksjonen fra de uoppdagede ressursene på sokkelen i tidsrommet frem til 2024 kommer fra Nordsjøen. Alle tall fra RNB2005 er derfor multiplisert med 0,55 og tilegnet området "Felles"