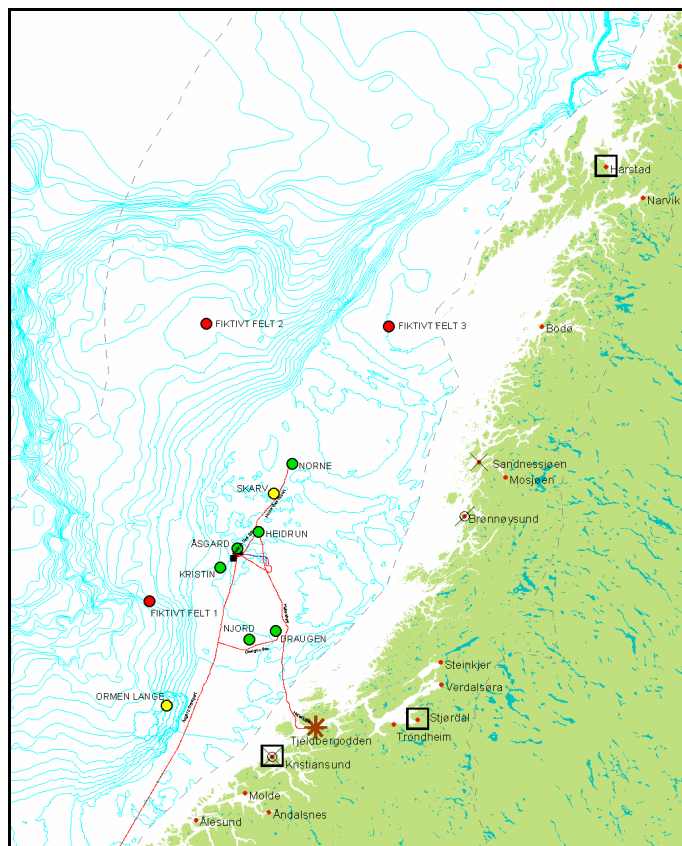


Regional konsekvensutredning Norskehavet



Samfunnsmessige konsekvenser

Regional konsekvensutredning Norskehavet

Samfunnsmessige konsekvenser

AGENDA UTREDNING & UTVIKLING AS
Malmskrivervn 35 • Postboks 542 • 1302 Sandvika
Tlf 67 57 57 00 • Fax 67 57 57 01
Ref: R3556.EHO

Agenda Utredning & Utvikling AS

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

Oppdragsgiver:	Statoil, på vegne av OLF		
Rapportnr.:	R3556EHO		
Rapportens tittel:	Regional konsekvensutredning Norskehavet, Samfunnsøkonomiske konsekvenser		
Spesifikasjon:	Rapporten skal vise de viktigste samfunnsøkonomiske konsekvenser av den samlede petroleumsvirksomheten i Norskehavet, på nasjonalt og regionalt nivå.		
Ansvarlig:	Erik Holmelin	Ansvarlig Oppdragsgiver	Jostein Nordland/ Sigurd Juel Kinn
Kvalitetssikring:	Martin Ivar Aaserød	Verifisert:	6.05.2002 MIA (dato) (sign)

Forord

Denne rapporten er utarbeidet som et underlag for ”Regional konsekvensutredning for Norskehavet” (RKU-Norskehavet).

RKU-Norskehavet er gjennomført i regi av OLF (Oljeindustriens landsforening), og er finansiert av oljeselskaper som i år 2002 var eiere av felt og funn innenfor ressursklassene 1-4 på norsk sokkel, mellom 62°N og 69°N. Statoil har på vegne av de andre selskapene hatt sekretariatsfunksjonen og ledet arbeidet.

Hensikten med regionale konsekvensutredninger er å gi en bedre oversikt over konsekvensene av petroleumsaktiviteten på sokkelen enn det enkeltstående feltvise konsekvensutredninger gir, samt forenkle arbeidet med konsekvensutredninger både for selskapene og myndighetene. Den regionale konsekvensutredningen vil bli benyttet som referansedokument for framtidige feltspesifikke konsekvensutredninger.

Rapporten vil, sammen med andre underlagsrapporter, danne utgangspunktet for utarbeidelse av en sluttrapport som belyser de samlede konsekvensene av petroleumsvirksomheten innenfor det aktuelle området.

Rapporten er utarbeidet av cand.oecon Erik Holmelin og siv øk Finn Arthur Forstrøm med førstnevnte som prosjektleder. Cand.oecon Martin Ivar Aaserød har vært prosjektrådgiver med ansvar for kvalitetssikring av vært arbeid.

Sandvika, 6.mai 2002

Agenda Utredning & Utvikling AS

INNHold

0	SAMMENDRAG	
1	PETROLEUMSVIRKSOMHETEN I NORSKEHAVET	11
1.1	Feltutbygginger og rørledningssystemer i Norskehavet	11
1.2	Datagrunnlaget for den regionale konsekvensutredningen	16
2	SAMFUNNMESSIG LØNNSOMHET VED VIRKSOMHETEN I NORSKEHAVET	19
2.1	Petroleumsvirksomheten i Norskehavet	19
2.2	Inntekter ved petroleumsvirksomheten i Norskehavet	22
2.3	Kostnader ved petroleumsvirksomheten i Norskehavet	24
2.4	Samfunnsmessig lønnsomhet ved petroleumsvirksomheten i Norskehavet	25
3	LEVERANSER TIL PETROLEUMSVIRKSOMHETEN I NORSKEHAVET	29
3.1	Bruk av inntektene fra petroleumsvirksomheten i Norskehavet	29
3.2	Kostnader i Norskehavet med sysselsettingseffekt	29
3.3	Norske vare- og tjenesteleveranser til petroleumsvirksomheten i Norskehavet	31
3.4	Regionale leveranser fra midt-norsk næringsliv	36
4	SYSSELSETTINGSVIRKNINGER AV PETROLEUMSVIRKSOMHETEN I NORSKEHAVET	39
4.1	Beregningsmetodikk for sysselsettingsvirkninger	39
4.2	Nasjonale sysselsettingsvirkninger	40
4.3	Regionale sysselsettingsvirkninger i Midt-Norge og Nordland	44
5	NORSKEHAVETS ANDEL AV NORSKE PETROLEUMSVIRKSOMHET	49
5.1	Norskehavets andel av investeringene på norsk kontinentalsokkel	49
5.2	Norskehavets andel av norsk petroleumproduksjon	50

0 SAMMENDRAG

Norsk kontinentalsokkel er i dag delt inn i tre hovedområder; Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Norskehavet dekker områdene utenfor Midt-Norge og Nordland, fra 62° N til 69° N. I foreliggende rapport utredes de samfunnsmessige konsekvensene av den samlede petroleumsvirksomheten i Norskehavet. Rapporten inngår som del av Regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomheten i Norskehavet.

Hensikten med den regionale konsekvensutredningen er å gi en bedre oversikt over den samlede petroleumsaktiviteten i Norskehavet enn det feltspesifikke konsekvensutredninger kan gi, samtidig som arbeidet med de feltspesifikke konsekvensutredningene forenkles. Til sammen skal den regionale konsekvensutredningen og de feltspesifikke konsekvensutredningene dekke lovverkets krav til konsekvensutredning ved framtidige utbyggingsprosjekter i Norskehavet.

Kort om petroleumsvirksomheten i Norskehavet

Petroleumsvirksomheten i Norskehavet startet med leteboring på Haltenbanken utenfor Trøndelag i 1980. Allerede året etter ble det første petroleumsfunnet gjort (Midgard). Å åpne et nytt petroleumsområde for utbygging tar tid. I Norskehavet tok det 12 år før det første oljefeltet, Draugen, startet opp sin produksjon i 1993. Årsaken til dette var dels at Norskehavet har forholdsvis store havdyp, med tilhørende kostbare utbyggingsløsninger, og dels at en manglet infrastruktur for transport av gass. I midten av 1990-årene var teknologien på plass, og utbyggingen av Norskehavet kunne ta til for alvor. Heidrun startet opp sin produksjon i 1995, også det primært et oljefelt. Det samme var Njord og Norne som startet sin produksjon i 1997.

Det første store gassfeltet i Norskehavet, Åsgard, kom i produksjon i 1999/2000. Da hadde man også bygget en stor eksportørledning, Åsgard Transport, for transport av rikgass fra Åsgard til Kårstø, med tilstrekkelig kapasitet til å fase inn gass også fra andre felt i området. Fra Heidrun er det videre bygget en gassrørledning – Haltenpipe - til Tjeldbergodden i Aure. Norskehavet er i dag i ferd med å bli Norges viktigste utbyggingsområde for petroleum.

I denne utredningen er feltene i Norskehavet for oversikten skyldt delt inn i åtte feltgrupper etter tilknytning til infrastrukturen. I tillegg er tre fiktive felt tatt med. I tillegg har en tatt med gassrørledningen Åsgard Transport fra Åsgard; Heidrun, Draugen og Norne gasseksport som knytter disse feltene til Åsgard Transport, og Haltenpipe. Framtidige rørledninger fra Kristin-feltet til Åsgard eller rørledningsforbindelse til Ormen Lange-feltet er ikke med, da det foreløpig ikke foreligger verken trasévalg eller økonomiske beregninger.

Samlet inneholder feltene i Norskehavet utvinnbare reserver på nær 540 mill Sm³ olje, 290 mill Sm³ oljeekvivalenter kondensat, 130 mill Sm³ oljeekvivalenter NGL og vel 1.000 mill Sm³ oljeekvivalenter gass. Til sammen gir dette rundt 2.000 Sm³ oljeekvivalenter, tilsvarende om lag 20% av de totale utvinnbare petroleumssressursene som til nå er funnet på norsk kontinentalsokkel. Ved utgangen av 2001 er 12% av ressursene i feltene som inngår i analysen produsert. Resten vil bli produsert i perioden fram til 2042. Da vil ressursene i Norskehavet være uttømt, med mindre ny teknologi eller nye felt avdekker ytterligere petroleumssressurser i området.

Samfunnsmessig lønnsomhet

I beregningene av samfunnsmessige lønnsomhet av petroleumssressursene er det lagt inn felles enhetspriser på produktene i henhold til anslagene benyttet i Revidert nasjonalbudsjett (RNB) 2002. Disse er kr 786 pr. Sm³ for olje og kondensat, kr 900 pr tonn for NGL og kr 0,60 pr Sm³ for gass.

Med disse pris forutsetninger og den forventede produksjonsprofil, gir produksjonen i Norskehavet en samlet inntekt på 1.358 milliarder 2001-kr fordelt over nær 50 år i perioden 1994 - 2042. Inntektene fordeler seg med 417 mrd 2001-kr på olje, 228 mrd kr på kondensat, 90 mrd kr på NGL og 616 mrd kr på gass. I tillegg kommer interne transport og prosesseringsinntekter på 7 mrd kr. Inntektene fra petroleumproduksjonen i Norskehavet utgjør mer enn den samlede verdiskapningen i Norge i løpet av et år målt ved bruttonasjonalproduktet, og utgjør alene mer enn to hele statsbudsjett.

Kostnadene ved petroleumproduksjonen i Norskehavet består dels av investeringskostnader til feltutbygginger og rørledninger, og dels av driftskostnader for disse installasjonene. Leteboringskostnader og avviklingskostnader er ikke med, da det ikke foreligger tall for disse. Samlet er kostnadene ved petroleumproduksjonen i Norskehavet beregnet til 719 milliarder 2001-kr fordelt over mer enn 50 år i perioden 1989 – 2042. Dette fordeler seg med 304 milliarder 2001-kr i investeringer, og 415 milliarder 2001 kr i driftskostnader. Produksjonsavgifter og CO₂ avgift til staten trukket ut, da dette er avgifter, og ikke kostnader i vanlig forstand. Disse utgjør til sammen 29 milliarder 2001-kr. Tidsmessig dominerte investeringskostnadene fram til 2008. Senere blir driftskostnadene dominerende.

Kombinerer en driftsinntektene for feltene i Norskehavet med tilhørende driftskostnader, framkommer et bilde av netto kontantstrøm fordelt på år. Petroleumsvirksomheten i Norskehavet fikk for første gang en positiv årlig kontantstrøm i 1998, etter 8 år med investeringskostnader større enn produksjonsinntektene. Netto kontantstrøm var beskjedent fram til 2001 da Åsgard-feltet var klart for produksjon og eksportørledningen Åsgard Transport sto klar til å frakte gass og NGL sørover.

Samlet gir petroleumsvirksomheten i Norskehavet med inntektsforutsetningene ovenfor, en netto kontantstrøm for det norske samfunn på 639 milliarder 2001-kr i perioden 1990 – 2042. Dette er omtrent like mye som et statsbudsjett, og utgjør omtrent halvparten av den samlede norske verdiskapning i et enkeltår, målt ved bruttonasjonalproduktet. Av den samlede netto kontantstrøm får staten 541 milliarder 2001-kr eller 85% i skatter og avgifter og gjennom sin egen deltakelse. Oljeselskapenes andel av verdiskapningen er om lag 15%, tilsvarende 97 milliarder 2001-kr.

Leveranse- og sysselsettingsvirkninger

Inntektene fra petroleumsvirksomheten i Norskehavet bidrar til å finansiere statens og oljeselskapenes virksomhet, og gir som følge av dette grunnlag for svært mange arbeidsplasser rundt om i det norske samfunn, særlig i offentlig sektor. Hvor store disse sysselsettingsvirkningene er, har en liten mulighet til å beregne med noen grad av sikkerhet, da statens oljeinntekter ikke øremerkes spesielle formål, og staten gjennom sine generelle overføringer og sitt forbruk griper inn i hele nasjonaløkonomien. Det en imidlertid kan beregne, er hvilke vare- og tjenesteleveranser petroleumsvirksomheten i norskehavet gir til norsk næringsliv, og hvilke sysselsettingsvirkninger dette gir for det norske samfunn.

Tar en utgangspunkt i de samlede kostnader ved petroleumproduksjonen i Norskehavet, og trekker ut avgifter til staten og interne overføringer mellom lisensene i området, står en tilbake med investeringskostnader på 304 milliarder 2001-kroner og driftskostnader på 218 milliarder 2001-kroner som gir leveranse- og sysselsettingsmuligheter for det norske samfunnet.

Når det gjelder investeringskostnadene har en med utgangspunkt i gjennomførte konsekvensutredninger, og erfaringer fra liknende utbygginger på felt der det ikke foreligger konsekvensutredninger, forsøkt å anslå norsk næringslivs andel av vare og tjenesteleveransene i utbyggingfasen. Disse beregningene gir en samlet norsk verdiskapning gjennom leveranser til utbygging av feltene i Norskehavet på 166 mrd 2001-kr eller 55% av totalinvesteringene over perioden 1990-2022. Tilsvarende beregninger i driftsfasen gir en norsk verdiskapning på 190 mrd 2001-kr eller 87% av driftskostnadene i perioden 1990-2042. Leveransevirkninger og sysselsettingsvirkninger av disse kostnadene kan en beregne.

For beregning av sysselsettingsmessige virkninger av petroleumsvirksomheten i Norskehavet, er det benyttet en forenklet kryssløpsbasert beregningsmodell på nasjonalt nivå. Modellen beregner direkte sysselsetting i leverandør bedrifter, indirekte sysselsetting i underleverandørbedrifter og i tillegg konsumvirkninger rundt om i samfunnet som følge av de sysselsattes forbruk og skattebetalinger.

Når det gjelder investeringene i Norskehavet, viser beregningsmodellen en samlet sysselsettingseffekt på vel 461.000 årsverk, eller nær 15.000 årsverk pr år i gjennomsnitt i perioden 1990 - 2022. Om lag 43% av dette er direkte sysselsetting i leverandørbedriftene, 24% er ringvirkninger i underleverandørbedrifter, mens resten er konsumvirkninger. Denne sysselsettingen svinger sterkt, og sysselsettingstoppene er knyttet til utbyggingen av Heidrun og Draugen, Åsgard / Åsgard Transport, Ormen Lange og til sist en samtidig utbygging av fiktivt felt 1 og felt i utbyggingsklasse 5-9 (Mulige framtidige utbygginger).

Når det gjelder drift viser modellberegningene en samlet sysselsettingseffekt på 389.000 årsverk i perioden 1990 - 2044. Nær halvparten av dette er direkte virkninger i operatørselskaper og leverandørbedrifter, 18% er indirekte virkninger i underleverandørbedrifter, mens de resterende 33% er konsumvirkninger.

Samlet finner en at petroleumsvirksomheten i Norskehavet gir en beregnet sysselsettingseffekt i det norske samfunn på 850.000 årsverk, fordelt over 54 år i perioden 1990 – 2044. 54% av dette kommer som følge av investeringsaktivitetene, mens de resterende 46% skyldes drift av felt og rørledninger. Selv fordelt over mer enn 50 år, er 850.000 årsverk en formidabel sysselsettingseffekt. Basert på de forutsetninger som er lagt til grunn gir petroleumsvirksomheten i Norskehavet en gjennomsnittlig sysselsettingseffekt i det norske samfunn på nesten 16.000 årsverk hvert år i mer enn 50 år.

Norskehavets andel av norsk petroleumsvirksomhet

Fra en beskjeden start i begynnelsen av 1990-årene, har investeringsaktivitetene i Norskehavet økt betydelig de senere år, og utgjør for tiden rundt 20% av de samlede investeringer på norske kontinentalsokkel. I tiden framover ventes denne andelen å øke betydelig. Dette skjer både fordi investeringsaktivitetene i Norskehavet målt i 2001-kr mer enn fordobles, og fordi investeringsaktivitetene på resten av norsk kontinentalsokkel synes å gå ned.

Petroleumsproduksjonen i Norskehavet viser jevn økning over tid fram mot 2010. I dag er Norskehavets andel rundt 20% av den samlede norske petroleumsproduksjonen. I 2010 ventes dette å øke til rundt en tredjedel. Norskehavet er dermed i ferd med å etablere seg som en av de viktigste områdene for norsk petroleumsvirksomhet.

1 PETROLEUMSVIRKSOMHETEN I NORSKEHAVET

Norsk kontinentalsokkel er i dag delt inn i tre hovedområder; Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet, som følger:

- Nordsjøen dekker områdene i sør, 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.

I denne analysen vurderes petroleumsvirksomheten i Norskehavet som helhet.

1.1 Feltutbygginger og rørledningssystemer i Norskehavet

1.1.1 Kort historikk

Petroleumsvirksomheten i Norskehavet startet med leteboring på Haltenbanken utenfor Trøndelag i 1980. Allerede året etter ble det første petroleumsfunnet gjort og kalt Midgard. Midgard inngår i dag i Åsgardutbyggingen. Siden er det boret nesten 150 letebrønner og gjort en rekke petroleumsfunn, mest gass, men også en del kondensat og olje.

Å åpne et nytt petroleumsområde for utbygging tar tid. I Norskehavet tok det 12 år før det første oljefeltet, Draugen, startet opp sin produksjon i 1993. Årsaken til dette var dels at Norskehavet har forholdsvis store havdyp, med tilhørende kostbare utbyggingsløsninger, og dels at man helt manglet infrastruktur for transport av gass. I midten av 1990-årene var teknologien på plass, og utbyggingen av Norskehavet kunne ta til for alvor. Heidrun startet opp sin produksjon i 1995, også det primært et oljefelt. Det samme var Njord og Norne som startet sin produksjon i 1997.

Det første store gassfeltet i Norskehavet, Åsgard, kom i produksjon i 1999/2000. Da hadde man også bygget en stor eksportørledning, Åsgard Transport, for transport av rikgass fra Åsgard til Kårstø, med tilstrekkelig kapasitet til å fase inn gass også fra andre felt i området. Heidrun, Norne og Draugen har i dag knyttet seg opp mot Åsgard Transport gjennom gassrørledninger på havbunnen. Fra Heidrun er det videre bygget en gassrørledning kalt Haltenpipe, til Tjeldbergødden i Aure, der gassen blir brukt til produksjon av metanol.

Tabell 1. 1: Felt i Norskehavet etter utviklingsfase

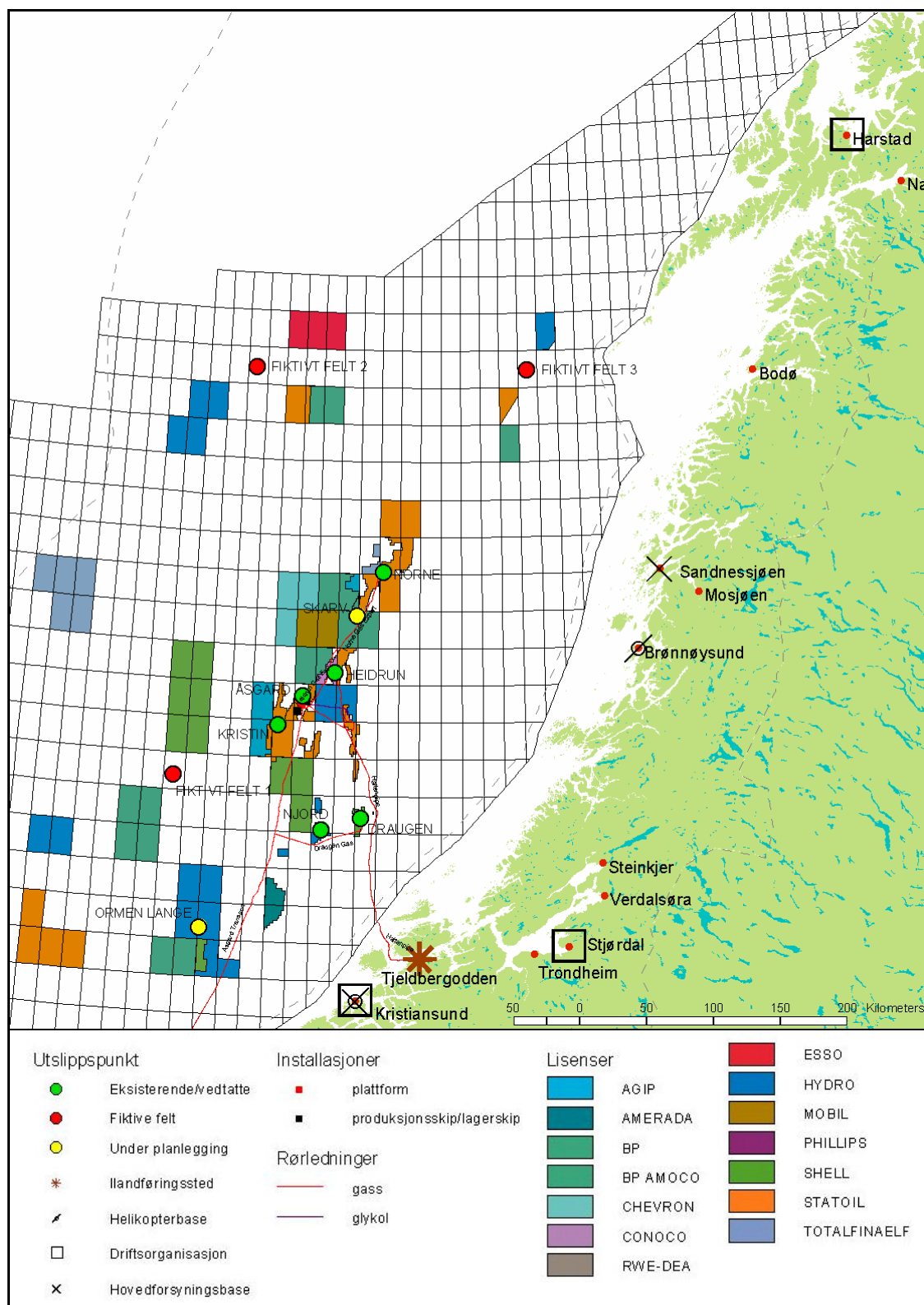
Utviklingsfase	Ressursklasse	Felt
Felt i produksjon	0 - 1	Heidrun Draugen Åsgard Norne Njord
Felt med godkjente utbyggingsplaner	2	Mikkel Kristin
Funn med konkrete utbyggingsplaner	3 - 4	Lavrans Tyrihans Sør Svale Ormen Lange Skarv
Andre mulige framtidige utbygginger. Bare investeringer er med i analysen.	5 - 9	Alve Idun Trestakk Victoria Valmue Solsikke Ragnfrid Morvin Lange Lysing Stær Norne Satellitt
Mulige framtidige utbygginger, som er med i alle beregninger (fiktive felt - FF)		FF1 FF2 FF3

20 år etter det første petroleumsfunnet begynner Norskehavet, og særlig områdene på Haltenbanken, å bli en modent petroleumsområde med etablert infrastruktur. Det er i mellomtiden påvist petroleum i en lang rekke strukturer i området, og en må vente at en rekke nye utbygginger vil finne sted i årene framover. Norskehavet er i dag i ferd med å bli Norges viktigste utbyggingsområde for petroleum.

1.1.2 Perspektiver for petroleumsvirksomheten i Norskehavet

En oversikt over påviste petroleumsfelt i Norskehavet ved inngangen til 2002, (Ref 1) framgår av tabell 1.1. I figur 1.1 er feltene kartfestet.

Tabell 1.1 viser påviste felt i Norskehavet etter utviklingsfase. Gruppen felt i produksjon, består av feltene Draugen, Heidrun, Norne, Njord og Åsgard. Ingen felt i Norskehavet er for tiden under utbygging, men to



Figur 1.1: Lisenser, felt og funn i Norskehavet

felt, Mikkel og Kristin, er vedtatt utbygget. Ytterligere fem felt, Lavrans, Tyrihans Sør, Svale, Ormen Lange og Skarv, er kategorisert i ressursklasse 4 – felt i planleggingsfasen.

I tilknytning til disse utbyggingsplanene er det også nødvendig å bygge ut ny infrastruktur i form av gass- og oljerørledninger. Fra Kristin til Åsgard er det planlagt to nye rørledninger, en for gass og en for olje. Det kan også være aktuelt med en oljerørledning fra Åsgard til land på Møre. Fra Ormen Lange er det planlagt en gassrørledning enten inn til en landterminal på Mørrekysten, og derifra ut i en eksportørledning, eller eksport direkte fra feltet. Disse rørledningene er ikke tatt inn i analysene nedenfor, da de ikke er besluttet bygget, og det enda ikke foreligger økonomiske beregninger for dem. Eventuelle landterminaler er heller ikke med, av samme grunn.

I tillegg til felt med konkrete utbyggingsplaner er en lang rekke felt og strukturer påvist i Norskehavet, som vist i figur 1.1 og tabell 1.1. Disse strukturene er imidlertid bare delvis utforsket, og har foreløpig et usikkert ressursgrunnlag.

For å vise sannsynlige utbyggingsperspektiver i Norskehavet har en i denne RKU-en definert *tre fiktive felt*; FF1, FF2 og FF3 (Ref 1). Alle de fiktive feltene er tilknyttet lovende strukturer, men ressursgrunnlaget er foreløpig ikke fastlagt. I beregningene nedenfor har en derfor valgt å benytte ressursgrunnlaget, utbyggingskonseptet og utvinningsprofilen i Kristin-feltet, og legge dette til grunn for utbygging og produksjon på de tre fiktive feltene. FF1 defineres i analysen som 3 x Kristin. De to andre som 1 x Kristin. De tre fiktive feltene er gitt en sannsynlig tidsinnfasing, og inngår i analysene nedenfor på linje med de feltene som har konkrete utbyggingsplaner.

De tre fiktive feltene er ment å skulle representere sannsynlige utbyggingsprosjekter i Norskehavet i årene framover. Å ta disse med i analysene øker naturligvis usikkerheten i beregningene, men øker samtidig også realismen.

I tillegg til de strukturene som inngår i de fiktive feltene, er det som vist i tabell og figur påvist en rekke felt og strukturer i Norskehavet der ressursgrunnlaget og eventuelle utbyggingskonsepter enda ikke er avklart (ressursklasse 5 – utbygging sannsynlig men uavklart, ressursklasse 7 – ikke evaluert og ressursklasse 9 – ikke avklart). Perspektivene for utbygging av disse feltene varierer betydelig, noen er temmelig sikre utbyggingsprosjekter, andre vil kanskje ikke bli bygget ut i det hele tatt. De fleste feltene som bygges ut vil trolig bli knyttet opp mot eksisterende infrastruktur i området. For noen av feltene vil det imidlertid være nødvendig med etablering av ny infrastruktur.

Tabell 1.2 Felt i Norskehavet inndelt i feltgrupper etter felles infrastruktur

Feltgruppe	Felt
„Heidrun“	Heidrun
„Draugen“	Draugen
„Åsgard“	Åsgard Mikkel Lavrans Tyrihans sør
”Norne”	Norne Svale
”Ormen Lange”	Ormen Lange
”Kristin”	Kristin
”Njord”	Njord
”Skarv”	Skarv
”FF 1”	Fiktivt felt 1 *
”FF 2”	Fiktivt felt 2 **
”FF 3”	Fiktivt felt 3 ***

* Representerer mulige framtidige utbygginger i områdene sør og vest for Åsgard – Kristin (Vøringbassenget 2).

** Representerer mulige framtidige utbygginger i nordre del av området (Vøringbassenget 1).

*** Representerer mulige framtidige utbygginger i de nord-østre områdene (Nordland 1, 3 og 6).

De feltene som enda ikke har konkrete utbyggingsplaner er bare med i beregningene med grove investeringsanslag og en antatt tidsinnfasing. Økonomiske beregninger for disse felt er det foreløpig ikke mulig å gjennomføre.

I tabell 1.1 var feltene i Norskehavet fordelt etter utbyggingsfase. I tabell 1.2 er felt med konkrete utbyggingsplaner også fordelt etter feltgruppe, i henhold til felles infrastrukturtilknytning. I beregningene er det forutsatt produksjonsinnretninger på de lokalitetene som er nevnt under ”Feltgruppe”. Andre ressurser er forutsatt knyttet opp til disse slik det framgår av tabell 1.2.

En ser av tabell 1.2 at Åsgard vil være det store feltet i Norskehavet i alle fall de første årene framover. Åsgard består allerede fra produksjonsstart av tre felt; Midgard, Smørbukk og Smørbukk Sør. I tillegg ventes Mikkel, Lavrans og Tyrihans Sør tilknyttet Åsgard etter hvert, og det vil trolig også bli aktuelt å fase inn ytterligere felt senere. En ser videre av tabellen at Svale (med understrukturer) ventes å bli tilknyttet Norne-feltet. Det samme gjelder trolig også andre felt i området, der ut-

bygging ligger lengre fram i tid. Slike felt vil også trolig bli knyttet opp mot bl. a. Heidrun og Kristin.

I analysene nedenfor vil resultatene i hovedsak bli vist fordelt på feltgruppe. Noen steder vil en i tillegg vise resultater fordelt etter utbyggingsfase.

1.2 Datagrunnlaget for den regionale konsekvensutredningen

1.2.1 RNB-rapporter som kildemateriale

Produksjonstall og økonomiske beregninger innenfor petroleumsvirksomheten foreligger på to hovednivåer:

- Operatørselskapenes årlige rapportering til myndighetene i forbindelse med Revidert Nasjonalbudsjett, de såkalte RNB-rapportene.
- Oljeselskapenes egne, interne økonomiberegninger, såkalte SIAM-rapporter eller tilsvarende.

I forbindelse med Revidert Nasjonalbudsjett rapporterer oljeselskapene årlig investeringsplaner, tidsinnfasing for felt, produksjonsprofiler og driftskostnader til myndighetene etter fastsatte regler. RNB-rapportene har den fordel som kildemateriale at de foreligger for alle felt og rørledninger som er utbygget, eller der det finnes klare utbyggingsplaner (utbyggingsklasse 0 – 4). Videre er disse rapportene offentlige dokumenter som følger et fast, strukturert mønster, og de oppdateres årlig. *RNB-rapportene for 2002 er derfor lagt til grunn for utredningen. (Ref 2)*

RNB-rapportene inneholder bare tall framover i tid. Historiske tall for utviklingen i Norskehavet fram til i dag, rapporteres ikke. Siden RKU-Norskehavet er ment å skulle gi en oversikt over hele utviklingen av petroleumsvirksomheten i Norskehavet, også historiske tall så langt de foreligger, har en derfor supplert RNB-rapportene med historiske tall, hentet fra annet kildemateriale som følger:

- For Åsgard og Norne er det brukt oppdaterte SIAM-rapporter når det gjelder historiske tall fra før år 2000.
- For Njord, Heidrun og Draugen er det brukt prisjusterte tall fra før år 2000, hentet fra datagrunnlaget (tidligere SIAM-rapporter) fra Agendas forrige RKU-Norskehavet fra 1998. (Ref 3)

Til sammen gir dette et noenlunde fullstendig datagrunnlag for feltutbygging, eksisterende rørledninger og forventede investeringer, inntekter og driftskostnader framover i tid. Det en ikke har tilstrekkelige data på er i første rekke leteboring. Det er ved årsskiftet 2001/02 boret til sammen 147 letebrønner i Norskehavet, men kostnadene for disse varierer betydelig og gode sumtall for kostnadene foreligger ikke. Videre mangler data

på en del framtidige utbyggingsprosjekter som enda ikke er kommet langt nok i planprosessen til at økonomiske beregninger foreligger. Disse er bare tatt med i investeringsoversikten i figur 3.2.

1.2.2 Pris- og skatteforutsetninger

I RNB-rapportene er investeringer og driftskostnader spesifisert, sammen med en forventet petroleumsproduksjon. Produksjonsinntektene, CO₂ avgift og skatter er ikke beregnet i RNB-rapportene, selv om det meste av datagrunnlaget for slike beregninger framgår. Beregningene er derfor gjort av Agenda. Vi har i beregningene lagt til grunn følgende forutsetninger:

- Alle tall er i faste 2001-kroner.
- Felles forutsetninger om oljepris, gasspris, NGL-pris, inflasjon, valuta mv fra RNB-rapportene er lagt til grunn
- Ved beregning av skatt har en forutsatt full skatteposisjon hos alle operatørselskaper
- CO₂ avgift er beregnet ut fra RNB og dagens utslippssatser.

1.2.3 Innfasing av fiktive felt

Som eksempler på framtidige utbyggingsprosjekter i Norskehavet har en som tidligere nevnt lagt til grunn tre fiktive felt, og foretatt økonomiske beregninger for disse. I mangel av økonomiske beregninger for de fiktive feltene, har en lagt til grunn tallmaterialet fra utbygging og drift av Kristin-feltet, med følgende antakelser:

FF1

3 x Kristin-feltet for alle inntekter og kostnader. Produksjonsperiode 2010-2029.

FF2

1 x Kristin-feltet for alle inntekter og kostnader. Produksjonsperiode 2015-2034.

FF3

1 x Kristin-feltet for alle inntekter og kostnader. Produksjonsperiode 2020-2039.

1.2.4 Rørledninger

Åsgard Gasstransport

Den store eksportrørledningen fra Åsgard til Kårstø har egen RNB-rapport, og er lagt inn i beregningene på linje med petroleumsfeltene. Mindre områdeinterne rørledninger som knytter de ulike felt opp mot

Åsgard Gasstransport er i varierende grad rapportert gjennom egne RNB-rapporter. Der slike rapporter ikke finnes, er kostnadene dels inne i tallmaterialet til det felt de kommer ifra, og dels inne som tariffer i Åsgard Gasstranport. Følgende datagrunnlag er benyttet:

Heidrun Gasstransport

Heidrun Gasstransport er inne i beregningene med driftskostnader av gasseksport fra Heidrun til Åsgard Transport. Investeringene i gassrøret er tatt av Heidrun Unit og rapportert i Heidruns RNB. Investeringene er foretatt i perioden 1998-2001.

Haltenpipe

Det beregnes ikke tariffinntekter for denne transporten siden felt og rørledning har samme eiere. Rørledningen inngår dermed i Heidrun-feltet.

Draugen gasseksport

Draugen Gasseksport (DGE) rapporteres i forbindelse med RNB. Rapporten dekker investering og drift av rørledninger fra Draugen til Åsgard Transportsystem. Det beregnes ikke tariffinntekter for denne transporten siden DGE og Draugen har samme eiere. Kostnadene er fratrukket de som er rapportert for Draugen-feltet.

Norne Gasseksport

Det blir ikke rapportert tariffer, da det ikke blir fakturert i Norne Gass-transport System (NGTS). Her er det lik eierfordeling i felt og rør, så den enkelte eier bokfører selv sine inntekter.

Framtidige gassrørledninger

Rørledninger fra Kristin-feltet til Åsgard og fra Ormen Lange-feltet til Møre eller Kårstø er framtidige rørledninger, der det foreløpig ikke foreligger verken trasevalg eller økonomiske beregninger. Disse rørledningene er derfor ikke tatt med i beregningsgrunnlaget. Det samme gjelder for øvrig gassrørledninger fra de fiktive feltene som er lagt inn i analysen.

2 SAMFUNNSMESSIG LØNNSOMHET VED VIRKSOMHETEN I NORSKEHAVET

2.1 Petroleumsvirksomheten i Norskehavet

2.1.1 Ressursgrunnlag og ressursfordeling

Totale utvinnbare petroleumsressurser i de feltene i Norskehavet som inngår i analysen, er i RNB 2002 beregnet til 1.986 millioner standard-kubikkmeter (Sm³) oljeekvivalenter. Disse ressursene fordeler seg på hovedprodukter som vist i tabell 2.1.

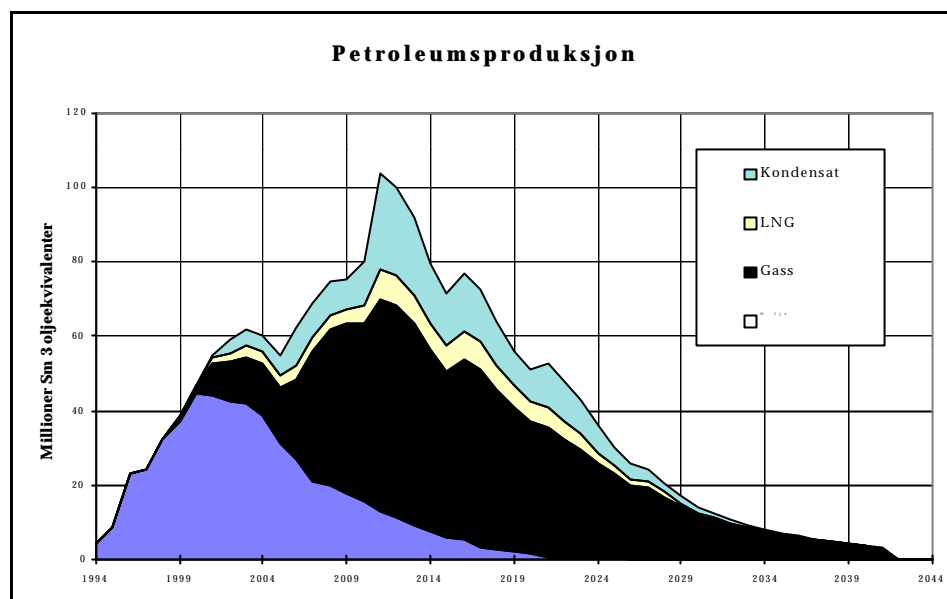
Tabell 2.1: Ressursgrunnlaget i Norskehavet fordelt på produkt. RNB 2002 samt tre fiktive felt.

Ressursgrunnlag	Mill Sm ³ olje-ekv.	Prosent
Olje	539	27%
Kondensat	290	15%
NGL	130	7%
Naturgass	1.027	51%
Sum ressursgrunnlag Norskehavet	1.986	100%
Norsk sokkel i alt (Fktahefte 2002)	9.902 (13.832 inkl. uoppdaget)	

Det framgår av tabellen at ressursgrunnlaget, omregnet til oljeekvivalenter, fordeler seg med 27% på olje, 15% på kondensat, 7% på NGL og 51% på naturgass. Norskehavet er altså, slik det ser ut i dag, i første rekke et gassområde, men inneholder også store mengder olje og kondensat. De feltene som inngår i denne analysen utgjør om lag 20% av ressursgrunnlaget (ekskl. uoppdagede ressurser) på norsk sokkel.

Ressursgrunnlaget i tabellen er i henhold til beregninger foretatt til RNB 2002, og omfatter bare ressursklasse 0 – 4. Felt uten klare utbyggingsplaner i ressursklasse 5 – 9, er ikke tatt med. I stedet har en altså lagt inn tre fiktive felt i analysen.

Ressursgrunnlaget i tabellen er videre basert på dagens produksjonsteknologi. Ny produksjonsteknologi i årene framover vil trolig medføre at man får opp en større andel av petroleumsressursene i undergrunnen enn det man gjør i dag. Ressursgrunnlaget i de feltene som inngår i analysen vil derfor trolig øke over tid. I tillegg vil temmelig sikkert en rekke nye felt komme til, både felt som i dag inngår i ressursklasse 5-9, og andre felt som enda ikke er funnet.

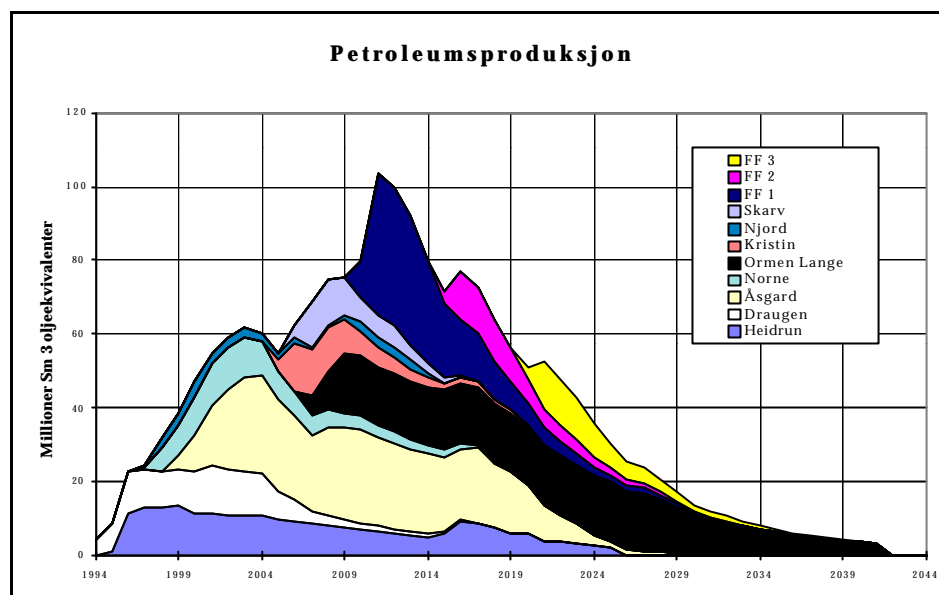


Figur 2.1: Årlig petroleumsproduksjon oppdelt på petroleumstype, fordelt over tid, millioner Sm³ oljeequivalenter (oe). RNB 2002 samt fiktive felt.

Alt tyder derfor på at petroleumsvirksomheten i Norskehavet vil bli mer omfattende enn det som framgår av denne regionale konsekvensutredningen.

Norskehavet er et ungt petroleumsområde der produksjonen først startet opp i 1993. Forventet petroleumsproduksjon fordelt på petroleumprodukt og tid, framgår av figur 2.1. Det framgår av figuren at hovedtyngden av de produserte ressursene fram til i dag består av olje. Dette er helt typisk i startfasen på et petroleumsområde, der nødvendig infrastruktur for transport av gass og NGL mangler. Olje og kondensat er stabile produkter som kan bøyelastes fra feltet og fraktes på skip. Disse produktene tas dermed ut først, mens NGL og gass gjerne blir reinjisert i reservoaret, i påvente av en transportutløsning. En slik løsning ble f.eks. valgt ved utbyggingen av Heidrun og Norne. Uttak av gass fra Heidrun startet da Haltenpipe var installert, og anlegget på Tjeldbergodden var produksjonsklart.

Hovedtyngden av de påviste petroleumsressursene i Norskehavet består imidlertid av gass. Disse ressursene kunne først utløses da eksportørledningen Åsgard Transport sto klar i 1999. I årene framover ventes gass å utgjøre en stadig større del av produksjonen i Norskehavet. Trolig vil en også få en ny transportørledning sørover når Ormen Lange er klar til produksjon rundt 2006, og kanskje en tredje rørledning dersom nye felt svarer til forventningene. Dette vet en imidlertid lite om foreløpig.



Figur 2.2: Årlig petroleumsproduksjon oppdelt på feltgrupper, fordelt over tid, millioner Sm³ oljeekvivalenter. (oe)

2.1.2 Fordeling av ressursgrunnlaget på feltgrupper.

Samlet petroleumsproduksjon i Norskehavet i perioden 1994 – 2042, fordelt på feltgrupper, framgår av figur 2.2.

En ser av figuren at produksjonen øker raskt fra rundt 50 millioner Sm³ oljeekvivalenter pr år i dag, til 60 millioner Sm³ oljeekvivalenter i 2004 og 75 millioner Sm³ oljeekvivalenter pr år i 2009. Deretter begynner produksjonen, slik det ser ut i dag, å avta igjen, med mindre nye felt fases inn. Som eksempel på dette har en altså lagt inn tre fiktive felt som bringer produksjonen i Norskehavet opp i over 100 millioner Sm³ oljeekvivalenter pr år i 2012. Deretter faller produksjonen gradvis fram mot 2042, men her vil mye skje i mellomtiden, og nye felt vil bli satt i produksjon. Petroleumsproduksjonen i Norskehavet har derfor trolig perspektiver langt utover det som framgår av figur 2.1.

Den største feltgruppen i Norskehavet er Åsgard, som i beregningene også består av Mikkell, Lavrans og Tyrihans Sør. Denne feltgruppen kan vise seg å bli enda større i tiden framover, da det er mange mindre felt i området som trolig vil bli faset inn etter hvert. Ellers ser en av figur 2.2 at Ormen Lange er et meget stort felt. Det samme gjelder trolig fiktivt felt 1, men her er ressursgrunnlaget enda svært usikkert.

Tidsinnfasingen av petroleumsproduksjonen i Norskehavet fordelt på feltgrupper, framgår av tabell 2.2. Det framgår av tabellen at Norskehavet fortsatt er et ungt petroleumsområde der bare 12% av de reservene som ligger inne i RNB-rapportene er produsert. Fordelt på felt ser en at Draugen har tatt ut vel halvparten av sin forventede produksjon, mens

Njord, Heidrun og Norne har tatt ut rundt en tredjedel. Det største feltet som i dag er i produksjon, Åsgard, har nettopp startet opp.

Tabell 2.1: Petroleumsproduksjon fordelt på feltgruppe og tidsperiode

	1994-2001	2002-2010	2011-2020	Etter 2020	Sum
Heidrun	31 %	35 %	28 %	6 %	100 %
Draugen	55 %	41 %	4 %	0 %	100 %
Åsgard	6 %	46 %	41 %	7 %	100 %
Norne	32 %	55 %	13 %	0 %	100 %
Ormen Lange	0 %	11 %	38 %	51 %	100 %
Kristin	0 %	70 %	28 %	2 %	100 %
Njord	35 %	41 %	24 %	0 %	100 %
Skarv	0 %	69 %	31 %	0 %	100 %
FF 1	0 %	4 %	87 %	9 %	100 %
FF 2	0 %	0 %	70 %	30 %	100 %
FF 3	0 %	0 %	4 %	96 %	100 %
Totalt	12 %	30 %	39 %	19 %	100 %

Framover i tid endrer dette seg raskt. En ser av tabellen at fram til 2010 ventes hele 30 % av reservene å bli produsert, og ytterligere 39 % fram til 2020. Det som er igjen etter 2020 er dermed, slik det i dag ser ut, bare 19% av reservene, men her vil altså nye felt trolig bli faset inn i mellomtiden.

2.2 Inntekter ved petroleumsvirksomheten i Norskehavet

Beregnete inntekter av petroleumsproduksjon på de felt som er inne i beregningsgrunnlaget, er vist i figur 2.3 fordelt på feltgrupper og tid. I inntektsberegningene er det lagt inn felles enhetspriser på produktene i henhold til RNB 2002. (Ref 2) Disse er som følger:

- Olje: 786 kr pr.Sm³, referert feltet
- Kondensat: Samme som olje
- NGL: 900 kr pr tonn, referert Kårstø
- Naturgass: 60 øre pr Sm³ referert Kårstø

Det understrekes at petroleumsprisene varierer betydelig over tid og er vanskelige å prognostisere. Inntektsberegningene inneholder derfor betydelig usikkerhet.

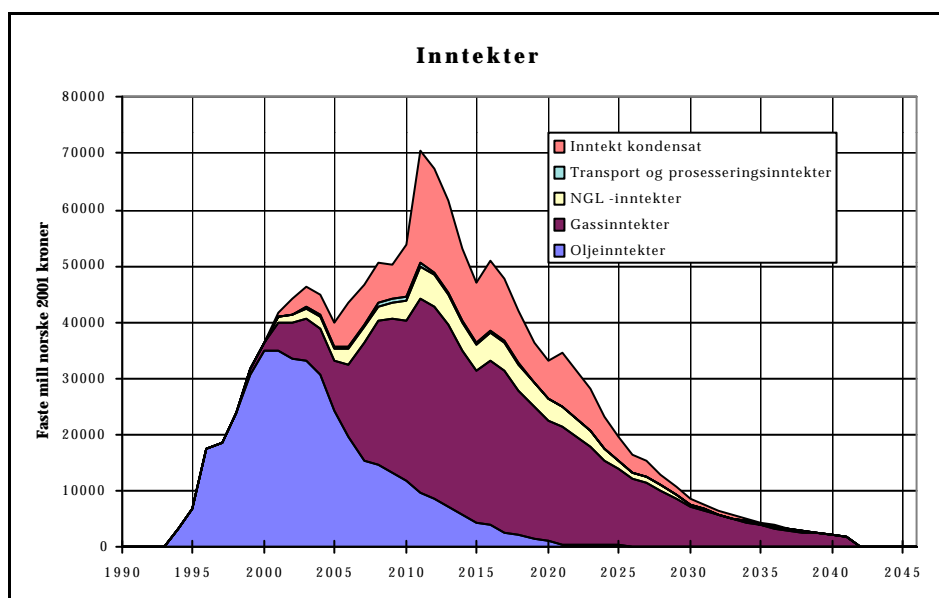
Samlede inntekter av petroleumsproduksjonen i Norskehavet er beregnet til rundt 1.358 milliarder kr, fordelt over nær 50 år i perioden 1994–2042 som vist i tabell 2.2. Dette fordeler seg med vel 30% på oljeinntekter, rundt 17% på kondensatinntekter, 7% på inntekter av NGL og 45% på

inntekter av salg av gass. I tillegg kommer transport og prosesserings inntekter på noe under 1%.

Tabell 2.2: Inntekter av petroleumsproduksjonen i Norskehavet fordelt på produkt. RNB 2002 samt tre fiktive felt. Milliarder 2001-kr.

Produkt	Inntekt i milliarder kr	Prosent
Olje	417	30%
Kondensat	228	17%
NGL	90	7%
Naturgass	616	45%
Transport og prosessering	7	1%
Sum ressursgrunnlag	1.358	100%

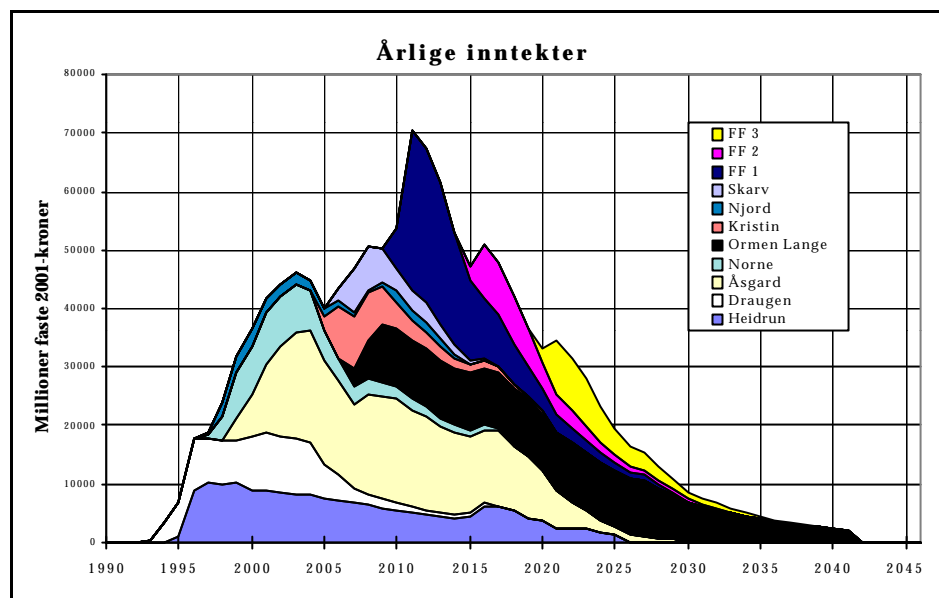
1,36 billioner 2001-kr i inntekter fra petroleumsproduksjonen i Norskehavet er mer enn den samlede verdiskapningen i Norge i løpet av et år målt ved bruttonasjonalproduktet, og utgjør alene mer enn to hele statsbudsjett. Selv om inntektene fordeles over 50 år, er det likevel svært store beløp det her dreier seg om, og et betydelig tilskudd til norsk nasjonaløkonomi.



Figur 2.3: Inntekter av petroleumsproduksjonen i Norskehavet fordelt etter type. RNB 2002 samt tre fiktive felt. Millioner 2001-kroner

En fordeling av de samlede inntektene ved petroleumsproduksjonen i Norskehavet på produkter og tid, framgår av figur 2.3. En ser av figuren at oljeproduksjon gir de største inntektene i Norskehavet i perioden 1994 – 2020. Kondensat og NGL har hovedtyngden i perioden 2000 – 2030, mens gassproduksjonen ventes å gi inntekter, og etter hvert svært store inntekter, i hele perioden 2000 – 2042. I tillegg kommer mindre proses-

serings- og transportinntekter som følge av at et felt eller Rørlednings-selskap yter tjenester til andre felt. Særlig gjelder dette Åsgard Transport som frakter gass fra mange felt i Norskehavet.



Figur 2.4: Inntekter av petroleumsproduksjonen i Norskehavet fordelt etter feltgrupper og tid. Millioner 2001-kroner

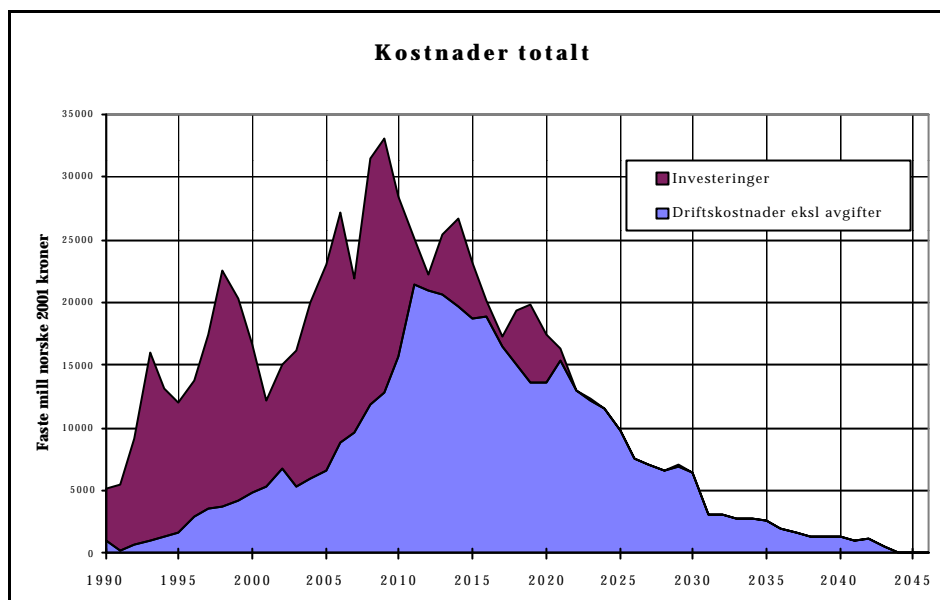
En fordeling av inntektene fra salg av petroleum i Norskehavet på feltgruppe, framgår av figur 2.4. Det framgår av figuren at de årlige produksjonsinntektene øker raskt opp mot en foreløpig topp på rundt 45 milliarder 2001-kr i år 2003. Etter en svak nedgang rundt 2005, øker de årlige inntektene videre til rundt 50 milliarder 2001-kr rundt 2010, og kommer helt opp i 70 milliarder 2001-kr i 2012 dersom innfasingen av fiktivt felt 1 følger de forutsetninger som er lagt inn. Men dette er høyst usikkert. Etter 2012 faller inntektene, slik det nå ser ut, raskt utover mot 2040. Men nye felt vil altså trolig bli funnet og faset inn underveis.

2.3 Kostnader ved petroleumsvirksomheten i Norskehavet

Kostnadene ved petroleumsproduksjonen består dels av investeringer i feltutbygging og rørledninger, og dels av driftskostnader for disse installasjonene i driftsperioden. Leteboringskostnader og avviklingskostnader er ikke med, da det ikke foreligger tall for disse. Videre er produksjonsavgifter og CO₂ avgift til staten trukket ut, da dette er avgifter, og ikke kostnader i vanlig forstand.

Investeringskostnader og driftskostnader ved petroleumsproduksjonen i Norskehavet over tid, framgår av figur 2.5. Det framgår av figuren at investeringskostnadene er størst i starten av et petroleumsområdes utvik-

ling, og at disse i Norskehavet har vist en svært varierende utvikling over tid. Etter hvert som flere felt kommer i produksjon, øker de årlige driftskostnadene gradvis, og ventes å bli større enn investeringskostnadene fra rundt 2008. Etter 2022 opphører investeringene i de felt en i dag har tallmateriale for, og en står igjen med driftskostnadene de 20 siste årene. Her vil det imidlertid temmelig sikkert bli store endringer underveis.



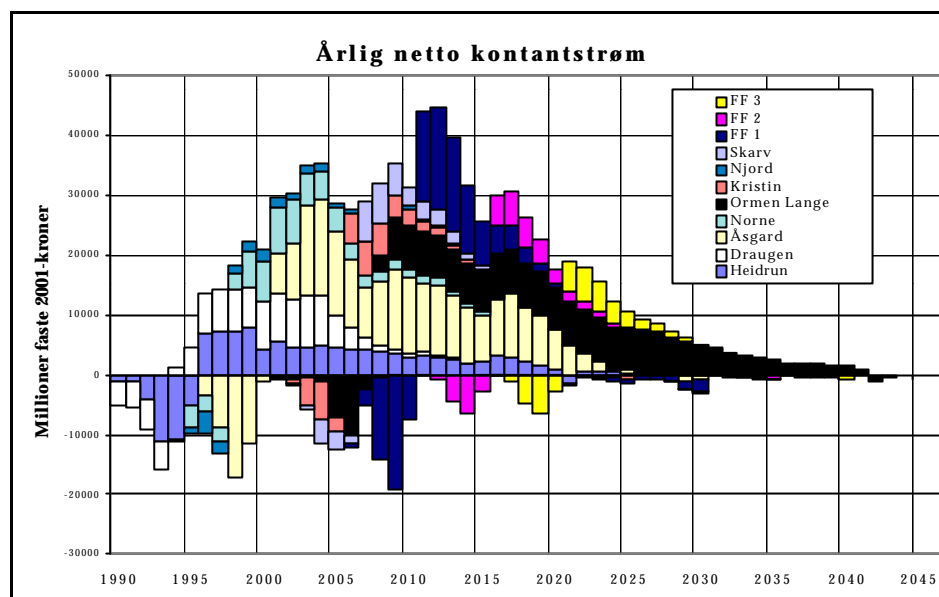
Figur 2.5: Samlede kostnader pr år i Norskehavet, fordelt på utbyggings- og driftskostnader. Millioner 2001-kroner

Når det gjelder tidsinnfasingen, ser en at de samlede kostnadene kommer helt opp i rundt 33 milliarder 2001-kr i år 2008. Nær halvparten av dette er investeringer, i stor grad i fiktivt felt 1. Det kan imidlertid tenkes at tidsinnfasingen her er noe optimistisk, og at en del av disse investeringene strekkes mer ut over tid.

Samlet er kostnadene ved petroleumsproduksjonen i Norskehavet beregnet til 719 milliarder 2001-kr fordelt over mer enn 50 år i perioden 1989 – 2042. Dette fordeler seg med 304 milliarder 2001-kr i investeringer, og 415 milliarder 2001-kr i driftskostnader. I tillegg påløper det til sammen 29 milliarder 2001-kr i produksjons og CO₂ avgifter til Staten som her er trukket ut.

2.4 Samfunnsmessig lønnsomhet ved petroleumsvirksomheten i Norskehavet

Kombinerer en det samlede inntektsbildet i avsnitt 2.2 med kostnadsbildet i avsnitt 2.3, får en et bilde av netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten i Norskehavet. I figur 2.6 er årlig kontantstrøm i Norskehavet fordelt på feltgrupper. I figuren vil det være både positive og



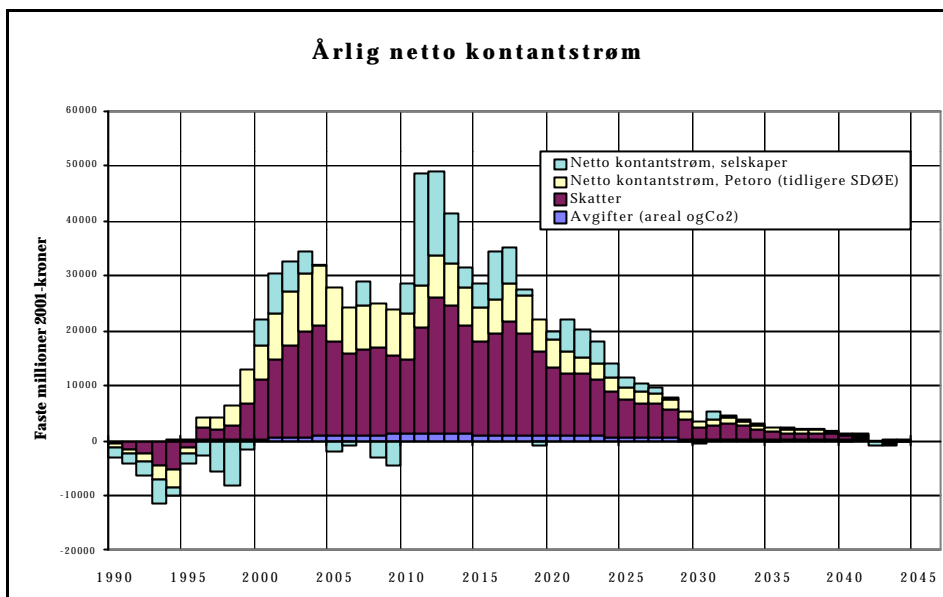
Figur 2.6: Samlet årlig kontantstrøm fordelt på feltgruppe

negative kontantstrømmer, fordi noen feltgrupper i en investeringsfase vil ha negativ kontantstrøm, mens andre som er i driftsfasen har positive kontantstrømmer.

Det framgår av figuren at petroleumsvirksomheten i Norskehavet etter 8 år med investeringskostnader større enn produksjonsinntektene, for første gang fikk en positiv årlig kontantstrøm i 1998. Netto kontantstrøm var fortsatt beskjeden et par år til, og tok først av for alvor i år 2001, etter at Åsgard-feltet var klart for produksjon, og eksportrørledningen Åsgard Transport sto klar til å frakte gass og NGL sørover.

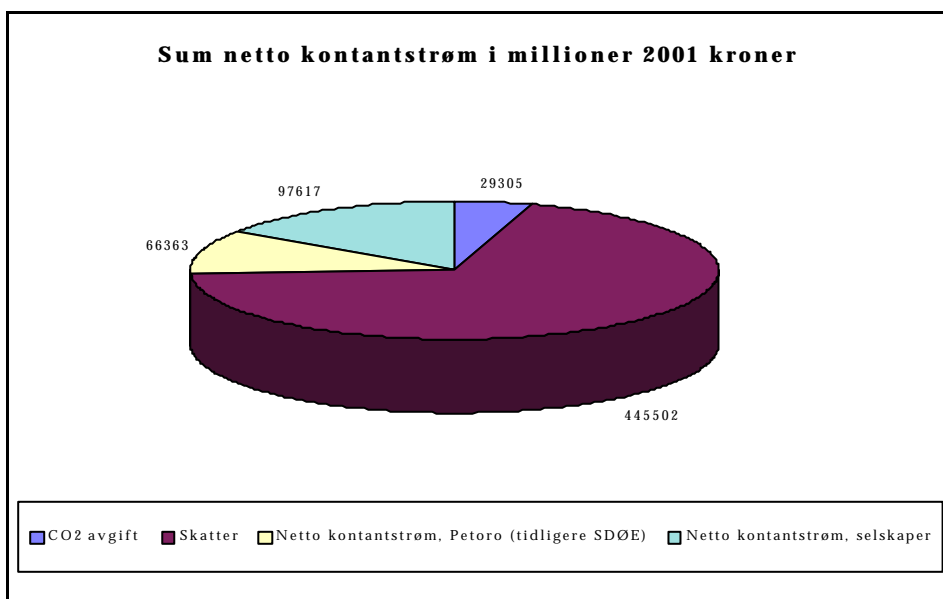
I dag gir petroleumsvirksomheten i Norskehavet en betydelig netto kontantstrøm til det norske samfunn. I årene framover ventes årlig netto kontantstrøm å øke raskt helt opp mot 25 – 30 milliarder 2001-kr pr år rundt 2005, for så å falle betydelig fram mot 2010, mens investeringer først i Ormen Lange, og deretter i fiktivt felt 1 pågår. Deretter får en på ny en topp i netto kontantstrøm på helt opp mot 40 milliarder 2001-kr pr år rundt 2012, når disse feltene kommer i produksjon, før netto kontantstrøm igjen faller langsomt, etter hvert som stadig flere felt tømmes.

Figur 2.7 viser netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten i Norskehavet fordelt på mottaker og tid. Mottakere er her staten gjennom petroleumsskatter, CO₂-avgift og produksjonsavgift, videre statens oljeselskap Petoro som forvalter statens direkte eierandel i feltene, og til slutt oljeselskapene som deltar i petroleumsvirksomheten i Norskehavet. Også her kan en noen år ha både positive og negative tall, fordi enkelte aktører kan ha positiv kontantstrøm, samtidig som andre har negativ.



Figur 2.7: Netto årlig kontantstrøm fordelt på mottaker

En ser av figuren at netto kontantstrøm fordelt på mottaker følger samme forløp som netto kontantstrøm fordelt på felt, men med mindre positive og negative utslag i de enkelte år som følge av skattereglenes fradragsmuligheter.



Figur 2.8: Samlet netto kontantstrøm fordelt på mottaker. Millioner 2001-kroner
 Mer interessant blir fordelingen på mottakere når en summerer opp netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten i Norskehavet over hele perioden 1990 – 2042. Dette framgår av figur 2.8. Figuren viser sum netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten i Norskehavet i perioden 1990 – 2042, fordelt på mottaker, i 2001-kr. En ser av figuren at netto kontantstrøm fordeler seg med 445 milliarder 2001-kr eller 70% på skatter til

staten. Staten får videre vel 29 milliarder kr eller 5% av netto kontantstrøm på CO₂ og produksjonsavgifter, statens oljeselskap Petoro får vel 66 milliarder kr eller 10% for sin eierandel, mens vel 97 milliarder 2001-kr eller 15% av verdiskapningen tilfaller oljeselskapene som deltar i petroleumsvirksomheten i Norskehavet.

Samlet ventes petroleumsvirksomheten i Norskehavet i perioden 1990 – 2042 å gi en netto verdiskapning for det norske samfunn på nær 639 milliarder 2001-kr. Dette er omtrent like mye som et statsbudsjett, og utgjør omtrent halvparten av den samlede norske verdiskapning i et enkeltår, målt ved bruttonasjonalproduktet.

Av den samlede netto kontantstrøm får staten 541 milliarder 2001-kr eller 85% i skatter og avgifter og gjennom sin egen deltakelse. Oljeselskapenes andel av verdiskapningen er bare 15%, men dette utgjør likevel 97 milliarder 2001-kr, så det er trolig vel verdt for selskapene å delta i dette likevel.

3 LEVERANSER TIL PETROLEUMSVIRKSOMHETEN I NORSKEHAVET

3.1 Bruk av inntektene fra petroleumsvirksomheten i Norskehavet

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

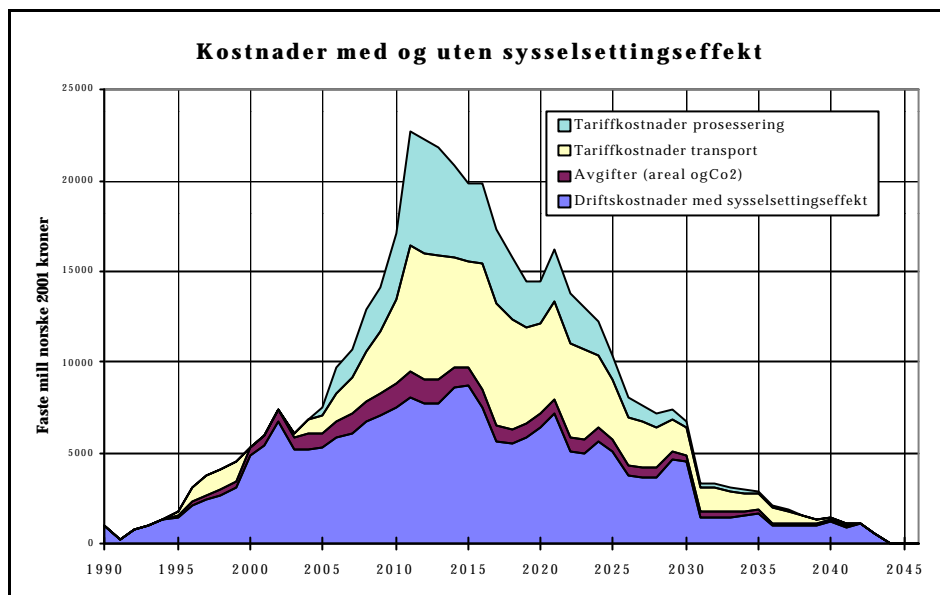
Det er imidlertid ikke bare inntektssiden av petroleumsvirksomheten som gir sysselsettingsvirkninger. Investeringer i feltutbygginger og rørledninger, og senere drift av disse installasjonene, gir betydelige vare- og tjenesteleveranser både fra norsk næringsliv, og fra næringslivet i Midt-Norge. Dette gir i sin tur betydelige sysselsettingsvirkninger både nasjonalt og regionalt i tillegg til den direkte sysselsettingen i selve oljevirksomheten.

I resten av denne rapporten skal en skal en gå nærmere inn på kostnads-siden av petroleumsvirksomheten i Norskehavet, og studere hvilke vare- og tjenesteleveranser fra norsk og regionalt næringsliv som virksomheten har behov for, og hvilke sysselsettingseffekter dette er beregnet til å gi.

3.2 Kostnader i Norskehavet med sysselsettingseffekt

De samlede investeringskostnader og driftskostnader ved petroleumsvirksomheten i Norskehavet i perioden 1990 – 2042 er beregnet til 719 milliarder 2001-kr, fordelt med 304 milliarder 2001-kr på investeringer og 415 milliarder 2001-kr på drift. I tillegg kommer 29 milliarder 2001-kr i produksjonsavgifter og CO₂ avgifter til staten.

For norsk og regionalt næringsliv gir dette store vare- og tjenesteleveranser med tilhørende sysselsettingseffekter. Investeringskostnadene gir dels norske og dels utenlandske vare- og tjenesteleveranser avhengig av hvor verdiskapningen skjer. I beregningene nedenfor anslås en norsk andel av verdiskapningen, som så legges til grunn for sysselsettingsberegningene. Når det gjelder driftskostnadene, så vil disse i all hovedsak



Figur 3.3.1: Driftskostnader i Norskehavet med og uten sysselsettingseffekt

være norske leveranser. Det er imidlertid ikke alle typer driftskostnader som gir sysselsettingseffekter. Dette framgår av figur 3.1.

Figur 3.1 viser driftskostnader for petroleumsvirksomheten i Norskehavet fordelt på hovedtype og år, for hele perioden 1990 – 2042. Hensikten med fordelingen er å vise hvilke deler av driftskostnadene som gir sysselsettingseffekter.

En ser av figuren at en stor del av driftskostnadene er beregnede tariffkostnader til prosessering og transport av petroleum. Disse oppstår ved at et felt sender sine petroleumprodukter til et annet felt for behandling der ved hjelp av mottakers prosessanlegg, eller ved at man leier transportkapasitet for petroleum av andre aktører, særlig Åsgard Transport.

I den grad tariffene reflekterer de reelle kostnadene ved disse tjenester, er tariffkostnadene virkelige nok. For norsk næringsliv er likevel disse tariffkostnadene bare interne overføringer mellom aktørene innen petroleumproduksjonen i Norskehavet, og gir ingen eksterne vare- og tjenesteleveranser utover plattformenes og rørledningenes ordinære driftsleveranser som allerede inngår på kostnadssiden i analysen. Dermed oppstår heller ingen ytterligere sysselsettingseffekter som følge av dette, og tariffkostnadene må trekkes ut av beregningsgrunnlaget når sysselsettingseffektene av vare og tjenesteleveransene skal beregnes.

Det samme gjelder produksjonsavgifter og CO₂ avgifter til staten. Dette er rene avgifter som ikke gir sysselsettingsvirkninger tilknyttet petroleumsvirksomheten, men som eventuelt kan gi sysselsettingsvirkninger tilknyttet statlig forbruk. Slike virkninger er ikke med i analysen.

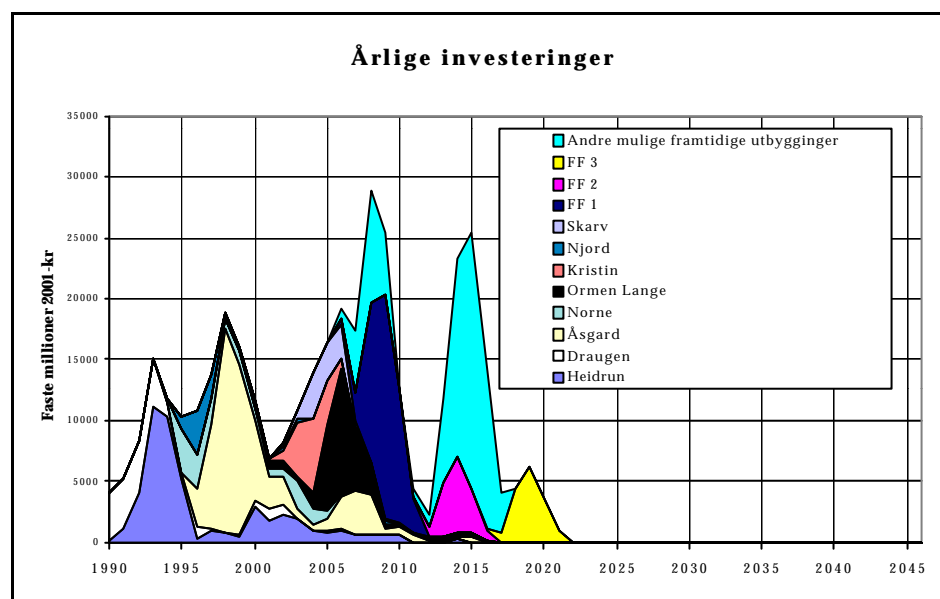
Tilbake står ordinære driftskostnader ved produksjonen i Norskehavet. I all hovedsak er dette norske vare- og tjenesteleveranser som det er mulig

å beregne. Til sammen utgjør disse leveransene 218 milliarder 2001-kr, fordelt over rundt 50 år. I tillegg kommer norsk andel av verdiskapningen i investeringer for 304 milliarder 2001-kr, som også gir leveranse- og sysselsettingsvirkninger. En skal i resten av denne studien gå nærmere inn på disse kostnadene og hvilke virkninger de har i det norske samfunn.

3.3 Norske vare- og tjenesteleveranser til petroleumsvirksomheten i Norskehavet

3.3.1 Årlige investeringer i Norskehavet

Samlede investeringer i Norskehavet er beregnet til 304 milliarder 2001-kr i perioden 1990 - 2022. I disse tallene inngår investeringer i alle felt i utbyggingsklasse 0-4, og i tillegg tre fiktive felt, basert på konkrete utbyggingsprospekter. I tillegg til dette foreligger det grove investeringsanslag for prospekter i utbyggingsklasse 5-9, som ikke inngår i de fiktive feltene. Investeringsanslagene i utbyggingsklasse 5-9 utgjør til sammen 82 milliarder 2001-kr, fordelt over perioden 2005 – 2016.



Figur 3.2: Årlige investeringer fordelt på feltgrupper. 2001-kr

I figur 3.2 er de samlede investeringer i Norskehavet, også utbyggingsklasse 5-9, vist fordelt på feltgruppe og tid. En ser av figuren at de ulike investeringsprosjektene er svært konsentrert i tid, og derfor har store investeringstopper. Den første investeringstoppen i Norskehavet var i 1993, med Heidrun og Draugen som brakte samlet investeringsbeløp opp i rundt 15 milliarder 2001-kr. Den neste toppen var på rundt 18 milliarder 2001-kr i 1998, i hovedsak som følge av Åsgard, herunder også Åsgard Transport. Framover ventes enda høyere investeringstopper. Den første av disse ventes i 2006 med rundt 19 milliarder 2001-kr, i hovedsak som følge av Ormen Lange. Den neste og høyeste investeringstoppen ventes i

2008 med hele 28 milliarder 2001-kr som følge av en samtidig utbygging av fiktivt felt 1 og felt i utbyggingsklasse 5-9. Tidsinnfasingen her er imidlertid foreløpig svært usikker.

Den siste store investeringstoppen i figur 3.2 ventes i 2015 med rundt 25 milliarder 2001-kr. Tidsinnfasingen her er også svært usikker, da dette i hovedsak består av investeringer i felt i utbyggingsklasse 5 – 9. For disse feltene foreligger det bare grove investeringsanslag, ikke ressursgrunnlagsberegninger, og ikke økonomitall. Disse feltene er tatt med i figur 3.2 for å vise de samlede utviklingsperspektivene i Norskehavet, slik de i dag ser ut. De inngår ikke andre steder i analysen.

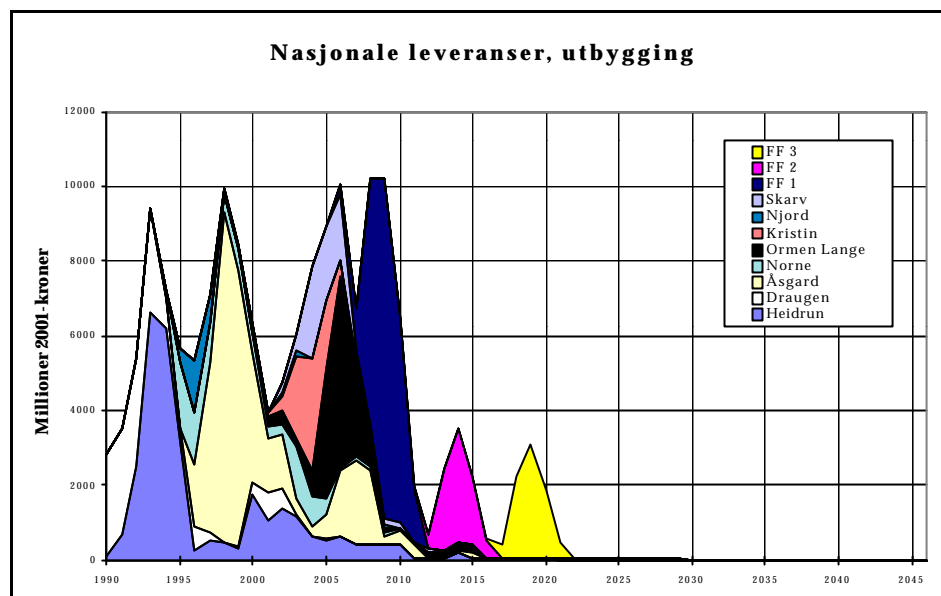
Samlet strekker investeringene i Norskehavet seg, slik det nå ser ut, over vel 30 år i perioden 1990 – 2022. Her vil det imidlertid temmelig sikkert komme til en rekke nye prosjekter i mellomtiden, som vil forlenge investeringsperioden i Norskehavet langt utover 2022.

3.3.2 Vare- og tjenesteleveranser i utbyggingsfasen

For alle felt i drift eller under utbygging i Norskehavet er det gjennomført konsekvensutredninger der det blant annet er gjort vurderinger av beregnet norsk andel av verdiskapningen i totalinvesteringene, i form av vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv. En har også beregnet norske leveranseandeler i driftsfasen. Dette gir grunnlag for en beregning av hvilke leveranser som ventes å ville tilfalle norsk næringsliv, og hvilke sysselsettingsvirkninger dette ventes å medføre.

I den regionale konsekvensutredningen har en ikke kunnet gå detaljert inn på leveransestrukturen til hver feltutbygging. I beregningene nedenfor har en derfor som hovedregel lagt til grunn de leveranseandeler som er beregnet i det enkelte felts konsekvensutredning, og bare justert denne der det har foregått konseptendringer underveis i utbyggingsprosjektet. For Ormen Lange-feltet er det lagt til grunn en offshoreutbygging der det enda ikke er gjennomført konsekvensutredning. Her har en estimert norsk leveranseandel ut fra tidligere beregninger av liknende utbyggingskonsept. For de tre fiktive feltene er det Kristin-utbyggingsens beregnede leveranseandeler som er lagt til grunn.

De beregnede norske vare- og tjenesteleveransene til feltene i Norskehavet framgår av figur 3.3 og tabell 3.1. Det framgår av tabellen at de samlede norske vare- og tjenesteleveransene til utbyggingsprosjektene i Norskehavet er beregnet til vel 166 milliarder 2001-kr. Dette gir en samlet norsk andel av verdiskapningen i investeringsprosjektene på 55%. Beregnet norsk leveranseandel varierer fra hele 70% ved Draugen-utbyggingen, til langt mer beskjedne 40% ved utbygging av Njord. I Draugens tilfelle skyldes den høye norske leveranseandelen at feltet er



Figur 3.3: Beregnede norske vare- og tjenesteleveranser fordelt på feltgruppe og tid

Tabell 3.1 Investeringer og nasjonale leveranseandeler

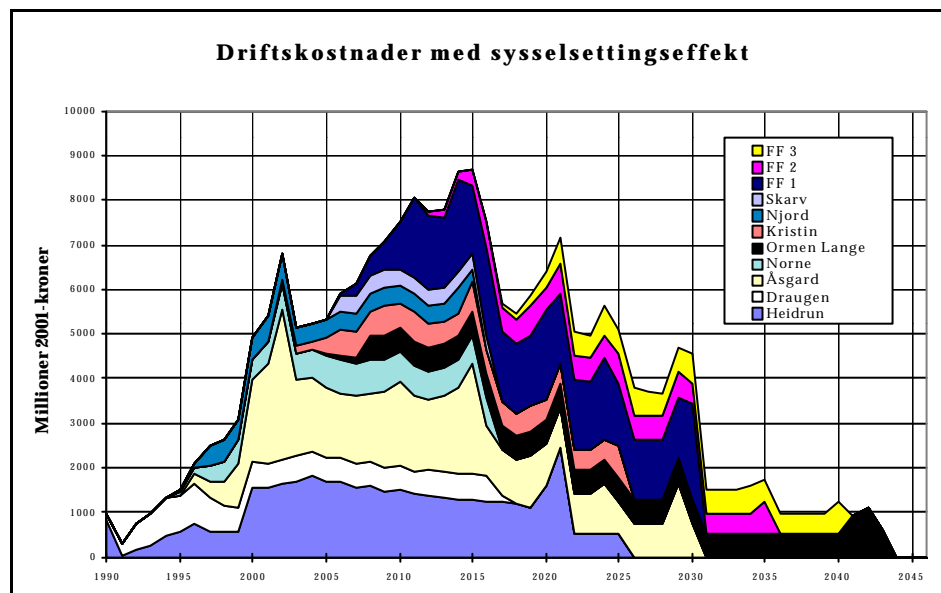
	Investeringer Mill 2001-kr	Norske leveranser	
		Andel	Mill 2001-kr
Heidrun	49759	60 %	29856
Åsgard	55670	53 %	29505
Mikkel	2461	64 %	1575
Draugen	21816	70 %	15271
Ormen Lange	28805	50 %	14403
Skarv	11755	65 %	7641
Lavrans	3183	65 %	2069
Tyrihans sør	6781	65 %	4408
Norne	15260	50 %	7630
Njord	9474	40 %	3790
Kristin	15990	50 %	7995
Svale	3275	65 %	2129
FF1	47970	50 %	23985
FF2	15990	50 %	7995
FF3	15990	50 %	7995
Totalt	304180	55 %	166245

bygget ut med en stor norskbygget betongplattform plassert på havbunnen. I Njords tilfelle er utbyggingskonseptet et produksjonsskip bygget i utlandet, noe som naturlig nok gir en vesentlig lavere beregnet norsk leveranseandel. En ser ellers at norsk leveranseandel til det største feltet i Norskehavet, Åsgard, bare er beregnet til 53%, selv om dette

prosjektet også har en stor betongplattform. Dette skyldes at også gassrørledningen Åsgard transport fra Åsgard til Kårstø, inngår i disse beregningene. En slik gassrørledning har vanligvis bare en beregnet norsk leveranseandel rundt 30%, og trekker dermed total beregnet leveranseandel for Åsgard noe ned.

I figur 3.3 er de beregnede norske vare- og tjenesteleveransene fordelt på felt og tid. En ser at figuren i hovedsak viser samme utviklingsforløp som beskrevet under figur 3.2, men på et lavere nivå, siden det bare er norsk andel av leveransene som inngår. En ser også at felt i utbyggingsklasse 5 – 9 her ikke er med i beregningene.

Det understrekes at de norske leveranseandelene er beregnede tall, gjennomført før utbyggingen startet. Tallene inneholder derfor betydelig usikkerhet. Det er i liten grad gjort etterstudier som viser hva norsk andel av verdiskapningen faktisk ble ved de ulike utbyggingskonseptene.



Figur 3.4: Kostnader med sysselsettingseffekt fordelt per feltgruppe over tid

3.3.3 Vare og tjenesteleveranser til drift av feltene i Norskehavet

I figur 3.1 skilte en ut de delene av driftskostnadene i Norskehavet som vil ha leveransevirksomheter med tilhørende sysselsettingseffekter. I figur 3.4 er disse driftskostnadene fordelt på feltgrupper og tid. En ser av figuren at de feltene i Norskehavet som har de største leveransevirksomhetene i driftsfasen er Åsgard og Heidrun. Fiktivt felt 1 ventes også å gi store norske leveranser, mens Ormen Lange ventes å ville gi noe mindre årlige leveranser, men fordelt over svært lang tid.

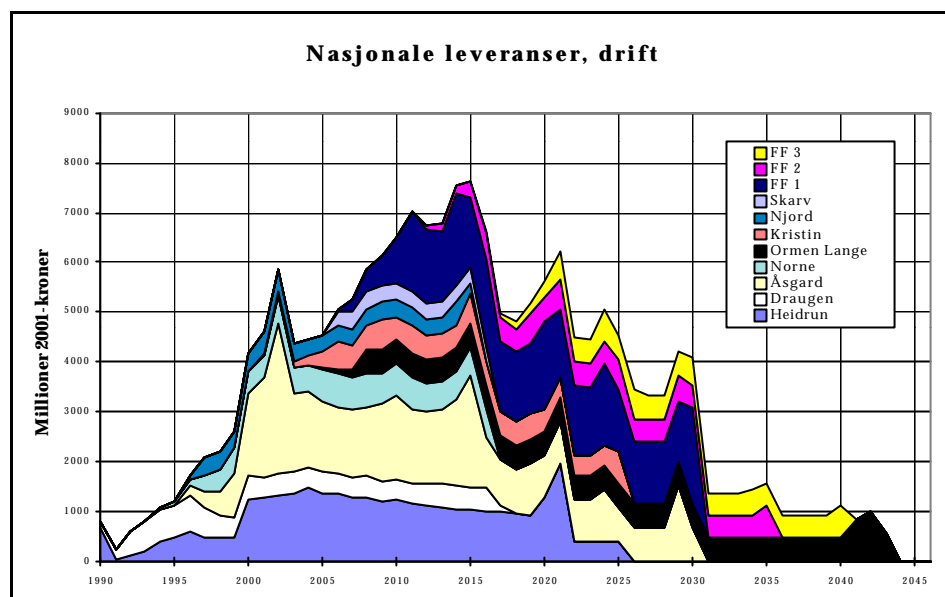
Tabell 3.2: Driftskostnader med sysselsettingseffekt og nasjonale leveranseandeler

	Driftskost Mill 2001-kr	Norske leveranser	
		Andel	Mill 2001-kr
Heidrun	40272	80 %	32217
Åsgard	41529	90 %	37376
Mikkel	1282	95 %	1218
Draugen	15529	80 %	12423
Ormen Lange	20879	90 %	18791
Skarv	4033	90 %	3630
Lavrans	1162	90 %	1046
Tyrihans sør	2505	90 %	2255
Norne	11216	90 %	10094
Njord	8262	82 %	6775
Kristin	11700	90 %	10530
Svale	1315	90 %	1184
FF1	35101	90 %	31591
FF2	11700	90 %	10530
FF3	11700	90 %	10530
Totalt	218185	87 %	190190

Beregnet norsk andel av driftsleveranser med sysselsettingseffekt framgår av tabell 3.2. En ser av tabellen at det aller meste av disse leveransene vil komme fra norsk næringsliv. Samlet sett er norske leveranser med sysselsettingseffekt til drift av feltene i Norskehavet, beregnet til 190 milliarder 2001-kr fordelt over 53 år i perioden 1990 – 2043. Dette utgjør hele 87% av de samlede driftsleveranser med sysselsettingseffekt, og viser at drift av petroleumfelt på norsk kontinentalsokkel i stor grad er en nasjonal oppgave. Går en nærmere inn på forskjellen mellom felt, finner en at variasjonene er forholdsvis små, fra rundt 80% norsk andel på Heidrun og Draugen, til hele 95% på Mikkel.

I figur 3.5 er beregnede norske leveranser med sysselsettingsvirkninger fordelt på felt og tid. Med så høye norske leveranseandeler som det som framgår i tabell 3.2, følger figuren naturlig nok samme forløp som de totale driftskostnadene med sysselsettingseffekt i figur 3.4, bare på et litt lavere nivå.

Også i driftsfasen vil beregnet norsk leveranseandel inneholde usikkerhet, men denne er mindre enn i investeringsfasen, da de fleste vare- og tjenesteleveransene i driftsfasen uansett normalt vil være norske leveranser.



Figur 3.5: Beregnede norske vare- og tjenesteleveranser i driftsfasen fordelt per feltgruppe over tid.

3.4 Regionale leveranser fra midt-norsk næringsliv

Konsekvensutredningene for petroleumfeltene i Norskehavet, viser også beregnede regionale leveranseandeler i prosent av de samlede norske vare- og tjenesteleveransene. Med regionale leveranser menes for de fleste felt Midt-Norge, dvs fylkene Møre og Romsdal, Sør Trøndelag og Nord Trøndelag. For de nordligste feltene, Norne og Skarv, vil også Nordland være med i regionbegrepet. Dette skaper en viss inkonsistens, men dette vil i praksis spille liten rolle da Nordland har svært få aktive leverandører til petroleumsutbyggingene i Norskehavet, og Nordlands næringsliv har deltatt lite i driften av de sørlige feltene på Haltenbanken. At en også inkluderer Nordland i region Midt-Norge, gjør dermed i praksis liten forskjell.

3.4.1 Regionale leveranser i utbyggingsfasen

Beregnete regionale vare- og tjenesteleveranser til investeringene i Norskehavet fra de fire fylkene i Midt-Norge, inkludert Nordland, framgår av tabell 3.3. Leveranseandelene er i tabellen angitt som prosentandel av de beregnede norske leveransene (Ref 4).

Det framgår av tabellen at samlede midtnorske leveranser til utbyggingsprosjektene i Norskehavet er beregnet til nær 17 milliarder 2001-kr, eller vel 10% av beregnede norske vare- og tjenesteleveranser. Beregnet midt-norsk leveranseandel varierer fra rundt 7% på nye felt som Kristin og Ormen Lange, til 15% på de første feltene som ble bygget ut, Heidrun og Draugen. Hvorvidt dette skyldes at midt-norske leveranser i ettertid viste seg mindre enn først antatt, eller om det bare skyldes endrede vurderinger

Tabell 3.3: Beregnede midtnorske leveranser i utbyggingsfasen

Investeringer	Norske leveranser	Midtnorske leveranser	
	Mill 2001-kr	Andel	Mill 2001-kr
Heidrun	29856	15 %	4478
Åsgard	29505	10 %	2950
Mikkel	1575	12 %	189
Draugen	15271	15 %	2291
Ormen Lange	14403	7 %	1008
Skarv	7641	10 %	764
Lavrans	2069	10 %	207
Tyrihans sør	4408	10 %	441
Norne	7630	10 %	763
Njord	3790	8 %	284
Kristin	7995	7 %	560
Svale	2129	10 %	213
FF1	23985	7 %	1679
FF2	7995	7 %	560
FF3	7995	7 %	560
Totalt	166245	10 %	16946

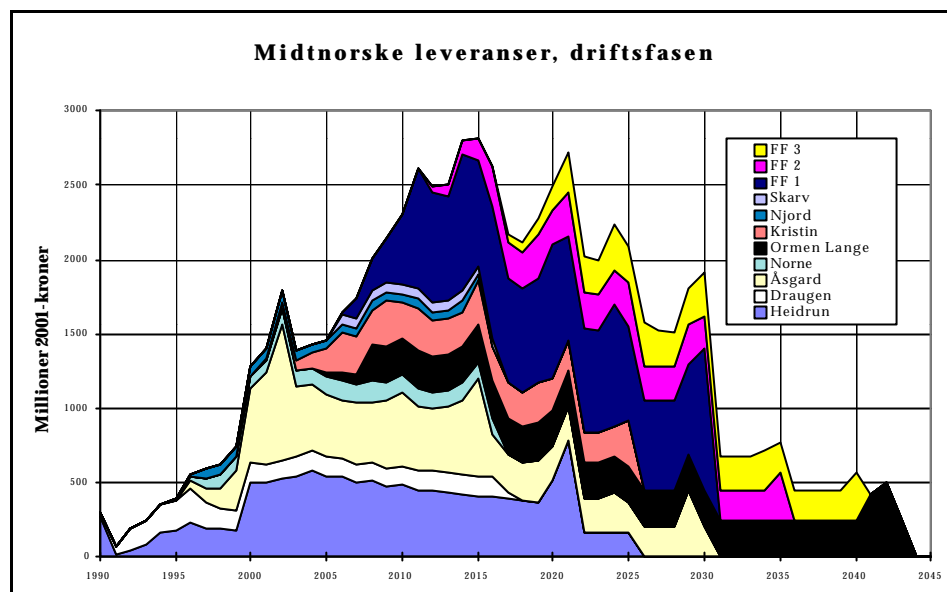
over tid, er litt vanskelig å si, da det ikke er foretatt etterprøving av konsekvensutredningenes anslag på regional leveranseandel.

Noen stor leveranseandel i investeringsfasen har midtnorsk næringsliv uansett ikke. Dette skyldes at bare ett av de store norske offshoreverftene, Aker Verdal, ligger i landsdelen og at landsdelen ellers bare har noen få større utstyrsleverandører og et større ingeniørfirma som leverer vare- og tjenester til offshoresektoren. Mye av de midtnorske leveransene til investeringene i Norskehavet er ellers transporttjenester og basetjenester.

3.4.2 Midtnorske leveranser til drift av petroleumsvirksomheten i Norskehavet

I driftsfasen er vare- og tjenesteleveransene mer lokale, og midtnorsk andel tilsvarende høyere. Beregnede midtnorske leveranser til feltene i Norskehavet i driftsfasen framgår av tabell 3.4 og figur 3.6 (Ref 4).

En ser av tabellen at samlede midtnorske leveranser til drift av feltene i Norskehavet er beregnet til vel 75 milliarder 2001-kr, eller rundt 40% av de norske driftsleveransene med sysselsettingseffekt. Driftsleveransene til feltene er altså langt viktigere for midtnorsk næringsliv enn investeringsleveransene. En ser ellers av tabellen at midtnorsk andel av driftsleveransene variere betydelig mellom felt, fra 18% på Njord og 20% på Norne og Skarv, til hele 50% på Kristin. Årsaken til dette er forskjeller i



Figur 3.6 Beregnede midtnorske vare- og tjenesteleveranser i driftsfasen fordelt per feltgruppe over tid.

Tabell 3.4: Beregnede midtnorske leveranser i driftsfasen

Driftskostnader	Norske leveranser	Midtnorske leveranser	
	Mill 2001-kr	Andel	Mill 2001-kr
Heidrun	32217	40 %	12887
Åsgard	37376	30 %	11213
Mikkel	1218	30 %	365
Draugen	12423	30 %	3727
Ormen Lange	18791	50 %	9396
Skarv	3630	20 %	726
Lavrans	1046	50 %	523
Tyrihans sør	2255	50 %	1127
Norne	10094	20 %	2019
Njord	6775	18 %	1198
Kristin	10530	50 %	5265
Svale	1184	50 %	592
FF1	31591	50 %	15795
FF2	10530	50 %	5265
FF3	10530	50 %	5265
Totalt	190190	40 %	75363

konseptvalg og kostnadsstruktur. Njord, Norne og Skarv har utbyggingsløsninger basert på produksjonsskip. Disse har en noe annen driftskostnadsstruktur enn flytende plattformer foranket på feltet, som f.eks Kristin.

4 SYSSELSETTINGSVIRKNINGER AV PETROLEUMSVIRKSOMHETEN I NORSKEHAVET

4.1 Beregningsmetodikk for sysselsettingsvirkninger

For beregning av sysselsettingsvirkninger av petroleumsvirksomheten i Norskehavet på nasjonalt nivå, er det benyttet regnearksbasert kryssløpsmodell, med virkningskoeffisienter hentet fra Statistisk Sentralbyrås nasjonale planleggingsmodell MODIS. (Ref 5) På regionalt nivå i Midt-Norge, er det benyttet virkningskoeffisienter hentet fra den regionale planleggingsmodellen PANDA.(Ref 6)

Beregningsmodellene tar utgangspunkt i anslåtte norske og regionale vare- og tjenesteleveranser 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 *direkte sysselsettingsvirkninger* hos leverandørbedriftene, og *indirekte sysselsettingsvirkninger* hos bedriftenes underleverandører. Til sammen gir dette prosjektets *produksjonsvirkninger*.

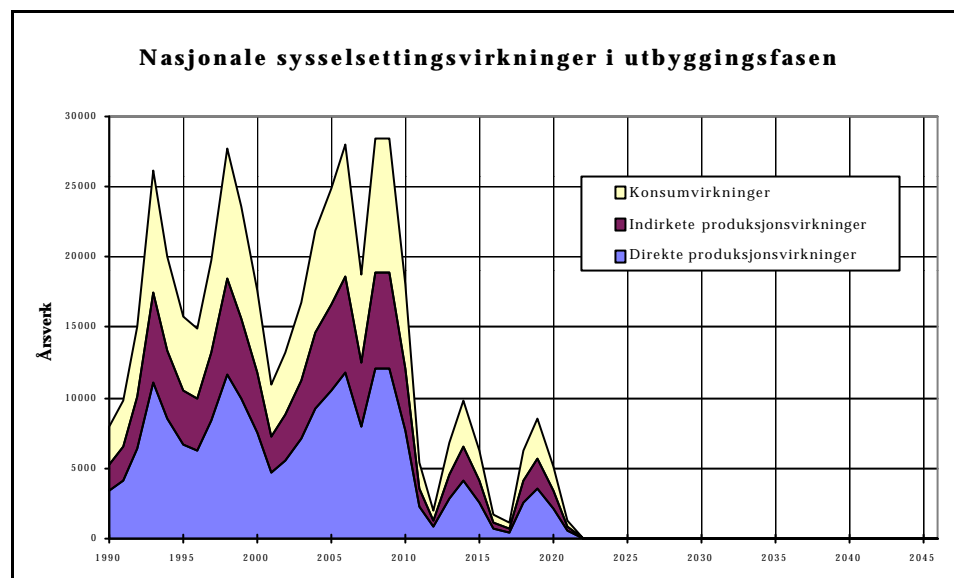
I tillegg til produksjonsvirkningene beregner også modellen prosjektets *konsumvirkninger* på nasjonalt og regionalt nivå. Konsumvirkningene oppstår ved at de sysselsatte i prosjektet betaler skatt, og bruker sin lønn til kjøp av forbruksvarer og tjenester. For beregning av konsumvirkninger benytter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

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

4.2 Nasjonale sysselsettingsvirkninger

4.2.1 Nasjonale sysselsettingsvirkninger av utbyggingsprosjektene

Ved å bruke beregningsmodellen som beskrevet, framkommer beregnede sysselsettingsvirkninger av petroleumsinvesteringene i Norskehavet på nasjonalt nivå, som vist i figur 4.1.

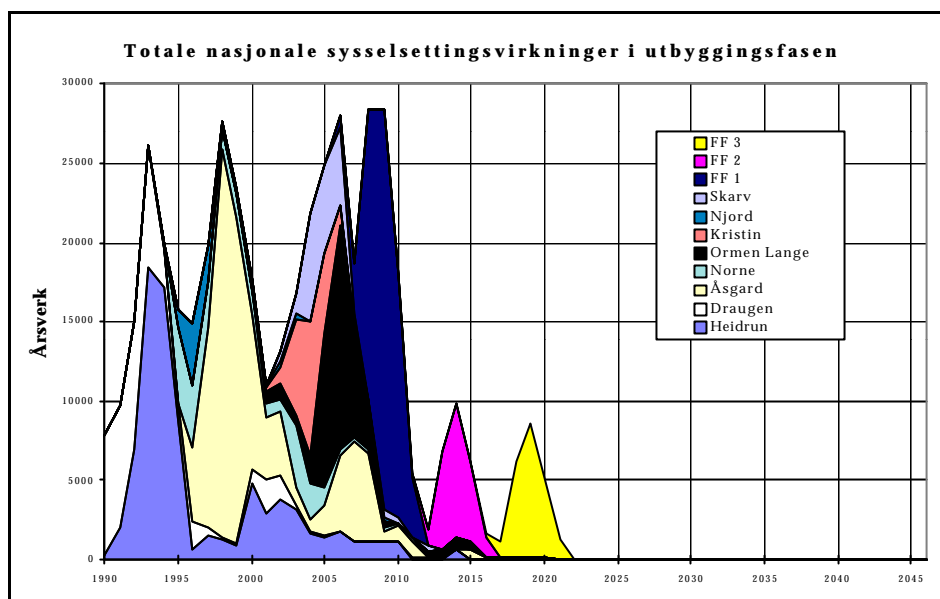


Figur 4.1: Beregnede nasjonale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen, fordelt på type virkning. Årsverk

Figur 4.1 viser beregnede sysselsettingsvirkninger av investeringsaktivitetene i Norskehavet fordelt på type virkning og tid. En ser av figuren at sysselsettingsvirkningene følger samme forløp som investeringsaktivitetene i figur 3.3., med store svingninger over tid og høye sysselsettings-opper hver gang store enkeltfelt bygges ut.

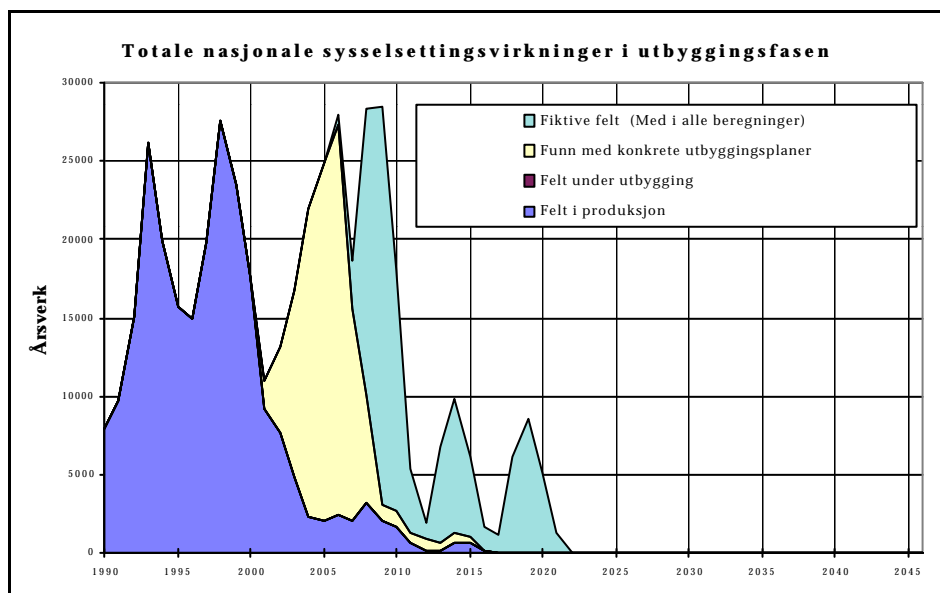
Samlet gir investeringsaktivitetene i Norskehavet en beregnet nasjonal sysselsettingsvirkning på vel 461.000 årsverk, eller nær 15.000 årsverk pr år i gjennomsnitt i de 32 år investeringsaktivitetene er beregnet å ville pågå. Sysselsettingsvirkningene fordeler seg med 196.000 årsverk eller 43% på direkte produksjonsvirkninger i leverandørbedriftene til petroleumsvirksomheten, 112.000 årsverk eller 24% hos deres underleverandører, og de resterende 153.000 årsverk eller 33% i konsumvirkninger, som følge av de sysselsattes eget forbruk.

Det understrekes at dette er beregnede tall som inneholder usikkerhet. Det er heller ikke nødvendigvis ny sysselsetting det her er snakk om. I stor grad vil sysselsettingseffektene av investeringsaktivitetene dreie seg om å holde offshoreverft, utstyrsleverandører, ingeniørbedrifter og en rekke servicebedrifter med oppdrag og en normal bemanning.



Figur 4.2: Beregnede nasjonale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen fordelt på feltgruppe. Årsverk

Nasjonale sysselsettingsvirkninger i investeringsfasen fordelt på feltgrupper, framgår av figur 4.2. Utviklingsforløpet er her det samme som i figur 4.1, men altså oppdelt på feltgrupper. Det framgår av figuren at den første store sysselsettingstoppen i 1993, da Heidrun og Draugen ble bygget ut samtidig, ga en beregnet sysselsettingseffekt på rundt 27.000 årsverk. Åsgard-utbyggingen i 1998 ga enda flere årsverk, vel 28.000. Et liknende nivå ventes i 2006, gjennom en sammenfallende utbygging av Ormen Lange og Skarv, og videre i 2008 og 2009 når fiktivt felt 1 etter våre forutsetninger bygges ut.

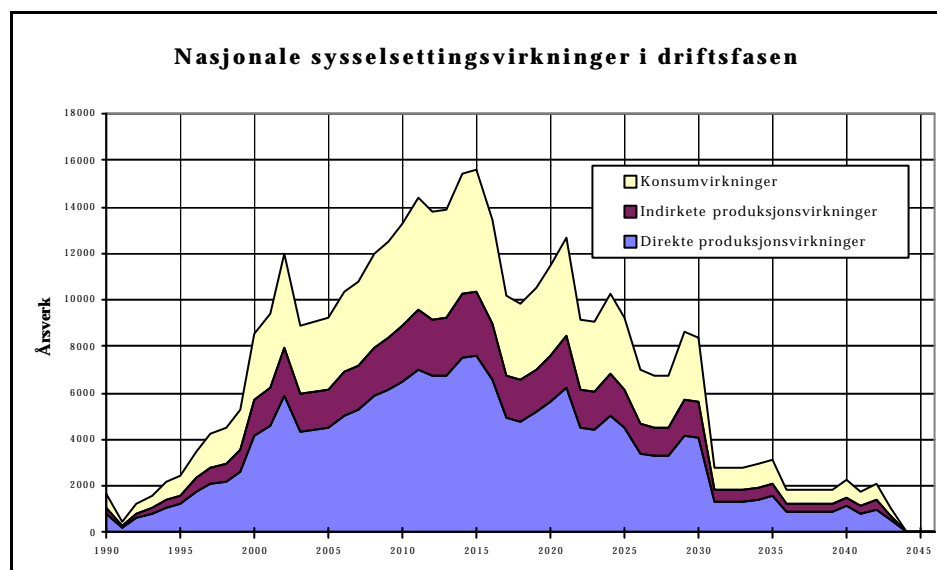


Figur 4.3: Beregnede nasjonale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen, fordelt på utviklingsfase.

Samme figur som ovenfor, men nå fordelt på utviklingsfase er vist i figur 4.2. En ser at felt i produksjon naturlig nok utgjør størstedelen av sysselsettingseffektene fram til i dag. Ingen felt er for tiden under utbygging i Norskehavet, men utbygging av Kristin og Mikkel skal snart begynne, og det samme gjelder Skarv og etter hvert også Ormen Lange. Disse feltene ventes å gi betydelig sysselsettingsvirkninger for norsk næringsliv i de nærmeste årene framover, og stå for størsteparten av aktiviteten fram til fiktivt felt 1 ventes å overta rundt 2008. Her er imidlertid tidsinnfasingen mer usikker.

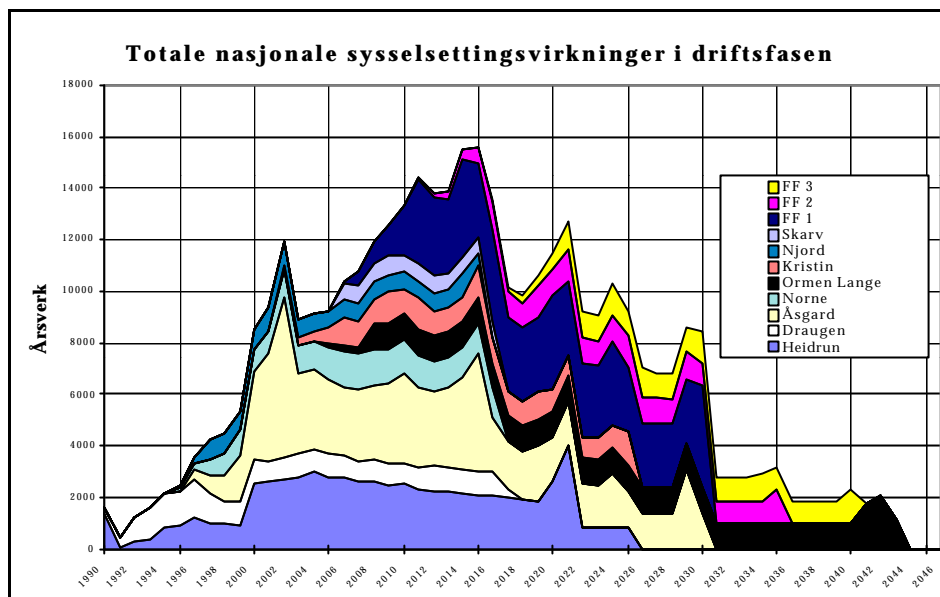
4.2.2 Nasjonale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen

Beregnete nasjonale sysselsettingsvirkninger av petroleumsvirksomheten i Norskehavet i driftsfasen, framgår fordelt på type virkning og tid i figur 4.4. En ser av figuren at de nasjonale sysselsettingsvirkningene i driftsfasen økte raskt på slutten av 1990-tallet, til en foreløpig topp på rundt 12.000 årsverk i 2002. Deretter går samlet sysselsettingsvirkning noe ned igjen i en fireårsperiode, før den på ny stiger til et nytt toppnivå på 14.000 – 16.000 årsverk i perioden 2011 – 2015. Videre utover ventes en ny, stor sysselsettingstopp i 2021, og mindre topper i 2024 og 2029, men her vil selvsagt mye skje i mellomtiden som vil endre bildet.



Figur 4.4: Beregnede nasjonale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen fordelt på type virkning

Samlet er nasjonale sysselsettingsvirkninger av driftsaktivitetene i Norskehavet beregnet til rundt 389.000 årsverk fordelt over 54 år i perioden 1990 – 2044. Sysselsettingsvirkningene fordeler seg med rundt 190.000 årsverk eller 49% på direkte sysselsettingseffekter, enten i petroleumsvirksomheten selv, eller hos leverandørbedrifter til denne.



Figur 4.5: Beregnede nasjonale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen fordelt på feltgruppe

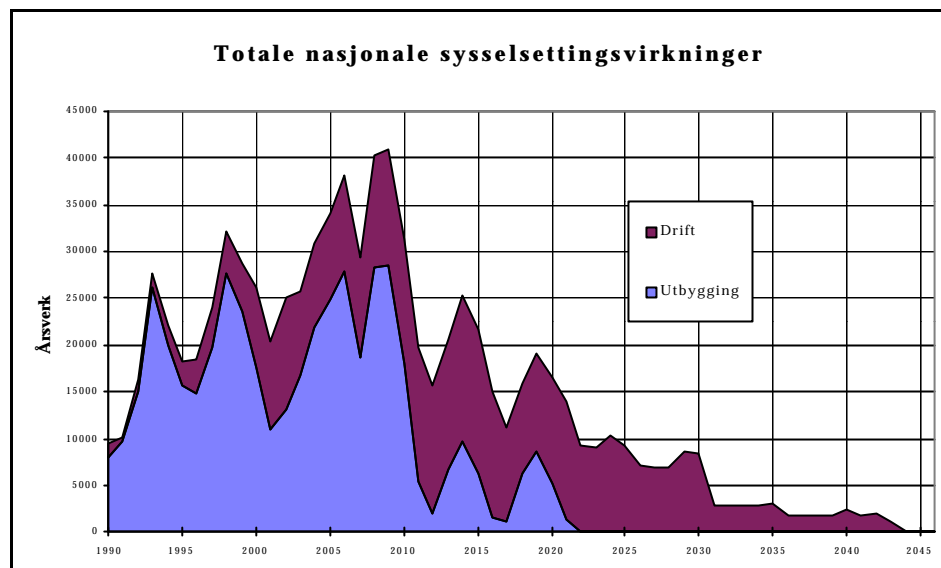
Indirekte sysselsettingsvirkninger i underleverandørbedrifter er beregnet til 68.000 årsverk eller 18% av totalen, mens de resterende 130.000 årsverk eller 33%, er konsumvirkninger.

Samme figur, men nå delt på feltgrupper, er vist i figur 4.5. En ser her at de feltene som gir størst beregnet sysselsettingseffekt i første rekke er Åsgard og fiktivt felt 1. Heidrun gir videre betydelige sysselsettingseffekter, og det samme gjør Ormen Lange, fordi driften av feltet går over så lang tid.

En samlet nasjonal sysselsettingseffekt på 289.000 årsverk knyttet til drift av feltene i Norskehavet, gir en gjennomsnittlig sysselsetting på vel 5.300 årsverk pr år. Til forskjell fra sysselsettingseffektene i investeringsfasen, vil driftssysselsettingen være forholdsvis stabil over tid, og for en stor del bestå av faste arbeidsplasser, enten i selve driftsaktivitetene eller i leverandørnæringene.

4.2.3 Samlede nasjonale sysselsettingsvirkninger av petroleumsvirksomheten i Norskehavet

Legger en sammen de beregnede sysselsettingseffektene knyttet til investering og til drift av feltene, framkommer til slutt de samlede nasjonale sysselsettingsvirkningene av petroleumsvirksomheten i Norskehavet som vist i figur 4.6. En ser av figuren at investeringsysselsettingen naturlig nok dominerer bildet de første årene av petroleumsvirksomheten i Norskehavet. Fra omkring 2010, overtar imidlertid driftsaktivitetene som største sysselsettingsfaktor, og blir mer og mer dominerende jo lenger ut i tid en kommer.



Figur 4.6: Samlede beregnede nasjonale sysselsettingsvirkninger fordelt på drift og utbygging

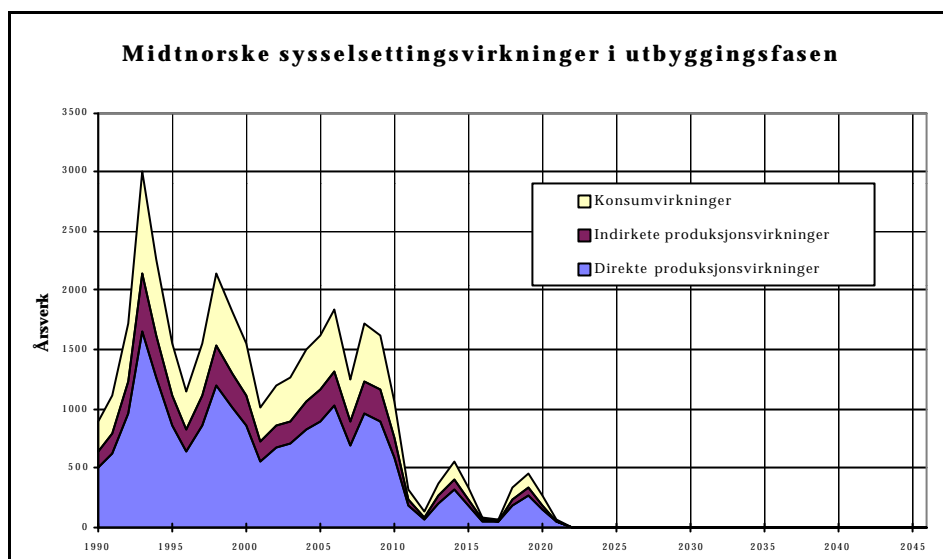
Samlet gir petroleumsvirksomheten i Norskehavet en beregnet sysselsettelsesvirkning i det norske samfunn på 850.000 årsverk, fordelt over 54 år i perioden 1990 – 2044. 461.000 årsverk eller 54% av dette kommer som følge av investeringsaktivitetene, mens de resterende 389.000 årsverk eller 46% skyldes drift av felt og rørledninger. Selv fordelt over mer enn 50 år, er 850.000 årsverk en formidabel sysselsettingseffekt. *Basert på de forutsetninger som er lagt til grunn gir petroleumsvirksomheten i Norskehavet en gjennomsnittlig sysselsettingseffekt i det norske samfunn på nesten 16.000 årsverk hvert år i mer enn 50 år.*

4.3 Regionale sysselsettingsvirkninger i Midt-Norge og Nordland

Petroleumsvirksomheten i Norskehavet dekker norsk kontinentalsokkel fra Stad til Lofoten, og dermed området utenfor Møre og Romsdal, Trøndelag og Nordland. Foreløpig er det i hovedsak de tre sørligste fylkene som har fått sysselsettingseffekter av virksomheten i Norskehavet, men etter hvert som virksomheten flytter Nordover ventes også Nordland å komme etter. En skal nedenfor se nærmere på de regionale sysselsettingseffektene av petroleumsvirksomheten i Norskehavet.

4.3.1 Regionale sysselsettingsvirkninger av utbyggingsprosjektene

Regionale sysselsettingsvirkninger i Midt-Norge og Nordland av utbyggingsvirksomheten i Norskehavet er vist i figur 4.7, fordelt på type virkning og tid. Regionale sysselsettingsvirkninger av investeringsaktivitetene i Norskehavet er beregnet til nær 36.000 årsverk, fordelt over perioden 1990 – 2022. Dette fordeler seg med 20.000 årsverk eller 56%

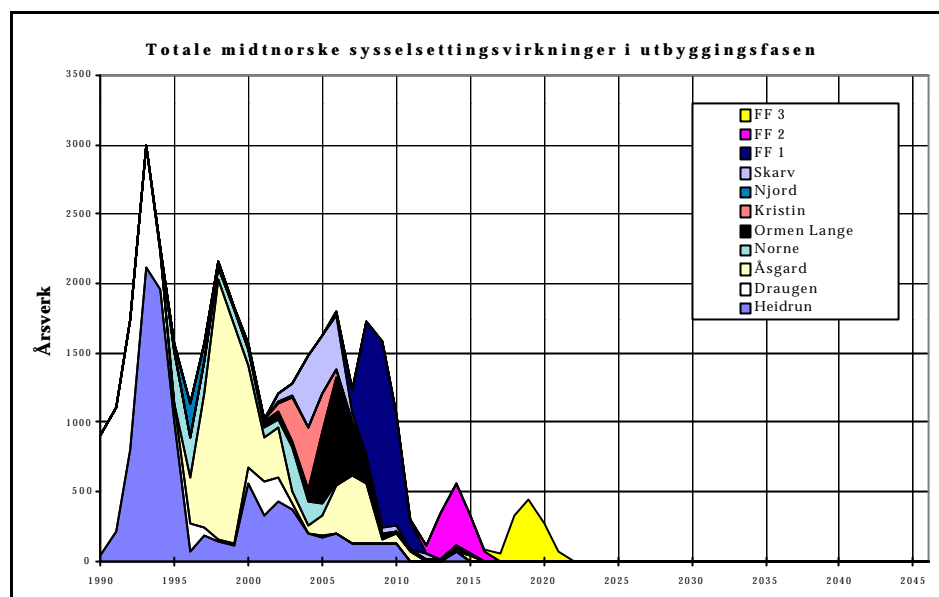


Figur 4.7: Beregnede regionale sysselsettingsvirkninger knyttet til investeringer fordelt på type virkning.

på direkte sysselsettingsvirkninger i landsdelens leverandørbedrifter, rundt 5.700 årsverk eller 16% i indirekte sysselsettingsvirkninger hos deres underleverandører i regionen, og de resterende vel 10.000 årsverk eller 28% på regionale konsumvirkninger som følge av de sysselsattes skattebetalinger, forbruk m.v.

En ser ellers av figuren at de beregnede regionale sysselsettingsvirkningene viser samme forløp som de nasjonale virkningene, men på et langt lavere nivå. En forskjell framstår imidlertid; de regionale sysselsettingsvirkningene viser en klar sysselsettingstopp på rundt 3.000 årsverk i 1993, og kommer, slik det her ser ut, aldri senere opp på et slikt nivå igjen. Årsaken til dette er at beregnet regional andel av investeringene i tidlig utbygde felt som Heidrun og Draugen var langt høyere enn det en i dag anslår for nye felt som bygges ut i Norskehavet. En årsak til dette kan være at de tidligste utbyggingsprosjektene i dette området var knyttet til plattformer bygget i Norge. Hvorvidt de tidlige beregningene av regionale investeringsandeler var bedre eller dårligere enn de man gjør i dag, vet man imidlertid ikke, da det ikke er foretatt etterprøving av disse forholdene.

Samme figur som ovenfor, men nå fordelt på feltgruppe og tid, er vist i figur 4.8. En ser av figuren at det, som nevnt overfor, i første rekke er Heidrun-utbyggingen, og dernest Draugen, som kom omtrent samtidig, som var årsaken til den store regionale sysselsettingstoppen i 1993. Neste sysselsettingstopp i 1998 skyldtes også her Åsgard, og videre framover ventes nye sysselsettingstopper i 2006 med Ormen Lange og Skarv, og i 2008 og 2009 med fiktivt felt 1. De senere sysselsettingstopperne er imidlertid beregnet til å bli langt lavere enn sysselsettingstoppen i 1993.



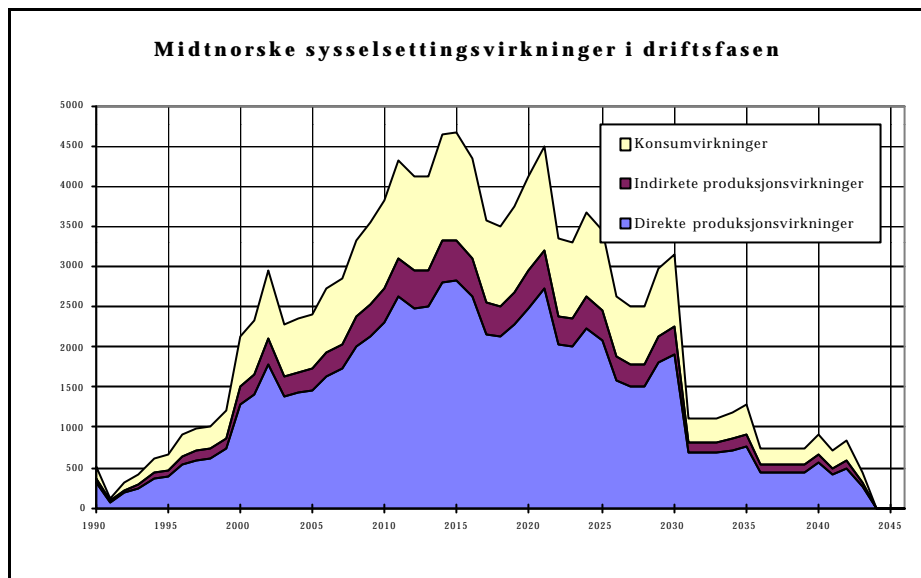
Figur 4.8: Beregnede regionale sysselsettingsvirkninger knyttet til investeringer fordelt på feltgruppe.

4.3.2 Regionale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen

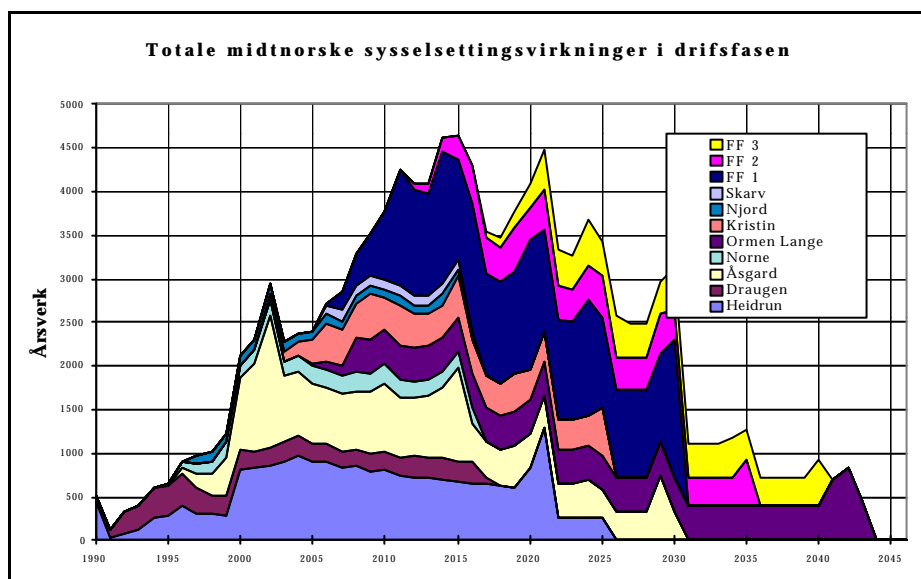
Regionale sysselsettingsvirkninger av driftsaktivitetene i Norskehavet fordelt på type virkning og tid, framgår av figur 4.9. En ser av figuren at den beregnede regionale sysselsettingen knyttet til drift av feltene i Norskehavet øker forholdsvis jevnt over tid til en topp på rundt 5.000 årsverk pr år rundt 2015. Deretter avtar sysselsettings effekten, slik det nå ser ut, langsomt fram mot 2030, der en får et markant fall ettersom stadig flere felt stenges. Her vil det temmelig sikkert skje endringer underveis.

Samlet er de regionale sysselsettingsvirkningene i Midt-Norge og Nordland av driftsaktivitetene i Norskehavet, beregnet til vel 126.000 årsverk fordelt over 54 år i perioden 1990 – 2044. De regionale sysselsettingsvirkningene fordeler seg med vel 76.000 årsverk eller 60% på direkte produksjonsvirkninger, enten i drift av feltene, eller i regionale leverandørbedrifter, nær 14.000 årsverk eller 11% i regionale underleverandørbedrifter, og de resterende 36.000 årsverk i konsumvirkninger.

Samme bilde som i figur 4.9, men nå fordelt på feltgruppe og tid, framgår av figur 4.10. En ser av figuren at beregnede regionale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen akkumulerer seg over tid ettersom stadig nye felt kommer inn i sin driftsfase. Denne utvikling fortsetter helt fram til 2015, før den samlede regionale sysselsettingsvirkning begynner å avta igjen,



Figur 4.9: Beregnede regionale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen fordelt på type virkning.

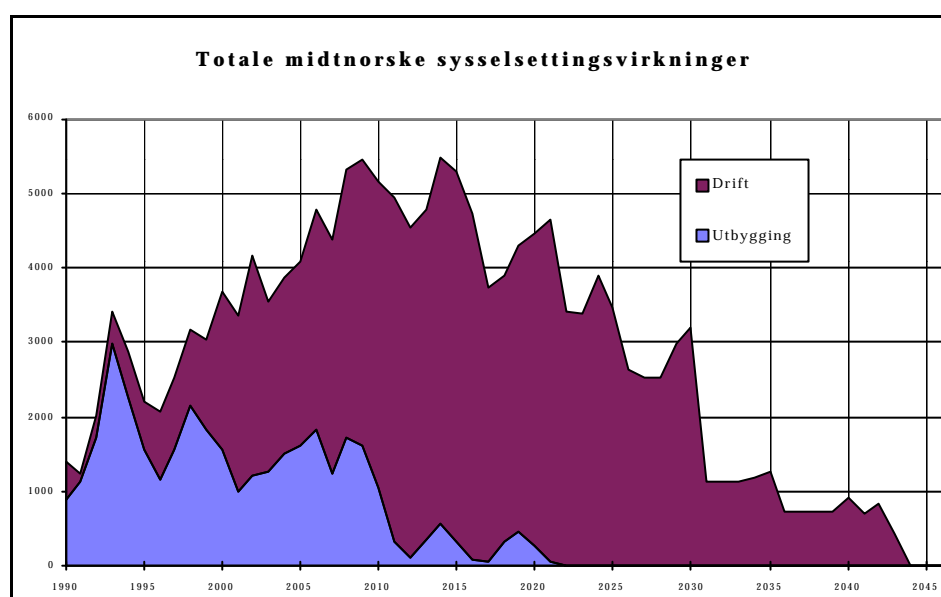


Figur 4.10: Beregnede regionale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen fordelt på feltgruppe.

som følge av at felt som Norne, Draugen og Njord tømmeres og stenges ned. Nye felt kan imidlertid komme til i mellomtiden og endre dette bildet.

4.3.3 Samlede regionale sysselsettingsvirkninger av petroleumsvirksomheten i Norskehavet

Legger en sammen de regionale sysselsettingsvirkningene i utbyggingsfasen og de regionale sysselsettingsvirkningene i driftsfasen, får en til slutt samlede regionale sysselsettingsvirkninger av petroleumsvirksomheten i Norskehavet, som vist i figur 4.11. Det framgår av figuren at de regionale sysselsettingsvirkningene av investeringsaktivitetene dominerer bildet de første årene, på samme måte som på nasjonalt nivå. Allerede fra 2001, blir imidlertid sysselsettingsaktivitetene knyttet til drift av feltene størst, og disse dominerer deretter fullstendig utviklingsbildet videre.



Figur 4.10: Samlede beregnede regionale sysselsettingsvirkninger fordelt på drift og utbygging

Samlet er de regionale sysselsettingsvirkningene i Midt-Norge og Nordland av petroleumsvirksomheten i Norskehavet beregnet til vel 162.000 årsverk, fordelt over 54 år i perioden 1990 – 2044. Dette fordeler seg med 36.000 årsverk eller 22% på investeringsaktivitetene og vel 126.000 årsverk eller 78% på aktiviteter knyttet til drift av feltene. Det understrekes igjen at beregningene inneholder usikkerhet.

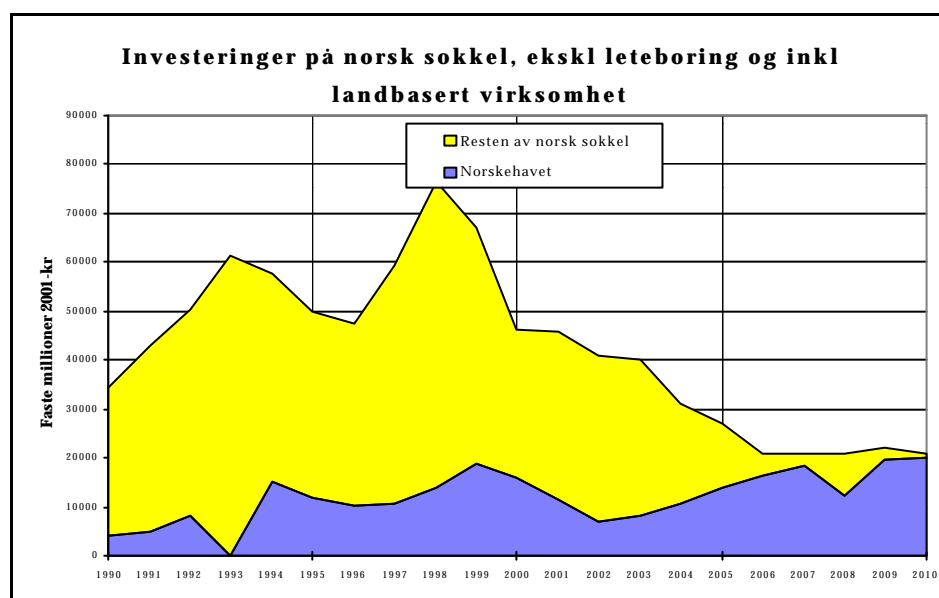
Basert på de forutsetningene som er lagt til grunn vil petroleumsvirksomheten i Norskehavet til sammen gi en beregnet regional sysselsettingseffekt i Midt-Norge og Nordland på rundt 3.000 årsverk i gjennomsnitt pr år i over 50 år. Noen voldsom sysselsettingseffekt av petroleumsvirksomheten i Norskehavet kan dermed ikke påregnes, men at landsdelen gjennom petroleumsvirksomheten i Norskehavet har fått en ny og framtidsrettet næring, er det liten tvil om.

5

NORSKEHAVETS ANDEL AV NORSKE PETROLEUMSVIRKSOMHET

5.1 Norskehavets andel av investeringene på norsk kontinentalsokkel

Norskehavet dekker området fra Stad til Lofoten, og dermed en stor del av norsk kontinentalsokkel. Som petroleumsområde er imidlertid Norskehavet enda i en tidlig utviklingsfase, med betydelige utbyggingsprosjekter de nærmeste årene framover. Et bilde av investeringsaktivitetene i Norskehavet i forhold til den totale investeringsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel, framgår av figur 5.1 (Ref 7).

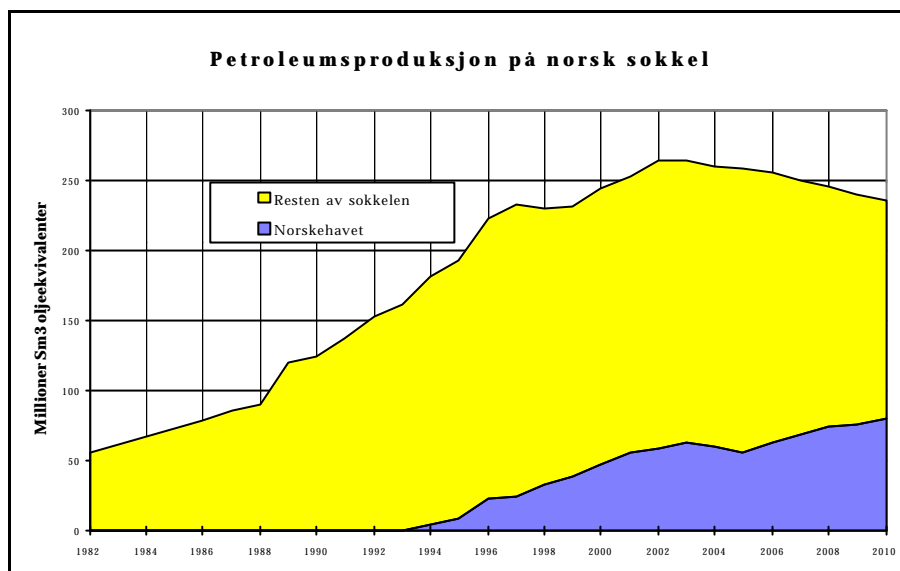


Figur 5.1: Investeringer på norsk kontinentalsokkel og i Norskehavet Mill 2001-kroner

En ser av figuren at fra en beskjeden start i begynnelsen av 1990-årene, har investeringsaktivitetene i Norskehavet økt betydelig de senere år, og utgjør for tiden rundt 20% av de samlede investeringer på norske kontinentalsokkel, med noe variasjon over år. I tiden framover ventes denne andel, som en ser av figuren, å øke betydelig. Dette skjer både fordi investeringsaktivitetene i Norskehavet målt i 2001-kr mer enn fordobles, og fordi investeringsaktivitetene på resten av norsk kontinentalsokkel slik det ser ut i dag, vil bli dramatisk redusert. At reduksjonen i investeringsaktivitetene på resten av kontinentalsokkelen skal bli så stor som vist i figuren er imidlertid lite trolig. En rekke nye felt vil her trolig bli utbyggingsklare og fasett inn underveis, uten at dette framgår av de nasjonale investeringstall en har tilgang til pr i dag.

5.2 Norskehavets andel av norsk petroleumsproduksjon

En oversikt over petroleumsproduksjonen i Norskehavet som andel av den totale produksjon på norsk kontinentalsokkel, framgår av figur 5.2 (Ref 7).



Figur 5.2: Norskehavets andel av norsk petroleumsproduksjon. Mill Sm³ oljeekvivalenter

En ser av figuren at petroleumsproduksjonen i Norskehavet viser jevn økning over tid, og fram mot 2010, vil stå for en stadig større andel av den samlede norske petroleumsproduksjonen. I dag er Norskehavets andel rundt 20% av den samlede norske petroleumsproduksjonen. I 2010 ventes dette å øke til rundt en tredjedel. Norskehavet er dermed i ferd med å etablere seg som en av de viktigste områdene for norsk petroleumsvirksomhet, og dette vil trolig bare forsterke seg i årene framover.

REFERANSER

- Ref 1: Forutsetninger som legges til grunn for utarbeidelse av regional konsekvensutredning for Norskehavet. Statoil november 2001.
- Ref 2: RNB-rapporter; Oljeselskapenes årlige rapportering av petroleumsvirksomheten i forbindelse med Revidert Nasjonalbudsjett.
- Ref 3: Regional konsekvensutredning Norskehavet, Samfunnsmessige virkninger. Agenda AS mai 1997, R1870 EHO.
- Ref 4: Feltspesifikke konsekvensutredninger av de enkelte petroleumsfelt i Norskehavet.
- Ref 5: Statistisk Sentralbyrå. Virkningskoeffisienter fra planleggingsmodellen MODIS.
- Ref 6: Pandagruppen. Virkningskoeffisienter fra den regionale planleggingsmodellen PANDA.
- Ref 7: OED Faktaheftet 2001.