

# NUPI notat

NUPI-LIBRARY  
P. b. 8159 Dep.  
0033 Oslo 1

Nr. 326  
Juli 1985

*Ole Gunnar Austvik*

## *Registrering av råolje og naturgass i norsk utenrikshandelsstatistikk*

Notatet er skrevet som en del av en mer fullstendig beskrivelse av prosessen for utarbeidelse av eksporttall for råolje og naturgass i Statistisk Sentralbvrå. Det er bearbeidd og slutført ved Norsk Utenrikspolitisk Institutt.



**NORSK UTENRIKSPOLITISK INSTITUTT**

**NORWEGIAN INSTITUTE  
OF INTERNATIONAL AFFAIRS**

ISSN 0800-0018

Alle synspunkter står for forfatterens regning. De må ikke tolkes som uttrykk for oppfatninger som kan tillegges Norsk Utenrikspolitisk Institutt. Denne artikkel kan ikke reproduseres - helt eller delvis - ved trykking, fotokopiering eller på annen måte uten tillatelse fra forfatteren. NUPI-Notater omfatter forskningsnotater (A), foredrag o.l. (B) og særtrykk (C).

Any views expressed in this article are those of the author. They should not be interpreted as reflecting the views of the Norwegian Institute of International Affairs. This article may not be reprinted in part or in full without the permission of the author. NUPI/Notat includes research notes (A); lectures, etc. (B); and reprints (C).



**NORSK UTENRIKSPOLITISK  
INSTITUTT**

**NORWEGIAN INSTITUTE OF  
INTERNATIONAL AFFAIRS**

P.O.Box 8159 Dep. 0033 Oslo 1, Norway

## INNHold

Innledning . . . . .	3
1.0 Norsk råolje og naturgass . . . . .	6
1.1 Reserver og produksjon . . . . .	6
1.1.1 Kart. Norsk kontinentalsokkel . . . . .	7
1.1.2 Gjenværende reserver (sør for 62.bg) . . . . .	8
1.1.3 Kart. Felter sør for 62.breddegrad . . . . .	9
1.1.4 Produksjonsprofil pr.1985 . . . . .	10
1.1.5 Produksjon pr felt 1984 . . . . .	11
1.1.6 Raffinerier i Norden . . . . .	12
1.2 Inntektsbegrepene . . . . .	13
1.2.1 Nasjonalregnskapstall 1980-84 . . . . .	13
1.2.2 Verdi av norsk olje- og gassproduksjon 1975-84 . . . . .	15
2.0 Definisjon av eksportverdi . . . . .	16
2.1 Samhandelen med andre land . . . . .	17
2.1.1 Eksport av naturgass 1977-84 . . . . .	17
2.1.2 Eksport og direkte leveranser av råolje . . . . .	18
2.1.3 Skipninger av olje med oppr. norsk sokkel . . . . .	20
2.1.4 Salg av norsk gass pr. land 1980-84 . . . . .	21
2.1.5 Skipninger av våtgass med oppr. norsk sokkel . . . . .	22
2.1.6 Samhandelstall med viktige land . . . . .	23
2.1.7 Inntak av råolje til Norge 1960-1984 . . . . .	24
2.2 Foreløpige eksporttall . . . . .	25
2.3 Endelige eksporttall . . . . .	26
3.0 Beregningsteknikk . . . . .	27
3.1 Utledning av formel . . . . .	28
3.2 Mengdetall . . . . .	32
3.3 Eksportpriser 1975-84 . . . . .	34
4.0 Index . . . . .	35



Den offisielle statistikken over norsk utenrikshandel utarbeides månedlig av Statistisk Sentralbyrå. Mengde og verditall publiseres for hver enkelt vare fordelt på opprinnelses- og avsenderland for innførselen og bestemmelsesland for utførselen. Datagrunnlaget er i det alt vesentlige inn- og utførselsdeklarasjoner (tollvesenets administrative materiale). Byrået mottar fra tollstedene en kopi av hver enkelt deklarasjon til statistisk bruk.

Tollvesenets virkeområde begrenser seg til kyst- og grenselinjene. Data om utførselen fra kontinentalsokkelen blir dermed ikke rapportert til Byrået fra tollvesenet. I mangel på tolldeklarasjoner for råolje og naturgass fastsetter Byrået utførselsdata for disse varene etter spesielle rutiner.

FNs "International Trade Statistics. Concepts and definitions" fastsetter hvordan landene skal registrere verdier og landfordeling i sine utenrikshandelsstatistikker. Grovt sagt kan en si at verdifastsettingen av eksporten skal være fob ("free on board") norsk grense. En vares verdi skal være den fakturerte, eksklusive transportkostnader fra norsk grense til annet land. Importen skal registreres cif ("cost, insurance, freight") norsk grense. En importert vares verdi skal være den fakturerte inkludert kostnader ved forsikring og frakt fram til norsk grense. Transport internt i landet skal ikke være inkludert.

Når det gjelder landfordelingen, skal eksporten registreres på det sist kjente forbruksland. En rekke varer inngår i videre bearbeidingsprosesser. Når varen går inn i en slik prosess betraktes den som forbrukt. Hva som faktisk er en bearbeidingsprosess kan i mange tilfeller være vanskelig å vurdere. Råolje og naturgass er råvarer som inngår i en rekke prosesser før de er i en form som den "endelige" forbruker etterspør. Oljen går fra felt til separasjons-/fraksjoneringsterminal, videre til raffineringssprosess. De raffinerte produktene går til for eksempel drivstoff i kjøretøyer eller oppvarming, og det er det å kjøre bil og å ha et varmt hus som er den egentlige etterspørsel etterspørselen etter energibærere generelt er avledet av. De forskjellige mellomproduktene som fremstår underveis mot den endelige forbruker skal imidlertid statistisk registreres på ulike varenumre og land.

Fra norsk kontinentalsokkel går det egentlig flere varer enn bare "råolje" og "naturgass". Fra Ekofisk går det ustabilisert råolje, mens det fra Statfjord bøyelaster går stabilisert råolje. Den ustabiliserte råoljen inneholder

foruten stabilisert råolje også våtgasskomponentene etan, butaner og propan og er altså ikke klar for innsats i raffineringsektoren før etter separasjon av våtgasskomponentene. Den stabiliserte Statfjord-oljen kan gå rett inn i raffineringsektoren. Tilsvarende vil det gå rikgass fra Statfjordfeltet, mens det fra Ekofisk går ren tørrgass, bortsett fra noen mindre komponenter som blir rensset bort ved terminalen i Emden. Våtgassene fra Ekofisk følger med råoljen til Teesside.

Alle felt inneholder mer eller mindre en sammensetning av råolje, våtgasser og tørrgass. De forlater norsk sektor i ulike blandingsforhold. I norsk handelsstatistikk blir de gruppert som tørrgass dersom hoveddelen er det, og råolje dersom hoveddelen er stabilisert råolje. På grunn av bearbeidingen som foregår i terminalene med å skille de enkelte komponentene registreres den oljen og gassen som transporteres i rør til terminal på henholdsvis Storbritannia og Forbundsrepublikken Tyskland. Dette gjør at våre samhandelstall med disse to landene blir mer positive enn de ville vært dersom en forfulgte de enkelte produktene til raffineripunktet for råolje og forbrukeren for gass til fastsettelse av bestemmelsesland. Tilsvarende dårligere blir våre samhandelstall med de landene som mottar komponentene fra terminalene, og som ikke er registrert i norsk handelsstatistikk.

Dersom alle land fulge FNs Concepts and definitions fullt ut med en lik tolkning og registreringspraksis, skulle ett lands import av en vare fra et annet land, være lik det andre landets eksport av varen til det første landet. Imidlertid varierer forståelsen av reglene sterkt når det gjelder registreringen av olje og gass fra norsk kontinentalsokkel. Mens Forbundsrepublikken Tyskland registrerer leveransene av norsk gass etter samme forståelse av reglene som Norge har, registrerer Storbritannia kun den delen av komponentene som går videre i britisk forbruk som import. Vår eksport av råolje til Storbritannia er altså mange ganger høyere enn Storbritannias import av råolje fra Norge, etter de respektive landenes statistikker. En rekke andre land registrerer også komponentene fra terminalene som norsk opprinnelse, noe som vanskeliggjør en sammenlikning mellom landenes samhandelstall uten først å korrigere for landfordelingen av råolje og naturgass.

Dette notatet beskriver først reserve- og produksjonssituasjonen for norsk olje og gass og søker å klargjøre hvordan de enkelte inntektsbegrepene griper i hverandre. Dernest beskrives mer konkret registreringen av olje og gass i norsk handelsstatistikk, herunder hvordan den alternative registreringsmåten ville slå ut. Den siste delen beskriver hvordan beregningene foretas teknisk.

Dette notatet er skrevet som en del av et internt notat om produksjonsprosessen for statistikken over utførsel fra og

innførsel til den norske kontinentalsokkelen i Statistisk Sentralbyrå. Dette vil i tillegg bl.a omfatte kapitler om datakilder og registrering av vareleveranser til og fra sokkelen i utenrikshandelsstatistikken.

I den større prosjektsammenhengen ved NUPI inngår notatet som en del av en påtenkt rapport. Denne vil også omfatte beskrivelser av henholdsvis det internasjonale råoljemarkedet og det europeiske gassmarkedet. Disse (i stor utstrekning) deskriptive arbeidene vil blant annet være grunnlag for videre analyser om Norges muligheter og begrensninger i olje- og gassmarkedene. De forskjellige delene vil komme som NUPI-notater etterhvert.

Kommentarer mottas med takk.

## 1.0 NORSK RÅOLJE OG NATURGASS

### 1.1 RESERVER OG PRODUKSJON

Produksjonen av olje fra den norske kontinentalsokkelen tok til i 1971. Gassproduksjonen startet i 1977. Fra midten av 70-tallet har virksomheten vokst til i verdi å bli den mest betydelige enkeltsektor i norsk økonomi. Blant viktige milepeler i norsk oljehistorie kan nevnes:

1963 Norge proklamerer sin statshøyhet over den norske kontinentalsokkelen.

1966 Det første borehull ble påbegynt.

1968 Cod-feltet ble påvist. Året etter ble Ekofisk-feltet funnet.

1971 Ekofisk ble satt i produksjon.

1975 Norge ble nettoeksportør av petroleum idet en tok i bruk den første undersjøiske oljerørledning fra produksjonsanlegg på norsk kontinentalsokkel (Ekofisk-Teesside).

1977 De første to undersjøiske gassrørledningene ble satt i drift (Ekofisk-Emden og Frigg-St.Fergus).

1979 Oljeproduksjon med lasting til havs ble igangsatt (Statfjord).

1980 Olje- og energidepartementet tildelte de første 3 utvinningstillatelsene nord for Stadt.

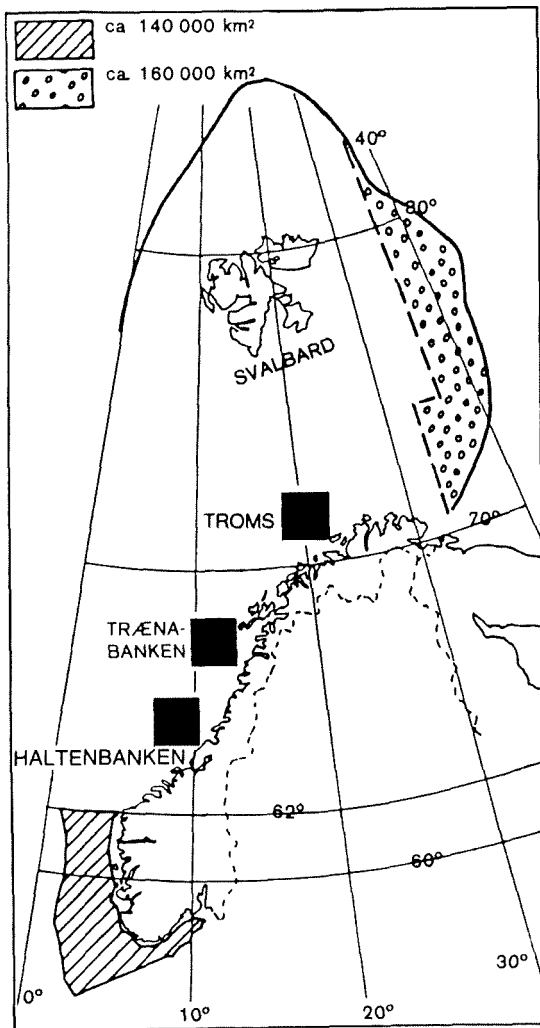
1981 Statoil fikk som første norske oljeselskap operatøransvaret for en feltutbygging i Nordsjøen (Gullfaks).

1981 Det ble besluttet å etablere transportsystemet Statpipe for ilandføring av gassen fra Statfjord, Heimdal og Gullfaks.

1984 Det første rørledningssystem for ilandføring av olje til Norge ble besluttet (Gullfaks).

1985 Statpipe og terminalen på Kårstø blir satt i drift.

### 1.1.1 Kart. Norsk kontinentalsokkel



Den norske kontinentalsokkel har skrittvis blitt åpnet for leting og utvinning. Denne politikken sikrer myndighetene kontroll over nivået og den geografiske fordelingen av petroleumsaktivitetene. Hovedhensyn som blir tatt her er økonomiske, miljømessige, juridiske, folkerettslige, utenrikspolitiske og militærstrategiske.

Valget mellom hvilke områder og blokker som skal åpnes er delvis basert på vurderinger foretatt av Oljedirektoratet. Tildelingen av lisenser for leting og produksjon foretas av Olje- og energidepartementet. Statoil har fått minst 50 % i hver lisens, og denne andelen kan økes gradvis ettersom produksjonen tiltar.

Tildelingen av lisenser nord for 62. nordlige breddegrad innebærer en større grad av miljøproblemer enn i sør. Samspillet mellom olje- og fiskeindustri spiller her inn. Foreløpig foregår leteaktivitet på Haltenbanken, Trænabanken og Tromsøflaket.

De offisielle anslagene på norske olje- og gassreserver blir revidert og publisert årlig av Oljedirektoratet. I januar 1985 forelå disse estimatene:



### 1.1.2 Gjenværende reserver (sør for 62.bg)

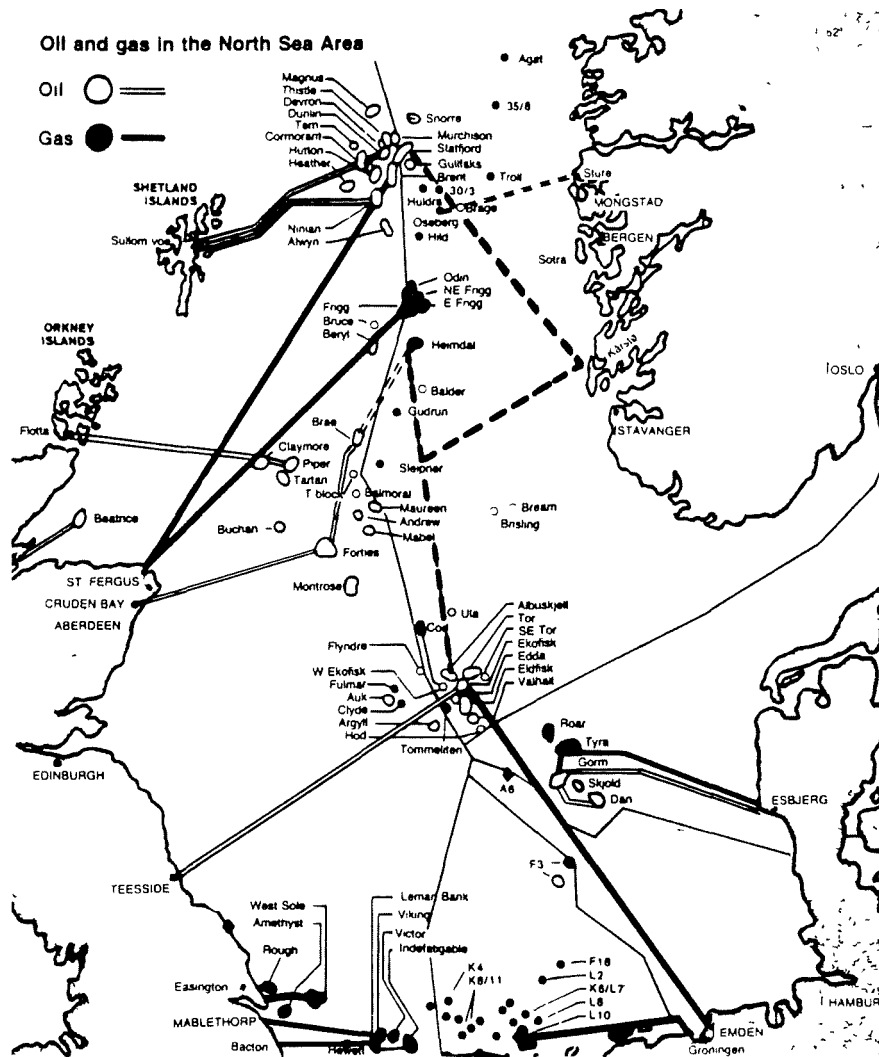
Januar 1985			
Mill. tonn oljeekvivalenter			
Felt	Olje	Gass	I alt
Ekofiskområdet	90	126	216
Friggområdet	0	81	81
Murchison	6	-	6
Statfjord	251	40	291
Valhall	13	11	24
I produksjon	360	258	618
Gullfaks (fase 1)	114	8	122
Heimdal	2	34	36
Øst-Frigg	-	12	12
Ula	24	1	25
Oseberg	144	71	215
Under utbygging	284	126	410
Produksjon/utbygging	644	384	1028
Under vurdering	474	2199	2673
--av dette Troll	46	1287	1333
Utvinnbare reserver	1118	2583	3701

Kilde: Bergen Bank/Oljedirektoratet

Gass står for ca 2/3 av de påviste, utvinnbare reservene sør for 62.breddegrad. I de feltene som er i produksjon eller utbygging utgjør imidlertid olje snaut 60 prosent. Utenom Trollfeltets enorme gassmengder, ser vi at de påviste, utvinnbare reservene utgjøres omtrent av like store deler olje og gass.

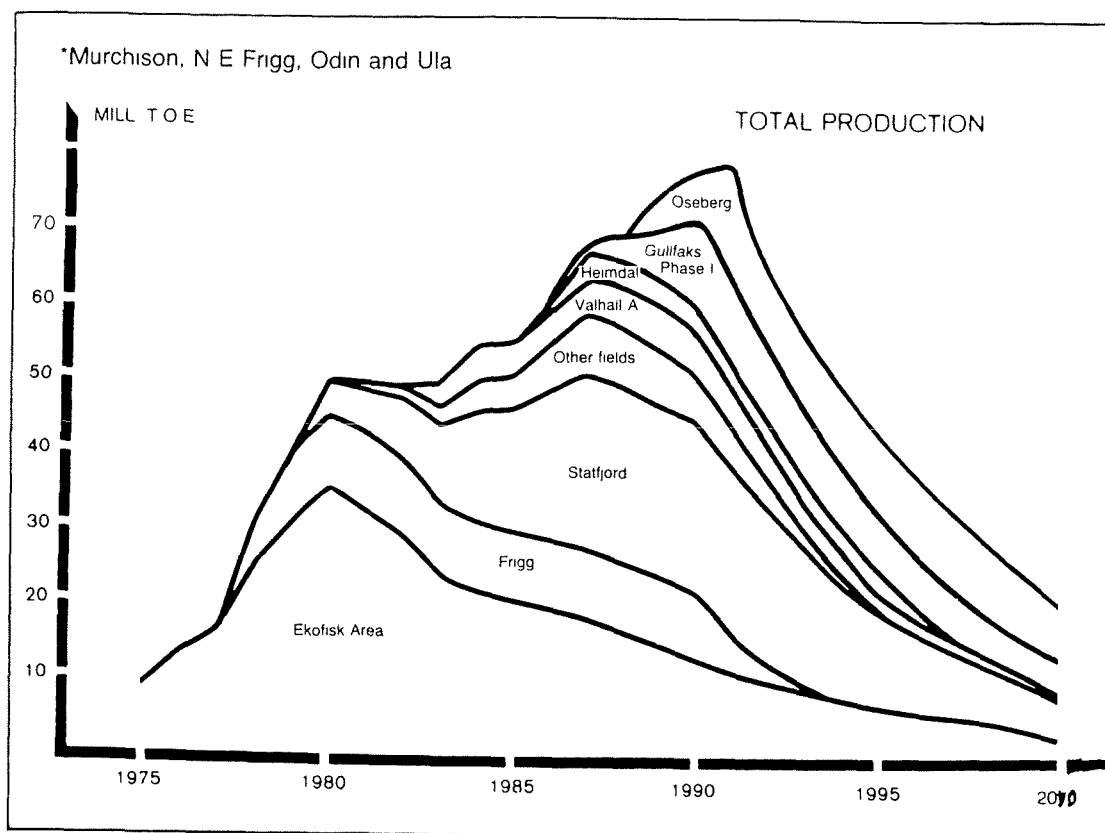
Målt i mengder er det altså de fremtidige gassavtalene som vil være aller viktigst for Norge. Reservene tillater imidlertid også en grad av satsing på olje dersom det viser seg vanskelig å få solgt gassen. Dette blir ofte kalt "olje-opsjonen".

### 1.1.3 Kart. Felter sør for 62.breddegrad



Den neste figuren viser Norges produksjon av olje og gass over tid, uttrykt i tonn oljeequivalenter, fordelt på produserende eller vedtatt utbygde felt. Den viser et toppunkt i 1990, hvorefter produksjonen flater ut. Det er derfor et viktig poeng i norsk petroleumspolitikk at leteaktiviteten er slik at nye felt kan flate ut eller øke produksjonsprofilen over tid. I retrospekt har det til nå vist seg at produksjonsprofilen hele tiden har sett ut omtrent som figuren under. Politikken om å utvikle nye felt for produksjon kan således sies foreløpig å ha vært vellykket.

### 1.1.4 Produksjonsprofil pr.1985



Regnet i tonn oljeekvivalenter har olje og gass stått for om lag halvparten av produksjonen hver. I 1983 og 1984 overgikk oljeproduksjonen gassproduksjonen. Økningen i oljeproduksjonen skyldes oppstartingen av Statfjord B - plattformen. Når gassleveransene via Statpipenettet starter opp ved årsskiftet 1985/86 vil dette endre seg noe. Antakeligvis vil olje- og gassproduksjonen målt i tonn oljeekvivalenter igjen bli om lag like store i og med oppstart av Statfjord C - plattformen (olje).

### 1.1.5 Produksjon pr felt 1984

Millioner tonn oljeekvivalenter

Felt	Olje:	Gass:	Sum:
Sum 1981	23.507	25.200	48.707
Sum 1982	24.484	24.445	48.929
Sum 1983	30.564	24.455	55.019
Sum 1984	34.954	26.293	61.247
Ekofiskområdet	11.643	12.047	23.690
Statfjord	18.598	0.000	18.598
Friggområdet	0.000	13.652	13.652
Murchison	2.351	0.081	2.432
Valhall	2.362	0.513	2.875

Kilde : Oljedirektoratet

For 1984 viser tallene norsk andel av Statfjord, Frigg og Murchison med 84.09322 %, 60.82 % og 45.06 %. Før 1984 var den norske andelen av Murchison 16.5 %. Fra 1985 vil den norske andelen være 25,06 %. I tallene for produsert olje er NGL inkludert. Tallene for gass fra Ekofiskområdet, Murchison og Valhall angir solgte mengder. I tallene for Frigg er kondensat inkludert.

Det har hittil vært Ekofiskområdet som har stått for den største produksjonsmengden på norsk kontinentalsokkel. I 1984 representerte produksjonen av råolje og naturgass her snaut 39 prosent av den totale produksjonen målt i tonn oljeekvivalenter. Som ren oljeprodusent er Statfjord størst. Med gassleveranser fra Statfjord gjennom Statpipeledningen, samt oppstart av C-plattformen, overtar Statfjordfeltet som den største produsent også samlet fra 1986. Utenom disse 2 områdene, ser vi at det hovedsaklig er Friggområdet (gass) som veier tungt.

Andre nye felt som framover vil komme i drift er Gullfaksfeltet, muligens også Oseberg og det store Trollfeltet. Med Statpipeledningen har en dessuten åpnet muligheter for drift av mindre gassfelt i nærheten av ledningen.

En omfattende leteaktivitet pågår dessuten på Haltenbanken, Trønabanken og Tromsøflaket (Askeladden). Disse feltene vil ikke kunne komme i produksjon før mot slutten av 1990-tallet, dersom de blir vurdert som utnyttbare.

I Olje- og energidepartementets Faktahefter, som kommer ut 2 ganger i året, finnes detaljerte opplysninger om hvert enkelt felt, enten det er i lete-, utbyggings- eller driftsfasen. Sammen med Oljedirektoratets årsrapport gir Faktaheftene også gode opplysninger om faktisk og prognostisert produksjonsutvikling for henholdsvis olje og gass og de enkelte felt.

Norsk råolje blir hovedsaklig levert til Nordvest-Europa og USA. En del av råoljen (i 1984 ca 5 millioner tonn) blir levert norske raffinierier. Det totale raffineringsskapasiteten i Norge er på ca 13 millioner tonn. Total mengde råolje tatt inn til raffinierier var i 1984 ca. 7 millioner tonn. Dette tilsvarer forbruket av oljeprodukter i Norge. Handelen med raffinerte produkter er således netto liten.

### 1.1.6 Raffinierier i Norden

Kapazität i mill. tonn		
Sted	Selskap	Kapazität
Slagen	Esso	5.5
Mongstad	Rafinor	4.0
Sola	Shell	3.0
Valløy	Esso	0.2
I alt Norge		12.7
Brofjorden	Scanraff	10.0
Gøteborg	BP	5.0
Gøteborg	Shell	4.7
Nynaeshamn	Nynaes	2.6
I alt Sverige		22.3
Fredericia	Shell	2.0
Kalundborg	Esso	2.0
Stigsnes	Gulf	2.0
I alt Danmark		11.0
Porvoo	Neste	10.0
Naantali	Neste	2.0
I alt Finland		12.0
Sum Norden		53.0

Kilde: Bergen Bank og Veckans Affaerer

Statoil ønsker å bygge ut Mongstad fra en kapasitet på 4 millioner tonn til 6.5. Det norske markedet forsvarer ikke en slik økning, og denne utvidelsen er primært rettet mot eksport av raffinerte produkter.

Utnyttelsesgraden i raffineriene i de øvrige nordiske land er omtrent som i de norske. Et pussig trekk er at det foreløpig ikke har blitt levert norsk råolje til Danmark, utenom eventuelt gjennom tredje land.

## 1.2 INNTEKTSBEGREPENE

Nordsjøolje og naturgass svarer nå til omlag halvparten av den samlede verdi av vareeksporten. I 1984 utgjorde produksjonsverdien ca. 20 % av brutto nasjonalprodukt. Nedenstående tabell viser også at dette er den høyeste andelen den hittil har utgjort av nasjonalproduktet.

### 1.2.1 Nasjonalregnskapstall 1980-84

Millioner kroner					
	1980	1982	1983	1984	Andel 1984
Brutto nasjonalprodukt	285045	363212	401769	446726	100.0
Eksport av varer og tj	134795	165114	184297	215400	48.2
Eksport av varer	92863	114762	133301	157370	35.2
Eksport av olje og gass	41399	53472	63844	78328	17.5
+Verdi av dir leveranser	1635	6049	7950	8833	1.9
=Produksjonsverdi fob	43034	59521	71794	87161	19.5
+Eksport av rørtjenester	2485	3021	2913	2916	0.7
=Brutto prod.verdi	45519	62542	74707	90077	20.2
+Terminalbehandling *)	2300	2100	2000	2000	
= "Markedsverdi"	47819	64642	76707	92077	
Skatter og avgifter	22952	29249	35601	39800	

Kilde: Nasjonalregnskapet \*)Anslag

Produksjonsverdien fob feltet framkommer ved at vi til eksportverdien legger verdien av de direkte leveransene (skipninger fra feltene direkte til fastlands-Norge). Dette er verdien av produktene etter at kostnadene ved terminalbehandling og transport er trukket fra (se kapitlet om definisjon av eksportverdi). Eksporten av rørtjenestene er ikke nødvendigvis alle kostnadene ved å bringe oljen og gassen fra feltet (norsk grense) fram til terminalen; det er verdiskapningen som har foregått i norske rørsystemer. Den norske oljen og gassen som går i utenlandske rør er her ikke med. Brutto produksjonsverdi er således verdien av oljen og gassen gjennom det norske røret fram til terminalene i mottakerlandene eller fram til munningen av det utenlandske røret.

Varens pris i markedene skal foruten brutto produksjonsverdi også dekke terminalkostnader og transport i utenlandske rørsystemer. Skipningskostnader på den oljen som blir lastet fra bøyer er heller ikke med i brutto produksjonsbegrepet. I 1984 beløp antakelig disse elementene seg til ca. 2 milliarder kroner, slik at produktenes verdi i markedene dette året omtrent var 92 milliarder kroner.

Beløpet for skatter og avgifter gjelder påløpte verdier. I perioder med sterke endringer i oljeinntektene kan det være store forskjeller mellom påløpte og innbetalte verdier. Statens inntekter er her representert med den påløpte verdi for å få dem i sammenheng med produksjonstallene.

Utviklingen av verdien av produksjonen og eksporten av råolje og naturgass har i perioden 1975 - 1984 vært slik:

## 1.2.2 Verdi av norsk olje- og gassproduksjon 1975-84

Millioner kroner						
x	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Verdi fob	5068	6716	8111	13598	21993	43034
-Dir lev.	1500	-	-	-	-	1635
Eksport	3568	6716	8111	13598	21993	41399
Råolje	3568	6716	7286	8796	14698	28500
Naturgass	-	-	825	4802	7295	12899

x	1981	1982	1983	1984	Andel	1984
Verdi fob	53248	59521	71794	87161		100.0
-Dir lev.	5161	6049	7950	8833		10.1
Eksport	48087	53472	63844	78328		89.9
Råolje	31047	31879	40653	51711		59.4
Nat.gass	17040	21593	23191	26617		30.5

KILDE: NOS Utenrikshandel/Nasjonaltregnskapet

Det ble etablert mer faste direkte leveranser fra feltene til fastlands-Norge fra og med 1980, da Statfjord A-plattformen ble satt i drift. Dette har ført til at det er en forskjell mellom eksport- og produksjonsverdien fra da. De senere årenes verdiøkning på gasseksporten skyldes i stor utstrekning prisøkninger.



## 2.0 DEFINISJON AV EKSPORTVERDI

Som nevnt i innledningen fastsetter FNs "International trade statistics. Concepts and definitions" prinsippene for registrering av landenes utenrikshandelsstatistikk. Vi skal ikke her diskutere de generelle sidene ved dette, men ta for oss den norske tolkningen av prinsippene når det gjelder eksport av råolje og naturgass.

Eksporten av råolje og naturgass som blir ført i rør fra den norske kontinentalsokkelen blir registrert som eksport til det landet røret går til, dvs der mottakerterminalen ligger og der den videre bearbeiding og videreforsendelse skjer. Dette betyr med de eksisterende transportsystemer for olje og gass at norsk olje i rør blir registrert som eksport til Storbritannia, mens gassen blir registrert som eksport til henholdsvis Storbritannia og Forbundsrepublikken Tyskland. Skipninger direkte fra sokkelen blir registrert på det sist kjente bestemmelsesland. Endelig bestemmelsesland på laster via tredje land foreligger det ikke oppgaver over.

Verdien av råolje eksportert fra feltene i Nordsjøen beregnes ved hjelp av administrativt fastsatte normpriser korrigert for frakt- og terminalkostnader. Når det gjelder prisen på gass eksportert i rørledninger til St. Fergus og Emden, blir denne foreløpig anslått på grunnlag av alment tilgjengelige data, blant annet i mottakerlandenes offisielle importstatistikk, publiserte meldinger om transportkostnader for naturgass og anslag på terminalkostnader.

En del av den råoljen som utvinnes på norsk sokkel blir skipet direkte til fastlands-Norge. Dette regnes som innenlandsk handel og blir i det følgende kalt direkte leveranser.

Statistikken vil vise høyere importpriser enn eksportpriser for likeverdig olje på samme tidspunkt, da importen regnes cif, dvs. at verditallene inkluderer kostnader ved transport, forsikring m.v. fram til norsk grense. Eksportprisene derimot er regnet fob norsk grense - i praksis ved feltet. Transport, forsikring m.v. er således ikke regnet inn i eksportprisen.

I heftet "NOS Utenrikshandel" (1 og 2) er det beskrevet hvordan eksport- og importverdiene generelt til enhver tid blir beregnet.

## 2.1 SAMHANDELEN MED ANDRE LAND

Mange har hevdet at en bør registrere eksporten på det landet som endelig forbruker den, i stedet for på det land der renselses- og bearbeidningsprosessene foregår (dvs. Storbritannia og Forbundsrepublikken Tyskland). Når norske selskaper selger olje fra Ekofiskfeltet til et amerikansk selskap for forbruk i USA, registreres leveransen i norsk handelsstatistikk som en del av eksporten til Storbritannia, pga. den bearbeidning som foregår der. Den varen som går fra røret til terminalen i Teesside er forskjellig fra den varen som går ut av terminalen. Det har altså skjedd en bearbeidning som gjør at vi, i henhold til FNs prinsipper og definisjoner for hvordan varehandelen mellom land skal registreres, fører den som eksport til Storbritannia. Dette har imidlertid store konsekvenser for statistikken over Norges samhandel med de enkelte land.

Siden 1977 har vi hatt følgende mengde- og verdiutvikling av eksporten av naturgass fra Norge fordelt på land i følge norsk utenrikshandelsstatistikk.

### 2.1.1 Eksport av naturgass 1977-84

Millioner standard kubikkmeter

År	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
I alt	2658	14282	20787	25119	25197	24457	24528	26240
Tyskland	1705	9837	12504	15154	14019	13794	12918	12560
Storbritannia	953	4445	8283	9965	11178	10663	11610	13680

Kilde: NOS Utenrikshandel

Millioner kroner

År	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
I alt	825	4802	7295	12898	17040	21592	23191	26617
Tyskland	529	3275	4318	8197	10084	13273	13003	13145
Storbritannia	296	1527	2977	4701	6956	8319	10188	13472

Kilde: NOS Utenrikshandel

Tilsvarende offisielle norske eksporttall for råolje er:

## 2.1.2 Eksport og direkte leveranser av råolje

1000 tonn

Land	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	Andel 1984
Prod	13557	16685	18804	24410	23578	24306	30475	34996	100.0
-dir lev	-	-	93	1213	3125	3640	4852	4932	14.1
= Eksp	13557	16685	18711	23197	20453	20666	25623	30064	85.9
Danmark	-	70	-	-	-	-	-	-	-
Finland	-	-	-	-	116	-	-	107	0.3
Frankrike	-	148	-	86	-	116	365	980	2.8
Nederland	-	93	-	411	729	2463	3275	2978	8.5
Italia	-	-	-	-	-	-	193	-	-
Storbr	13557	16134	18711	21981	17986	16177	17287	19780	56.5
Sveits	-	-	-	-	102	160	-	-	-
Sverige	-	-	-	205	483	1166	2268	2350	6.7
Tyskland	-	183	-	514	1037	744	1608	1846	5.3
Østerrike	-	-	-	-	-	-	-	326	0.9
Israel	-	-	-	-	-	-	-	702	2.0
USA	-	57	-	-	-	-	627	994	2.8

Millioner kroner

Land	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	Andel 1984
Prod	7286	8796	14848	30135	36208	37928	48603	60544	100.0
-dir lev	-	-	150	1635	5161	6049	7950	8833	14.6
= Eksp	7286	8796	14698	28500	31047	31879	40653	51711	85.4
Danmark	-	38	-	-	-	-	-	-	-
Finland	-	-	-	-	196	-	-	199	0.3
Frankrike	-	80	-	121	-	198	613	1768	2.9
Nederland	-	50	-	555	1212	3204	5403	5362	8.9
Italia	-	-	-	-	-	-	312	-	-
Storbr	7286	8499	14698	26855	27003	24524	26886	33294	55.0
Sveits	-	-	-	-	164	240	-	-	-
Sverige	-	-	-	297	786	1873	3744	4163	6.9
Tyskland	-	99	-	672	1686	1839	2645	3303	5.4
Østerrike	-	-	-	-	-	-	-	592	1.0
Israel	-	-	-	-	-	-	-	1255	2.1
USA	-	31	-	-	-	-	1050	1775	2.9

KILDE: NOS Utenrikshandel/Nasjonalregnskap og Oljedirektoratet

Som vi ser ut fra denne samhandelsstatistikken er Storbritannia vår viktigste partner når det gjelder olje. Etterhvert som produksjonen på Statfjord ble startet opp og utvidet, har deres andel av total oljeeksport gått noe ned, men fortsatt dominerer de i vår offisielle statistikk. Det er rørledningene fra Ekofisk og Murchison samt båtlaste fra Statfjord til Storbritannia som utgjør disse tallene.

Britisk statistikk registrerer imidlertid ikke alt dette som import av olje fra Norge. Skulle de fulgt samme prinsipp som oss ville de importert tilsvarende fra Norge som vi eksporterer til dem, og deretter registrert den delen av det som går ut igjen til andre land som eksport. Dette gjør f.eks. Tyskland når det gjelder gass levert Emden.

Britene registrerer kun den delen av komponentene som går til Storbritannia som import, forøvrig betrakter de Teesside-terminalen som helt norsk område statistisk. Mange andre land ser det også slik, og registrerer inntak til seg fra f.eks. Teesside som import fra Norge. Dette gjør ofte en sammenlikning mellom vår statistikk over utenrikshandelen med andre lands tilsvarende statistikk vanskelig uten først å korrigere for slike olje- og gassleveranser.

Dersom vi ser på de tallene som kan ligge nærmest en salgsfordeling på land, nemlig Oljedirektoratets skipningsstatistikk fra hver av terminalene korrigert for kjente omlastninger, får vi følgende landfordeling av den totale norske produksjonen:

### 2.1.3 Skipninger av olje med oppr. norsk sokkel

#### Stabilisert råolje. 1000 tonn

Land:	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	Andel 1984
I alt	13356	16464	18120	22989	22501	22955	29220	34417	100.0
Europa	9617	10235	12696	14061	15711	17490	24757	26727	77.7
Belg-Lux	50	137	773	313	368	127	327	68	
Danmark	388	432	56	232	60	0	0	0	
Finland	120	152	74	0	116	48	70	177	
Frankr.	1280	1418	1672	1821	2064	2522	1871	2604	7.6
Italia	50	0	0	388	154	219	335	0	
Nederl.	353	826	1616	1713	2223	3028	4507	3700	10.8
Norge	1687	1143	1714	3088	4173	4373	5234	5074	14.7
Spania	0	0	0	0	91	118	215	0	
Storbr.	3710	3636	3884	2464	3257	3116	6781	9127	26.5
Sveits	0	0	0	102	0	0	0	0	
Sverige	656	222	259	705	1302	2017	3131	3246	9.4
Tyskl.	1323	2269	2648	3235	1903	1762	2286	2405	7.0
Østerrike	0	0	0	0	0	0	0	326	
Europa el	0	0	0	0	0	160	0	0	
Amerika	3739	6229	5424	8863	6479	5408	4438	6205	18.0
Canada	0	0	0	93	0	0	409	135	
Mel-Am	330	286	269	77	809	51	105	0	
USA	3409	5943	5155	8693	5670	5357	3924	6070	17.6
Asia	0	0	0	0	0	0	25	702	
Israel	0	0	0	0	0	0	0	702	2.0
Afrika	0	0	0	167	209	57	0	81	

Kilde: Oljedirektoratet og Tollvesenet.

Oljedirektorates skipningstall er korrigert for omlastninger på Mongstad, da disse rapporteres fra Tollvesenet og Statoil. Omlastninger i Rotterdam er stort sett ikke registrert. Fortsatt kan altså disse tallene avvike fra andre lands statistikk, som også registrerer omlastninger (for eksempel) i Rotterdam.

Denne situasjonen foreligger også for gassen som leveres Emden. Tyskerne følger imidlertid et likt prinsipp som det

norske og fører hele leveransen som import fra Norge, for så å eksportere det av importen som blir levert andre land. De andre mottakerlandene Nederland, Belgia og Frankrike registrerer imidlertid helt eller delvis sine inntak av denne gassen som import fra Norge. Fordelingen av salg av norsk naturgass har vist følgende utvikling.

#### 2.1.4 Salg av norsk gass pr. land 1980-84

Milliarder standard kubikkmeter						
Land:	1980	1981	1982	1983	1984	Andel 1984
I alt	25.1	25.2	24.4	24.4	26.3	100
Belgia	2.3	2.0	2.0	2.0	2.0	8
Frankrike	2.3	2.0	2.0	2.0	2.0	8
Nederland	2.6	2.5	2.8	2.1	2.1	8
Storbritannia	9.9	11.2	10.6	11.6	13.7	52
Tyskland	8.0	7.5	7.0	6.7	6.5	25

Kilde: Oljedirektoratet

Av Forbundsrepublikken Tysklands nettoimport på ca. 35 milliarder standard kubikkmeter, dekkes altså 6.5 av Norge (hovedtyngden av vest-tysk gassimport er hollandsk gass). Vi ser ellers at Frankrike, Belgia og Nederland i henhold til eksisterende kontrakter til sammen hvert år mottar like mye gass som Tyskland alene. Storbritannia er den største gasskjøper for tiden.

Skipninger av våtgass har fordelt seg slik siden 1979:

## 2.1.5 Skipninger av våtgass med oppr. norsk sokkel

1000 tonn

År	1979	1980	1981	1982	1983	1984	And.'84
I alt	523	1226	1072	1130	1327	1809	100.0
Belgia-Lux.	-	13	9	10	18	17	1.0
Danmark	-	-	-	3	-	-	-
Frankrike	16	35	19	22	23	13	0.7
Italia	-	16	-	-	-	-	-
Nederland	62	173	201	166	173	638	35.2
Norge	362	718	682	710	737	852	47.1
Portugal	-	4	6	22	21	25	1.4
Spania	1	25	-	10	67	25	1.4
Storbritannia	55	181	145	152	167	199	11.0
Sverige	-	-	-	-	-	17	1.0
Tyskland	-	6	6	1	-	7	0.4
Afrika	22	19	2	6	11	7	0.4
Asia	-	-	-	-	56	-	-
Sør-Amerika	-	-	-	11	44	-	-
USA	5	20	1	7	-	10	0.5

Kilde: Oljedirektoratet

Våtgassproduksjonen startet opp 1.mars 1979. Dersom en legger sammen skipningstall for henholdsvis stabilisert råolje og våtgasser, vil en tilnærmet komme fram til produksjonen pr år.

Nedenfor er satt opp en tabell som viser hvor store endringer en alternativ føring av olje- og gasseksporten ville føre til i våre samhandelstall med de landene som mottar råolje fra terminalene i Storbritannia og gass fra Emden-terminalen. Da hensikten her er å vise nivå tall er ikke leveranser av våtgasser tatt med og det er kun brukt de gjennomsnittlige eksportprisene for råolje og naturgass i 1984 i verdiberegningene. En mer nøyaktig beregning ville senket oljeprisen noe. Prissettingen, og dermed målepunktet for eksportprisen, er imidlertid et problem for seg som vi ikke skal ta opp her. Våtgassene vil ytterligere senke eksportoverskuddet til Storbritannia og øke overskuddet spesielt med Nederland. Effekten på norsk handelsbalanse totalt er her ikke tatt med da denne ikke vil endres særlig av den tolkning som velges. Den alternative forståelsen ville senke eksporten og noenlunde tilsvarende senke importen. Overskudd er utregnet som eksport - import.

## 2.1.6 Samhandelstall med viktige land

Beregnete cirkatall 1984 med alternativ  
føring av olje- og gasseksporten

Land	Endring olje		Endring gass		Ekportoverskudd		
	Mill. tonn	Mldr. kr.	Mldr. Sm <sup>3</sup>	Mldr. kr.	Milliarder Off.	Milliarder "korr" kroner	Endring
Belgia/Lux	+0.07	+0.1	+2.0	+1.9	-1.7	+0.3	+2.0
Finland	+0.07	+0.1	-	-	-1.8	-1.6	+0.1
Frankrike	+1.62	+2.8	+2.0	+1.9	+0.7	+4.4	+3.7
Nederland	+0.72	+1.2	+2.1	+2.0	+7.0	+10.2	+3.2
Storbrit.	-10.65	-18.3	-	-	+44.4	+26.1	-18.3
Sverige	+0.90	+1.5	-	-	-3.7	-2.2	+1.5
Tyskland	+0.56	+1.0	-6.1	-5.8	+9.1	+4.2	-4.9
USA	+5.08	+8.7	-	-	-2.6	+6.2	+8.7
Canada	+0.14	+0.2	-	-	-1.7	-1.5	+0.2

Kilde: NOS Utenrikshandel og Oljedirektoratet

Størrelsen på samhandelstallene for enkelte land vil altså endres fullstendig. Spesielt ekstremt er tallene for USA, der et UNDERSKUDD på 2.6 milliarder kroner snus til et handelsoVERSKUDD på hele 6.2 milliarder kroner. Også for Belgia/Luxemburg snus underskuddet til overskudd. Handelsoverskuddet overfor Storbritannia ville reduseres med over 18 milliarder kroner! Vi ville imidlertid fortsatt ha et overskudd i samhandelen med Storbritannia. Halvparten av dette skyldes leveransene av naturgass til St.Fergus.

For de andre samhandelstallene ser vi til dels betydelige endringer. Spesielt gjelder dette Frankrike (gass), Nederland (gass og olje), Sverige (olje) og Forbundsrepublikken Tyskland (gass og olje). En del av leveransene til Nederland blir antakelig skipet videre til 3.land, noe som vil redusere effekten noe. Imidlertid vil leveranene av NGL dra tallene noe opp igjen, og det virker ikke usannsynlig at nivået på endringen på handelsoverskuddet med Nederland kan være rimelig.

Olje eksportert i rørledning til Teesside og Sullom Voe blir altså registrert statistisk på Storbritannia. Dette skyldes bearbeidingsgraden i terminalene. Noen av produktene som kommer ut av terminalene blir skipet til Norge. Dersom en legger sammen tallene for direkte leveranser og import vil en få tilnærmet det som er det totale inntak av råolje i norske raffinerier.



## 2.1.7 Inntak av råolje til Norge 1960-1984

	1000 tonn									
Land:	1960	1965	1970	1975	1980	1981	1982	1983	1984	
Inntak i alt	220	2754	6527	7244	7411	7025	6567	6610	6957	
- dir.lev	-	-	-	1500	1213	3125	3640	4852	4932	
= import	220	2754	6527	5744	6198	3900	2927	1758	2025	
Algerie	-	-	55	-	-	-	-	-	-	
Arab. Emirater	-	-	-	923	-	-	-	-	-	
Bahrein	-	18	140	-	158	-	-	-	-	
Egypt	-	-	-	-	-	-	-	-	72	
Irak	-	215	-	46	68	-	-	-	-	
Iran	-	-	216	2114	138	-	-	45	-	
Kuweit	-	-	680	1	-	-	-	-	-	
Libya	-	445	597	227	-	-	-	-	-	
Nigeria	-	-	1105	808	525	67	146	-	-	
Oman	-	-	1439	616	652	218	-	-	-	
Quatar	-	-	-	128	-	-	-	-	-	
Saudi-Arabia	-	727	1074	623	1150	676	362	297	307	
Sovjetunionen	-	-	-	-	106	255	153	178	420	
Storbritannia	-	-	-	258	3402	2662	2249	1147	1226	
Venezuela	220	1349	1221	-	-	-	-	-	-	
M.-Amerika els	-	-	-	-	-	21	17	22	-	
-Import med opprinnelse										
norsk sokkel	-	-	-	?	1875	1043	733	382	183	
Import eksklusiv										
reimport	220	2754	6527	?	4323	2851	2194	1376	1842	

Kilde: NOS Utenrikshandel og Oljedirektoratet

Mesteparten av norsk forbruk av råolje hentes nå altså direkte fra norsk kontinentalsokkel. En stor del av resten hentes fra Storbritannia. Norsk oljeeksport og -import blir definert slik at den råoljen som blir eksport i rør til Storbritannia registreres som import derfra når den tas inn hit til landet. Total mengde tatt inn til norske raffinerier fra norsk kontinentalsokkel - direkte eller indirekte - utgjorde således i 1984 80-90 %. Foruten Storbritannia importerer vi olje nå hovedsaklig fra Saudi-Arabia og Sovjetunionen. Tidligere kom så godt som all olje fra forskjellige OPEC-land.

## 2.2 FORELØPIGE EKSPORTTALL

Hver måned beregnes foreløpige tall ca en uke etter oppgavemåneden. Pressemelding på disse sendes ut rundt den 10. i måneden etter oppgavemåneden.

Mengdegrunnlaget for beregningene er oppgaver på telefonen fra Oljedirektoratet. Så kort etter månedens slutt forekommer det at OD ikke har rapporter fra hele måneden inne, eller det er en usikkerhet på hva de forskjellige tallene dekker. Dette betyr at en må vurdere opplysningene en får ut fra om de virker rimelig for akkurat det feltet, den årstiden osv. Dersom en får tall som virker urimelig må en sjekke dette med OD, eventuelt andre kilder en har for mengdeopplysninger.

De foreløpige tallene vil med slik usikkerthet uansett ikke kunne bli mer enn nivå tall, og en må således legge vekt på at helheten blir best mulig mer enn at de enkelte detaljene blir det, såfremt disse står i konflikt med hverandre på grunn av tidspress.

Oljeprisene anslås ut fra de kunnskaper en har om prisleiet den måneden. Prisen har tidligere vært relativ enkel å fastsette da den har vært helt åpent referert i massemedia. Det anslaget på oljepris som gjøres skal reflektere en tenkt månedlig normpris. Normprisen brukes på de endelige tallene. Vanligvis har en tillagt salgsprisen på råolje 90-95 % og spotprisen 5-10 % i normprisen. Siden høsten 1984 har imidlertid norsk olje i stadig større grad blitt solgt til priser mer lik spotprisene, der en i prinsippet har forhandlet om hver last. Prisene har dertil blitt holdt hemmelige. Dette betyr at en får en større usikkerhet i anslaget på oljeprisen enn tidligere. Ut fra det tynne informasjonsgrunnlaget en har kan den variere opp til et par dollar.

Gassprisene har hele tiden vært holdt hemmelige, og blir heller ikke i ettertid offentliggjort på noen nøyaktig måte. Dette skyldes i stor utstrekning at markedet domineres av relativt få aktører. Egentlig er det eskaleringsklausulene i kontraktene i forhold til prisutviklingen på andre energibærere og hvilke vektorer de enkelte energibærere har i kontraktene som selskapene betrakter som mest følsomme. Prisene blir tilbakeholdt da det i en viss grad er mulig å regne seg fram til dette når en har tidsserier på gassprisutviklingen og sammenstiller den med prisutviklingen på de andre. Pr. idag må Byrået derfor med grunnlag i vurderinger om priser på andre energibærere, markedsforhold for disse og for naturgass og utenlandsk statistikk prøve å finne fram til en slags veiet eskaleringsformel for gassleveranser henholdsvis til kontinentet og til Storbritannia. En står således ofte med en usikkerhet på mange prosent i beregningsgrunnlaget.

Fra cif-prisene som framkommer skal en så trekke terminal og transporttariffer. Til foreløpige tall bruker en da som regel de sist kjente faktorene, for eksempel fra forrige år. Dette må en oppdatere hurtigere dersom det viser seg at disse begynner å endre seg mere enn de har gjort de senere årene. En trekker kostnadselementene fra cif-prisen og kommer fram til fob-priser/eksportpriser som en multipliserer med de først nevnte mengdetallene. Se herunder kapitlet om beregningsteknikk der beregningsmåten blir beskrevet både teoretisk og med et praktisk eksempel.

Generelt beregner en altså fob-priser for å finne verditall tilhørende mengdetallene. Flere av frafragsselementene er imidlertid oppgitt i rene verditall, og med all den usikkerhet som omgir oppgavene, hender det at en omregning på prisform kan gi noe vridde resultater. På endelige tall regner en således med de tallene som er oppgitt i verdi i verdi.

### 2.3 ENDELIGE EKSPORTTALL

Til de endelige årsberegningene har en noe bedre tid enn til de foreløpige. Dette betyr at en har skriftlige oppgaver over mengder, verdier og priser på de viktigste elementene som inngår i beregningene. Det viktigste elementet en ikke har oppgaver over er gasspriser. Utover dette er det terminaltariffer og enkelte mindre oppgaver over transportkostnader. Det hender dessuten at året skal avsluttes før normprisene blir offentliggjort (rundt den 10.mars)

I kapitlet om beregningsteknikk er metodene beskrevet og en holder seg da til formelen i nøyaktig form i stedet for den forenklete en nytter til foreløpige tall.

### 3.0 BEREGNINGSTEKNIKK

Råoljen og naturgassen (heretter kalt "varen") transporteres fra feltet og går deretter gjennom en renselses og/eller separasjonsprosess for å skille den i kommersielle produkter. I de tilfellene der et av produktene fra separasjonsprosessen går videre inn i en ny skilleprosess kalles denne nye prosessen fraksjonering.

Prosessene under illustrerer behandlingen i Teesside og slik den blir på Kårstø. Den kan imidlertid brukes til å illustrere all prosessering både for olje og naturgass. For Statfjord olje vil en ha verken separasjons- eller fraksjoneringskostander. For Sullom Voe er situasjonen som for Teesside. For gassterminalen i Emden kan en betrakte separasjonsprosessen som renselsesprosess og ta bort fraksjoneringen. For St. Fergus kan en bruke hele skissen tilsvarende Teesside. Output fra separasjonsprosessen er her kondensat.

Når vi utleder en formel til beregningsbruk, vil vi ved å ta utgangspunkt i en slik skisse av terminalbehandlingen dekke selv de mest kompliserte terminalene. De terminalene som utfører en av prosessene vil få verdien 0 (null) i beregningsformelen.

```
***** ----->
*                               *****
*                               *   Stab. råolje/Tørrgass
-----> * Separasjons- *****
*****   prosess      *
Ustab.råolje *                               *****
Rikgass      *                               *   Etan
*****      *                               *****
*                               *   -----> *
*                               *****   Fraksjo- * Propan
*                               *   Våtgass *   nerings- *****
*                               *****   prosess * N-Butan
*****      *                               *   -----> *****
*                               *                               *   I-Butan
*                               *                               *****
*                               *
*                               *****
```

Råolje fra ett felt kan ha en helt annen konsistens enn råolje fra et annet felt. Noen av varene trenger bearbeiding før den kommer fram til markedet, mens andre i svært liten grad har behov for det.

### 3.1 UTLEDNING AV FORMEL

Det går en mengde  $T$  (målt i den mengdeenhet som prisen regnes etter - dvs volum (fat eller  $\text{Sm}^3$ )) fra feltet som transporteres i rør eller med båt til land. Her bearbeides den i større eller mindre grad før den leveres til kjøperen (de variable er i sin helhet listet opp samlet bak i kapitlet). Da det er forskjellige kvaliteter på den varen som går fra de enkelte feltene, forskjellig sammensetning av henholdsvis våt- og tørrgass/stabilisert råolje og forskjellige kostnader ved å bringe dem fra borehullet til prispunktene, er det ikke praktisk og bare regne ut verditallene samlet for hele Nordsjøen på de to varene. En har hittil i stor grad valgt å regne ut en verdi for hvert enkelt felt. Etterhvert som det har kommet til flere og flere felt har det nå blitt mer hensiktsmessig å regne pr terminal. Terminaler pr. idag er Teesside, Sullom Voe, St. Fergus og Emden, og snart kommer også Kårstø i drift.

For å beregne verdien trenger vi priser, og de observerer vi etter disse (eventuelle) bearbeidingsprosessene der varen har blitt til et produkt det finnes et marked for.

Når varen kommer i land separeres den i to deler; ett hovedprodukt (volum  $X$ ) og ett biprodukt (volum  $Q$ ):

$$1) \quad T = X + Q$$

Verdien i utenlandsk valuta er produktet av mengdetallene og prisen på henholdsvis hovedproduktet i utenlandsk valuta ( $P_u$ ) og tilsvarende pris på biproduktet ( $Q_u$ ):

$$2) \quad P_u * X + Q_u * Q$$

Med en valutakurs mellom norske kroner og utenlandsk valuta på  $V_u$  blir verdien i norsk valuta:

$$3) \quad P_u * V_u * X + Q_u * V_u * Q$$

Dette er brutto produksjonsverdien av varen fra terminalen. Biproduktet  $Q$  kan være sammensatt av  $n$  produkter som kommer ut av fraksjoneringsprosessen. Hver av disse utgjør en mengde  $Q_i$  til en pris i utenlandsk valuta på  $q_{ui}$ . Vi forutsetter her at både hoved- og biproduktene blir omsatt i samme valuta. I norske kroner får en da følgende uttrykk for verdien av biproduktene  $N(Q)$ :

$$4) \quad N(Q) = Q_u * V_u * Q = V_u * \sum_{i=1}^n q_{ui} * Q_i \quad \text{der } i = 1 \dots n$$

Når en setter 4) inn i 3) får en følgende uttrykk for brutto verdiskapning,  $A(T)$ , av produktene:

$$5) \quad A(T) = (P_u * X + \sum_{i=1}^n q_{ui} * Q_i) * V_u$$

For å komme fram til verdien på feltet må vi trekke fra de kostnader som har påløpt under transport til og bearbeidelse for markedet,  $B(T)$ . Dette er terminalbehandling og transportkostander fra feltet til terminalen. Her representerer  $R$  transportkostnadene ( $R=R\text{ørkostnader}$ ),  $S$  separasjonskostandene og  $F$  fraksjoneringskostandene. Mens separasjon og transport foretas for hele mengden  $T$ , foretas fraksjoneringen kun for biproduktet. Prisene benevner vi henholdsvis  $r, s$  og  $f$  i norsk valuta og tilsvarende  $r_u, s_u$  og  $f_u$  i utenlandsk valuta. Rørtransportkostandene kan for eksempel uttrykkes som  $R = r_u * V_u * T = r * T$ . På verdiform i norske kroner får en følgende uttrykk for kostnadselementet  $B(T)$ :

$$6) \quad B(T) = R + S + F = r_u * V_u * T + s_u * V_u * T + f_u * V_u * Q \\ = (r + s) * T + f * Q$$

Verdien av varen på feltet  $D(T)$  blir bruttoverdien fratrukket kostnadene:

$$7) \quad D(T) = A(T) - B(T)$$

Når vi skal velge en form på formelen må vi ta hensyn til hvilke opplysninger som foreligger som ferdige verditall, og hvilke som må beregnes. Hvis vi regner med, hvilket foreløpig er tilfelle, at  $R, S$  og  $F$  kan innhentes (dvs i norske kroner), og likeså totalverdien av biproduktene  $N(Q)$  i norske kroner, får vi følgende uttrykk for  $D(T)$ :

$$8) \quad D(T) = P_u * V_u * X + N(Q) - (R + S + F)$$

Prisen på varen på feltet blir da :

$$9) \quad P = D(T) / T = P_u * V_u * X/T + \frac{N(Q) - (R+S+F)}{T}$$

Til bruk under beregning av foreløpige tall, kan en finne en tariff for verdien av biproduktene samt kostnadene ved å bringe varene fram til markedet ( R,S OG F ) her representert ved brøken over. En bruker da de sist tilgjengelig opplysninger. Bak disse tallene ligger det ofte store bearbeidingsarbeider, slik at det ikke er hensiktsmessig å foreta dem hver gang. De er som regel dessuten stabile nok over den perioden vi betrakter, for eksempel et halvt år, til at behovet for nye tall hver måned ikke er så stort.

Vi sitter da igjen med en formel som under hver beregning tar inn nye verdier for de variable som varierer mest og/eller som påvirker resultatet mest.

$$10) \quad P = p_u * V_u * X/T + C$$

Ved hver måned å finne en pris i utenlandsk valuta, norsk kroners kurs i forhold til den utenlandske valuta samt andelen hovedproduktet i volum utgjør av produksjonen av varen fra feltet samlet, får en et hendig uttrykk for beregning av foreløpige tall.

Ved beregning av endelige tall må formelen brukes i sin helhet (se for eksempel formel nr.9). Eventuelt bør en ta med underspesifikasjoner. Rene verdi og mengdetall bør brukes der disse er tilgjengelig, og priser kun der mengde og verdi ikke kan innhentes.

Følgende valutakurser må hentes inn fra Norges Bank til foreløpige eksporttall månedlig.

Amerikanske dollar	(USD)
Vest-tyske mark	(DEM)
Britiske pund	(GBP)

En må fastsette en antatt pris på råoljen. Denne skal være et veiet gjennomsnitt av all solgt norsk råolje, da dette tilnærmet vil svare til normprisen. Således et veiet snitt av salgs- og spotprisene i måneden. Norsk råolje har til nå i all hovedsak blitt solgt etter faste kontrakter og en bør så lenge det er tilfelle tillegge salgprisen 90-95 % vekt i prisberegningen, spotprisen 5-10 % vekt. Se herunder kapitlet om foreløpige tall om prisforskjeller mellom de enkelte feltene.

Volumforholdet mellom hoved- og biproduktet (X/T) kan i mange sammenhenger antas å være fast over en periode. I

andre sammenhenger bør det oppdateres hver måned. I 1983 forskjøv fordelingen mellom NGL og stabilisert råolje seg en del og leddet er av den grunn tatt med eksplisitt i den foreløpige prisberegningsformelen.

For naturgass vil fradragselementet stort sett være transportkostnader. På Frigg har en imidlertid også en viss produksjon av kondensat. Som kostnadselement kan en imidlertid betrakte gassterminalene i Emden og St.Fergus likt. Kondensatet fra Frigg har imidlertid en verdi slik at leddet  $N(Q)$  vil få en verdi.

Leddene C må en vurdere hvor ofte en trenger å justere. Hittil har det kunnet se ut til at hvert halvår er tilstrekkelig.

Det er svært viktig her å hele tiden ta utgangspunkt i formelen for  $D(T)$  i de endelige beregningene av eksporttallene. De andre formlene er kun hjelpemidler til å produsere tallene på en praktisk måte fort. Spesielt gjelder dette foreløpige verdier. Når forhold endrer seg må en alltid vurdere om andre forenklinger enn de som er nevnt her vil være mer hensiktsmessige for å få med seg variasjoner i variable som betyr mer for resultatet.

### Symbolliste

T	Brutto produksjonsmengde i volum (prisbæreren)
X	Mengde produsert av hovedproduktet
Q	Mengde produsert biprodukt totalt
$Q_i$	Mengde produsert av biprodukt nr i ( $i=1, \dots, n$ )
Pu	Pris på hovedproduktet i utenlandsk valuta
P	Pris på bruttoproduktet (pr T) i norsk valuta
$q_i$	Pris på biprodukt nr i i utenlandsk valuta
$Q_u$	Pris veiet med alle biproduktene i utenlandsk valuta
Vu	Valutakurs. Norske kroner pr.enhet utenlandsk valuta
R	Transportkostnader til salgssted ( $R=r\text{ør}$ )
S	Separasjonskostnader ved splitting av hoved- og biprodukt
F	Fraksjoneringskostnader av biproduktet
r,s,f	Som store bokstaver R,S og F i prisform. Norsk valuta.
ru,su,	
fu	Pris på R,S og F i utenlandsk valuta
C	Korrigeringsfaktor til bruk ved beregning av foreløpige tall
$N(Q)$	Bruttoverdi av biprodukt(ene) i norske kroner
$A(T)$	Brutto verdiskapning fra en terminal
$B(T)$	Kostander ved fremskaffing av produktene
$D(T)$	Verdien av varene på fob feltet (eksportverdien)



## 3.2 MENGDETALL

De pristall en kommer fram til over skal multipliseres med mengdetall for de enkelte terminaler.

### 3.2.1.1 Teesside

En bruker her mengde råolje inn i rørledningen. Dette er mengden som passerer den norske territorialgrensen. Det er planer om eventuelt å måle mengden ved utgangen av terminalen på endelige tall for å få enklere verdiberegninger. Til foreløpige tall synes det lite aktuelt å ta utgangspunkt i annen mengde enn den ustabiliserte som går fra Ekofisk-sentret til Teesside-terminalen. Dette blir mengden  $T$  i formelapparatet over. Prisen knyttes imidlertid til den stabiliserte oljemengden  $X$ . Som mengdetall for våtgass nyttes oppgaver over allokert produksjon ut av terminalen fra OD.

### 3.2.1.2 Sullom Voe

Mengdetallene for Murchison olje behandles på tilsvarende måte som Ekofisk-Teesside olje.

### 3.2.1.3 Statfjord

Statfjord eies dels av norske selskaper (p.t. 84.09 %) og dels av britiske selskaper (15.91 %). Den til enhver tid gjeldende fordeling og hvilke selskaper som deltar på henholdsvis norsk og britisk side framkommer i Faktaheftet. Vi betrakter her Statfjord som en terminal for skipning av bøyelaster.

På grunn av en delt eierstruktur vil vi ha 4 ulike transaksjonstyper:

Utførsel (norsk eksport)  
Innførsel (fra Storbritannia)  
Direkte leveranser til Norge  
Utenlandsk (brit) transaksjon

Som utførsel regnes den råoljen som eies av norske andelshavere og skipes til utlandet. Som innførsel regnes

den råoljen som eies av britiske andelshavere som skipes til havner i Norge. Som direkte leveranse regnes det som eies av norske andelshavere og skipes til havner i Norge. Som utenlandsk transaksjon regnes den råoljen som eies av britiske andelshavere som skipes til andre land enn Norge.

Foruten det som utføres direkte fra feltene forekommer også direkte leveranser omlastet i annet skip i norsk havn og som så blir utført. Mengdetallene som input til verdiberegningene på Statfjord er således hver enkelt norskeid last som direkte eller via omlastning går til utlandet. Bestemmelseslandet er det sist kjente landet.

I Nasjonalregnskapet inngår beregninger av verdien på de direkte leveransene. Prisene som brukes er Statfjord normpris korrigert for Statfjord skipningskostnader (gitt at de bare kommer fra Statfjordfeltet).

#### 3.2.1.4 Emden

I Emden måles solgt mengde gass, og denne brukes som eksportert mengde.

#### 3.2.1.5 St. Fergus

Tilsvarende som Ekofisk-Emden gass

#### 3.2.1.6 Kårstø

Det er foreløpig ikke bestemt hvordan en statistisk skal behandle tørr- og våtgassen som kommer til Kårstø. Rikgass blir ført i rør fra Statfjord til Kårstø. Her blir den først separert i henholdsvis tørr- og våtgass.

Tørrgassen blir sendt i rør via den delen av Statpipeledningen som går fra Kårstø til Ekofisk senter og derfra videre gjennom Norpipe-ledningen til Emden for salg på Kontinentet. Sannsynligvis blir denne tørrgassen målt som solgt ved utgangen av terminalen i Emden, og en kan dermed bruke tallene for salg der. Dersom det blir valgt å regne salget fob Kårstø må en regne seg fram til en verdi gjennom å korrigere for rørtransporten.

Våtgassen går videre inn i en fraksjoneringsprosess på Kårstø og er delt opp i henholdsvis propan, butan og etan. Dersom disse blir solgt videre innenlands vedrører det ikke statistikken over utenrikshandelen. De lastene som går til andre land skal registreres som eksport.

### 3.3 EKSPORTPRISER 1975-84

Siden 1975 har vi hatt følgende utvikling i eksportprisene på henholdsvis norsk råolje og naturgass og sum:

Kroner pr. tonn oljeekvivalent						
x	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Pr.toe	459	493	500	439	557	857
Råolje	459	493	537	527	786	1229
Nat.gass	-	-	310	336	351	514
Gass/råoljepris		-	0.57	0.63	0.44	0.41

x	1981	1982	1983	1984
Pr.toe	1053	1185	1273	1391
Råolje	1518	1543	1587	1720
Nat.gass	676	880	945	1014
Forhold	0.44	0.57	0.54	0.58

Kilde: NOS Utenrikshandel

Forholdet mellom prisen på naturgass og råolje viser at gassprisen endrer seg med et etterslep i tid i forhold til råoljeprisen. Det er imidlertid viktig å være oppmerksom på at dette forholdstallet ikke sier noe om prissettingen som sådan på gass, da denne avtales pr energienhet og ikke pr toe som over. Dette vil bli tatt opp mer i detalj i et senere notat.

## 4.0 INDEX

- ! A !**
- Askeladden 11
- ! B !**
- Beregninger  
  Formel 28, 30  
  Teknikk 27  
Britisk statistikk 19  
Butan 27
- ! C !**
- Cif 16
- ! D !**
- Datakilder  
  Generelt 3  
Direkte leveranser 16  
  Definisjon 14  
  Priser 33  
  Verdier 13, 15  
Dollar 30  
Drift  
  Kart 7
- ! E !**
- Ekofisk  
  Produksjon 11  
Eksport  
  Endelige tall 26  
  Foreløpige tall 25
- Gass  
  Mengder 17  
  Verdier 17  
Olje  
  Mengder 18  
  Verdier 18  
Priser 16, 34  
Varer 13  
Varer&Tjenester 13  
Verdier 15  
  Definisjon 16  
Emden  
  Mengder 33  
Endelige tall 26  
Etan 27
- ! F !**
- Faktaheftet 12  
Felter  
  Drift 7  
  Produksjon 11  
Fob 16  
  Priser 34  
Foreløpige tall 25  
Formel 28  
Fraksjonering 27  
Frigg  
  Produksjon 11
- ! G !**
- Gass  
  Eksportverdier 15  
  Mengder  
    Eksport 17  
    Landfordeling 21  
  Priser  
    Anslag 25  
    Foreløpige tall 25  
  Verdier  
    Eksport 17  
Gullfaks 11

! H !

Haltenbanken 11  
Handelsoverskudd 23

! I !

Import  
  Olje 24  
  Priser 16  
Innledning 3  
Inntak  
  Olje 24  
Inntektsbegreper 13  
ISO-butan 27

! K !

Kart  
  Sør for 62. 9  
Kårstø  
  Mengder 33  
Kondensat  
  Produksjon 11

! L !

Landfordeling 17  
  Naturgass 21  
  Råolje 20  
  Våtgass 22  
Landfordelt  
  Gass  
    Mengder 17  
    Verdier 17  
Leting  
  Kart 7

! M !

Mark, vest-tyske 30  
Mengder  
  Beregninger 32  
  Foreløpige tall 25  
  Gass  
    Eksport 17  
Murchison  
  Produksjon 11

! N !

Nasjonalprodukt  
  Brutto 13  
Nasjonalregnskapstall 13  
Norden  
  Raffinerier 12  
Norge  
  Produksjon 6  
Normal-butan 27  
Normpriser 16

! O !

Olje  
  Eksport  
    Mengder 18  
    Verdier 18  
  Eksportverdier 15  
  Import 24  
  Inntak 24  
  Priser  
    Foreløpige tall 25  
    Hemmeligholdelse 25  
  Produksjon  
    Norge 11  
Olje- og energidepartementet  
  Faktaheftet 12  
  Gasspriser 25  
  Normpriser 25  
Olje-opsjonen 8  
Oljedirektoratet  
  Arsmelding 12  
Oljepriser 30  
Oseberg 11

! P !

Priser

- Direkte leveranser 33
- Eksport 34
- fob 26
- Gass
  - Anslag 25
  - Foreløpige tall 25
- Olje
  - Foreløpige tall 25
  - Hemmeligholdelse 25
- Olje&Gass 34
- Produksjon
  - Felter 6
  - Feltfordelt 11
  - Kart 7
  - Kondensat 11
  - Oppstart 6
  - Profil 10
  - Verdier 13, 15
- Prognoser
  - Produksjon
    - Olje&Energidept 12
    - Oljedirektoratet 12
- Propan 27
- Pund, britiske 30

! R !

Rørtransport

- Tariffer 14, 16
- Utenlandske rør 14
- Verdiskapning 13

Raffinater 13

Raffinerier 12

- Inntak 24

Reserver 8

! S !

Salgspris, råolje 30

Samhandel 17

Samhandlestall 23

Separasjon 27

Skatter&Avgifter

- Innbet verdi 14

Påløpt verdi 14

Skipninger

- Våtgass 22

Skipningskostnader 14

Spotpris, råolje 30

St. Fergus 27

- Mengder 33

Statens inntekter 14

Statfjord 27

- A-plattformen 15
- B-plattformen 10
- C-plattformen 10
- Mengder 32
- Produksjon 11

Statpipe

- Cppstart 10

Storbritannia

- Gass
  - Mengder 17
  - Verdier 17

Sullom Voe 27

- Mengder 32

! T !

Teesside 27

- Mengder 32

Terminaler 27

- Tariffer 14, 16
- Verdiskapning 13

Toe

- Priser 34

Tollvesenet 3

Trænabanken 11

Troll 8, 11

Tromsøflaket 11

Tyskland

- Gass
  - Mengder 17
  - Verdier 17
- Statistikk 21

! U !

Uthygging

- Kart 7

		Eksport	15
		Definisjon	16
		Gass	
		Eksport	17
		Produksjon	13
		Våtgass	
		Oppstart	22
		Skipninger	22
! V !			
Valhall			
Produksjon	11		
Valutakurser	30		
Verdier			
Direkte leveranser	13		

# NUPI notat

## 1984 – 1985

---

- Nr.310 Johan J. Holst Norge i det sikkerhetspolitiske samarbeidsmonster i Europa. (Nov.)
- Nr.311 John K. Skogan Noen betraktninger om romvåpen. (Nov.)
- Nr.312 Johan J. Holst En atomvåpenfri sone i nordisk område: Hensikter og konsekvenser. (Des)
- Nr.313 " On how to achieve Progress in Nuclear Arms Negotiations. (Dec.)
- Nr.314 " Non-Proliferation Policy: A European Perspective. (Dec.)
- Nr.315 Jens Chr. Andvig Modern Macroeconomic Planning and Old Positivist Philosophy. (Dec.)
- Nr.316 Kjell Skjelsbæk Peacekeeping Operations: A Project Outline. (Feb.)
- Nr.317 Marianne Heiberg Norway and keeping the Peace in Lebanon. (Feb.)
- Nr.318 Johan J. Holst The Military Build-up in the High North: Potential Implications for Regional Stability. A Norwegian Perspective. (April)
- Nr.319 Marianne Heiberg A Layman's Guide to the Lebanese Conflict. (May)
- Nr.320 Daniel Heradstveit Ein semiologisk analyse av norsk utenrikspolitikk: Prosjektbeskrivelse. (Mai)
- Nr.321 Johan J. Holst Atomvåpen, ansvar og norsk utenrikspolitikk. (Juni)
- Nr.322 Janne Haaland Matlary Perspectives on the Role of Norwegian Gas. (June)
- Nr.323 Valter Angell U-landsimportens tilbakegang og stagnasjon. (Juli)
- Nr.324 Arne Olav Brundtland European Study Commission (IISS). (July)
- Nr.325 Johan J. Holst Conflict and Environmental Degradation. (July)



