

~~Untatt
Offenligheit~~

N O T A T

TARIFFER FOR RØRTRANSPORT AV NATURGASS

Statistikken over Utenrikshandel

av

Ole Gunnar Austvik

INNHold

1. INNLEDNING	3
2. NORPIPE	9
3. STATPIPE	17
4. FRIGG - ST. FERGUS	21
5. NORD-NORSK GASS	23
6. SAMMENLIKNING AV TARIFFENE ...	25
7. OPPSUMMERING	28

Vedlegg:

1. Symbolliste	33
2. Eierfordelinger på felt og rørssystemer	34

INNHALDSFORTEGNELSE
Figur- og tabellregister

	Side
1. INNLEDNING	
1.1. Rørsystemer sør for 62. breddegrad	3
1.2. Produksjon pr. felt i 1982	4
1.3. Eksport av naturgass Mill. Sm ³	5
1.4. Eksport av naturgass Mill. kr	5
1.5. Salgsprisen fordelt på komponenter Ekofisk ..	6
1.6. Salgsprisen fordelt på komponenter Frigg	6
2. NORPIPE	
2.1. Beskrivelse	9
2.1.1. Kart	9
2.2. Operasjonselementet	10
2.3. Renteelementet	10
2.4. Avskrivningselementet	11
2.5. Fortjenesteelementet	11
2.6. Oversiktstabeller Norpipe	15
3. STATPIPE	
3.1. Beskrivelse	17
3.1.1. Kart	17
3.2. Statpipe - Norpipe	18
3.3. Statpipes tariff	18
3.3.1. Statpipes tariffsoner	19
4. FRIGG - ST. FERGUS	
4.1. Beskrivelse	21
4.2. Totals tariff-formel	21
4.2.2. Kart	21
5. GASS FRA NORD-NORGE	
5.1. Kart	23
6. SAMMENLIKNING AV TARIFFENE	
6.1. Norpipe og Total	25
6.2. Statpipes fakturerte beløp	26

7. OPPSUMMERING - KONKLUSJON

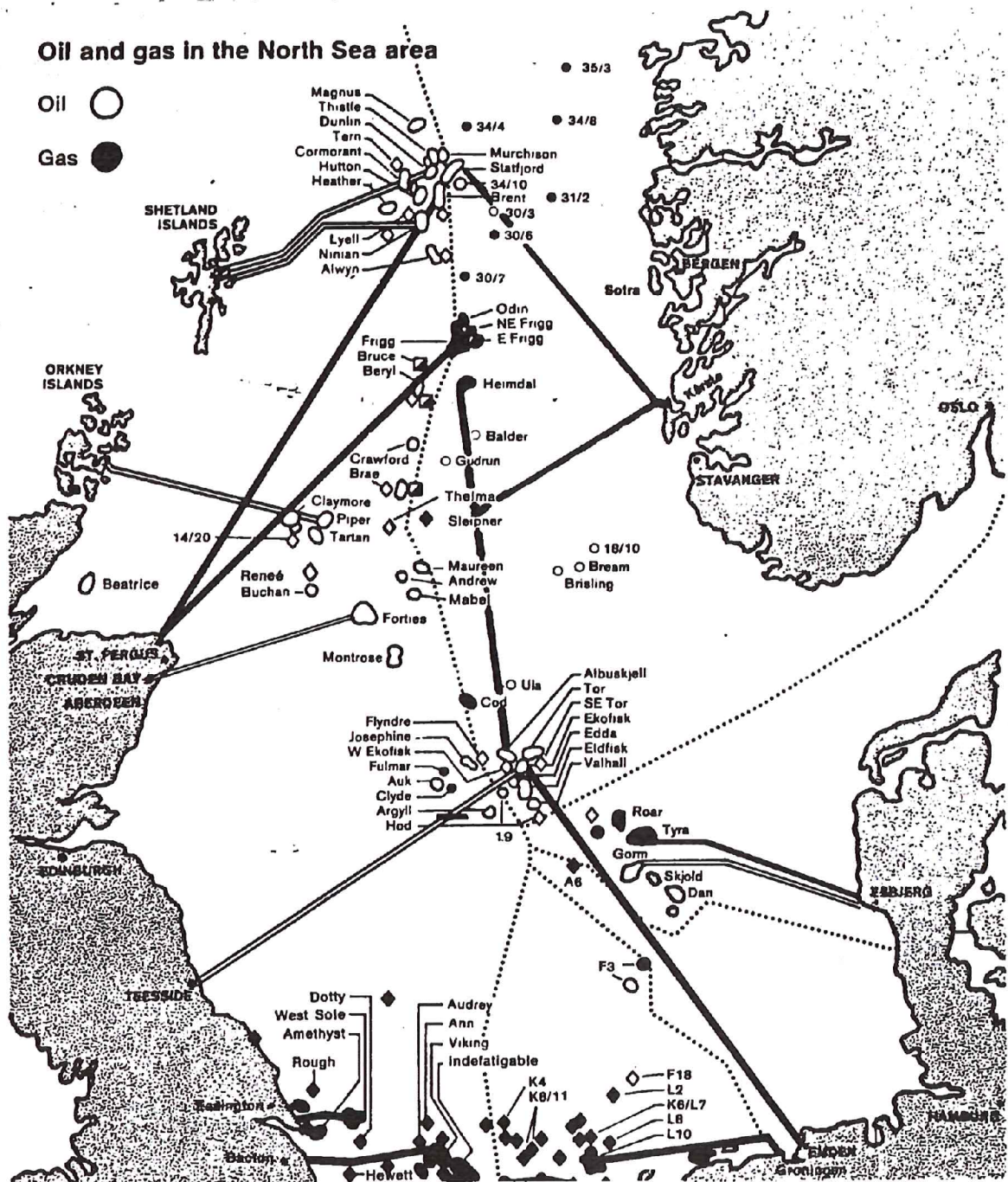
7.1. Nåværende ordning	28
7.1.1. Verdiskapningstall	28
7.1.2. Skjematisk fremstilling av transport av olje og gass i rør	29
7.2. Alternative ordninger	30
7.3. Valg av tariff	31

1. INNLEDNING

Utvinningen av naturgass på feltene Ekofisk og Frigg startet i september 1977. I 1983 har produksjonen kommet i gang også på feltene Murchison og Valhall. Gasseksporten har hatt en økende verdiandel av den totale eksporten av råolje og naturgass. Regnet i tonn oljekvivalenter har olje- og gassproduksjonen vært om lag like store de siste årene (se 1.2 og INO 83/17).

Det er foreløpig i området sør for den 62. breddegrad at nye

1.1. Rørsystemer sør for 62. breddegrad



felt vil komme i drift, først og fremst feltene Statfjord, Heimdal og Gullfaks, og muligens senere det store Trollfeltet. Denne gassen vil for det meste, kanskje i sin helhet, bli ført til Emden i Vest-Tyskland gjennom Statpipe- og Norpipesystemene mens Sleipnergass antakelig vil gå til Storbritannia.

På lengre sikt er det mulig at også gass fra Nord-Norge vil bli utvunnet. Dette er imidlertid ikke sannsynlig før tidligst rundt århundreskiftet.

Tabell 1.2

Felter i produksjon i 1983 var i 1 000 oljeekvivalenter

Felt	Olje	Gass	Sum
Ekofiskområdet	13115	12715	25831
Statfjord	15785	-	15785
Friggområdet	-	11619	11619
Valhall	789	101	891
Murchison	875	20	895
Sum 1983	30505	24456	55021
Sum 1982	24484	24409	48892
Sum 1981	23507	25200	48706

Kilde: Oljedirektoratet

Tallene viser norsk andel av Statfjord, Frigg og Murchison. Andelene var ut 1983 henholdsvis 84,09322 pst, 60,82 pst, 16,25 pst. I tallene for produsert olje er NGL inkludert. Tallene for gass angir solgte mengder.

Eksporten av naturgass blir registrert på det landet røret går til, dvs. der mottakerterminalen ligger, og der den videre bearbeiding og videreforsendelse skjer. Denne praksisen betyr at gass fra Ekofiskområdet (og senere gass tilknyttet Norpipe fra Statpipesystemet) blir registrert som eksport til Vest-Tyskland, mens gass fra Friggområdet blir registrert som eksport til Storbritannia.

Tabell 1.3

Eksport av naturgass 1977 - 1983. Millioner Standard Kubikkmeter

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	Endring 1981-82 pst	Relative andeler 1981 pst	andeler 1982 pst
I alt	2658	14282	20787	25119	25197	24457	24528	+0,3	100,0	100,0
Vest-Tyskland	1705	9837	12504	15154	14019	13794	12918	-6,4	56,4	52,7
Storbritannia	953	4445	8283	9965	11178	10663	11610	+8,9	43,6	47,3

Kilde: NOS Utenrikshandel

Verdien av naturgassen blir foreløpig anslått på grunnlag av alment tilgjengelige data, blant annet mottakerlandenes offisielle importstatistikk, publiserte meldinger og anslag på transport- og terminalkostnader.

Ved siden av det betydelige problemet som ligger i å måtte anslå bruttoverdien av gassen, er det problemer med å finne fram til riktige tall for verdiskapningen i rørsektoren. Dette notatet er ment å ta opp disse problemene ved å belyse eksisterende tilgjengelige transporttariffer.

Tabell 1.4

Eksport av naturgass 1977 - 1983. Millioner kroner

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	Endring 1981-82 pst	Relative andeler 1981 pst	andeler 1982 pst
I alt	825	4802	7295	12898	17040	21592	23191	+7,4	100,0	100,0
Vest-Tyskland	529	3275	4318	8197	10084	13273	13003	-2,0	61,5	56,1
Storbritannia	296	1527	2977	4701	6956	8319	10188	+22,5	38,5	43,9

Kilde: NOS Utenrikshandel

Ved beregning av eksportverdien av Ekofiskgassen har Norpipes transporttariff blitt benyttet, mens transporttariffen for beregning av verdien av Friggassen har blitt anslått. I praksis har en for utenriks-handelens del ofte nyttet Norpipes tariff også her.

Andre statistikkområder har delvis beregnet andre tariffer for Frigg enn den som er nyttet i Utenrikshandelstatistikken.

Terminaltariffene har framkommet ved forskjellige metoder over årene. En mye brukt metode er å se på terminalens tariff ett år¹⁾ i forhold til rørtransportkostnadene samme året, og bruke dette forholds-tallet for det neste året. Når vi senere ser på rørtariffene virker ikke denne sammenheng å være særlig holdbar, selv om kapitalutstyret er om lag av samme årgang i rørsystemene og terminalanleggene.

Tabell 1.5.

Faktisk fordeling av salgsprisen på komponenter.²⁾ øre/Sm³

Ekofisk

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Salgspris	42,63	42,36	44,19	63,36	72,99	107,03	111,50
Terminal	2,23	2,40	2,51	1,86	1,61	1,45	1,30
Rør	9,37	6,77	7,15	7,41	9,45	9,36	9,54
Eksportpris	31,03	33,29	43,53	54,09	71,93	96,22	100,66

Tabell 1.6

Faktisk fordeling av salgsprisen på komponenter ²⁾

Frigg

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Salgspris	42,43	43,42	45,74	56,45	73,33	88,02	95,98
Terminal	10,38 ³⁾	2,40	9,80 ³⁾	1,86	11,00 ³⁾	10,00 ³⁾	1,00
+ Rør		6,67		7,41			7,20
Eksportpris	31,05	34,35	35,94	47,18	62,23	78,02	87,75

1) Oppgaver gis fra Norseas Gas som eier terminalen i Emden til industristatistikk ca. 1/2 år etter oppgaveåret

2) Priser brukt under beregning av Utenrikshandelens eksporttall

3) Rør og terminalkostnader

Investeringene i rørsystemene blir store på grunn av lange distanser, store vanddyb og vanskelige værforhold. Rørene må dessuten ha en viss dimensjon for å gjøre investeringene i feltene lønnsomme. Og det er lang planleggings- og anleggstid fram til ferdigstillelse av anlegget.

I rørsystemet fra Frigg har eierne investert ca. 4 milliarder kroner og Norpipe har i rørsystemet fra Ekofisk til Emden investert ca. 5 milliarder kroner pr. 31. desember 1982. Statpipeanlegget er beregnet til å koste i overkant av 20 milliarder kroner - rørsystemene alene vel 13 milliarder kroner.

Kapitalkostnadene og kostnadene ved å operere systemet dekkes gjennom en transportinntekt som eierne av et rørsystem fakturerer de respektive gasseierne. I Friggssystemet skjer det ikke en slik fakturering da selskapene som eier både rørledningen og gassen på feltet ikke har valgt å etablere et eget rørselskap.¹⁾ Det eksisterer imidlertid en intern avregningsformel, som bl.a. også blir brukt ved beregning av skatt. Der transportvirksomheten drives som særskilt forretning (Norpipe - Statpipe) kan vi observere en eksplisitt tariff. Den inkluderer også fortjeneste til rørselskapet.

Et viktig element i utformingen av en slik transporttariff vil være investeringskostnadene og utgifter forbundet med disse, først og fremst renter og svingninger i valutakursene. Operasjonskostnadene har vist seg i de to igangværende systemene å være relativt lave i forhold til investeringskostnadene.

At tariffstrukturen i de enkelte transportsystemer er så forskjellige som de faktisk er, kan skyldes flere forhold. Det kan være nærliggende å se på de enkelte markeder for transport av gass for å finne rimelig forklaring på de store nivå- og trendforskjeller.

Når rammebetingelser som nedre kostnadsgrense (definert på en eller annen måte) og offentlige myndigheters regulering av transportavtalene er gitt, vil det i stor grad være rørselskapets posisjon overfor de enkelte gasseiere som er avgjørende for dets fortjeneste og dermed også tariffen. Hvis gasseierne eier rørsystemet er det kanskje ikke helt relevant å snakke om pris. For eksempel er Frigg-tariffen kanskje heller å forstå som en nedre kostnadsgrense (definert på den måten eierne har funnet fornuftig) for det systemet, mer enn at den illustrerer en "markedspris" i vanlig forstand.

Som vi imidlertid skal se gjelder disse eierforbindelsene i ganske stor grad mellom alle de respektive transportselskaper/systemer og eiere

1) Se oversikt over eiere av gassfelt og rørsystemer i vedlegg

av gassfelter. Forskjellen ligger blant annet i hvor selskapene velger å plassere inntekten og hva slags markedsstrategi de har, på kort og lang sikt.

På den annen side kan rørselskapet være i en monopolsituasjon, og vi kan få svært høye såkalte 3. partstariffer - tariffer for selskaper som ikke er medeiere i rørsystemet.

Etter å ha sett på tariffene for hvert enkelt av disse rørsystemene, sammen med en kort beskrivelse av situasjonen ved eventuell gasstransport fra Nord-Norge, skal vi prøve å sammenlikne de enkelte tariffene.

Siste kapittel vil ta for seg alternative måter å definere olje- og gasssekporten på.

Tilsammen er notatet ment som et grunnlag for å vurdere disse prinsippene og eventuelle valg av tariffer på de enkelte felt.

2. NORPIPE

2.1. Beskrivelse

Norpipe a.s. transporterer olje fra Ekofisk-feltet til Teesside i England og gass fra Ekofisk-feltet til Emden i Vest-Tyskland. Selskapet eies med en halvdel av Phillipsgruppen og en halvdel av Statoil.

Rørledningen for gass kom i drift høsten 1977 (oljeledningen fra 1975). I første omgang transporterte ledningen gass for Phillipsgruppen, men etterhvert har satelittfelt blitt tilknyttet, og senere vil Statpipe-gassen føres fram til Ekofisk-feltet, der den vil bli transportert videre til kontinentet av Norpipe.

Tariffen Norpipe benytter for beregning av det beløp hver gasseier skal betale for transporten varierer en del avhengig av om gasseieren også har eierdel i Norpipe. De som ikke har eierdel, den såkalte "3. part", betaler en høyere tariff enn de som har eierdel.

I begynnelsen av driftperioden var det stort sett eiere som benyttet den. Etterhvert har 3. part fått en større andel av transportert kvantum.

Norpipe fakturerer eierne av gassen månedlig, og vi vil således kunne få noen mindre forskjeller i beløpene når vi i det etterfølgende bruker år som periodisering i regneeksemplene i forhold til de faktisk fakturerte beløp.

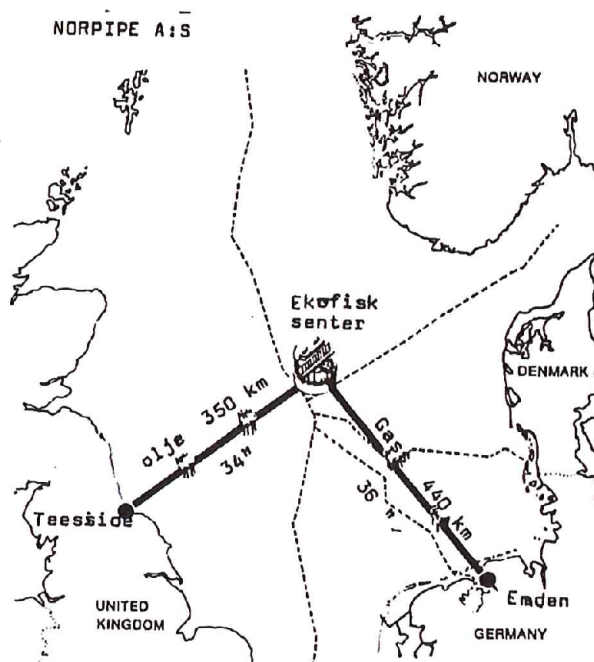
Beregningene er splittet i 4 elementer:

O-element	Operasjonskostnader
D-element	Avskrivninger
I-element	Renteutgifter
P-element	Fortjenestelement

Vi skal benytte symboler med Δ (delta) foran for å illustrere inneværende periode (år), mens symboler uten Δ indikerer akkumulerte tall siden starten av ledningen fram til årets siste dag. O_i betyr således operasjonskostnader fra starten i 1977 fram til 31/12 i år i, mens ΔO_i betyr operasjonskostnader i år i.

Vi skal først se på de enkelte elementer, deretter hvordan disse beregningsmåter faktisk har slått ut i de årene ledningen har vært i drift i oversiktstabellene i kapitlet.

Beskrivelsen av de variable står bakerst i heftet.



2.2. 0-elementet

Dette elementet inneholder administrasjonskostnader, vedlikeholds-utgifter, valuta-tap/gevinst, renteinntekter på driftskapital mv.

Av oversiktstabellene ser vi at elementet gjennomsnittlig i perioden 1978-82 har økt med 14,2% pr. år, altså noe som ikke ligger så altfor fjernt fra endringen i priser og lønninger, selv om mindre variasjoner fra dette har funnet sted underveis. Dette skulle stemme bra med at elementet først og fremst inneholder arbeidslønninger og andre løpende driftsutgifter (driftsmateriell mv.) Elementet er ikke avhengig av mengde transportert gass (jfr. tariffen pr. transportert enhet).

2.3. I-elementet

I-elementet dekker påløpne renter i året. Det kan fra ett år til et annet være forskjellig fra de faktisk betalte renter. Det er vesentlig langsiktig gjeld som er grunnlaget for rentebeløpet. Ved siden av langsiktig låneopptak har også aksjekapitalen blitt brukt til å finansiere investeringene. Aksjekapitalen for hele Norpipe (olje- og gass-rørledning) har vært 780 millioner kroner hittil. Elementet dekker også låneomkostninger og underkurs ved oppkjøp av egne obligasjoner, men i følge Norpipe er dette for småbeløp å regne. Renter på kortsiktig gjeld utgjør også lite i totalbeløpet.

Rentebeløpet vil avhenge av hvilken rentesats som til enhver tid påligger lånene. Men også kursen på den valutasort lånene er tatt opp i vil påvirke rentebeløp i norske kroner. Jeg har valgt å sette opp følgende formel for I-elementet:

2.3.1.

$$\Delta I_i = (T_i - B_{i-1}) \cdot r_i \cdot V_i$$

Vi har her gjort den forenkling å si at totale investeringer = det opplånte beløp. Etterhvert som lånene blir tilbakebetalt vil partielt sett rentebeløpet falle, men dersom rentesatsen og/eller valutakursen også endres er det usikkert hva slags utvikling elementet har på kort og mellomlang sikt. På lang sikt vil elementet selvsagt gå ned. I følge Norpipe skyldes den økning elementet har hatt i driftsperioden omtrent like mye valutakursendringer som renteøkninger. I oversiktstabellene vises gjennomsnittlig veiet rentesats på lånene til Norpipe for hvert enkelt år (6,5% i 1978 til 13,75% i 1982).

Vi ser at da elementet er uavhengig av transportert mengde, vil tariffen pr sm^3 falle med økende mengde.

2.4. D-elementet

Avskrivningselementet beregnes etter den såkalte "enhetsmetoden", der investeringene skal avskrives over feltets levetid fordelt på år ettersom hvor mange enheter som ble transportert i året.

$$2.4.1. \quad \Delta D_i = \frac{(T_i - D_{i-1})}{(Q_i - X_{i-1})} \cdot X_i$$

Vi ser at:

$$2.4.2. \quad \frac{d(\Delta D_i)}{dQ_i} < 0$$

eller altså at jo lavere anslaget på feltet er jo større avskrivnings-element kan Norpipe fakturere. I oversikttabellene er vist utviklingen over anslagene på feltet som Phillips foretar hvert år. Vi ser at mens anslaget i 1978 var på 329 milliarder Sm³ er anslaget for 1983 nede i 180 milliarder Sm³. I 1983 mener de altså at den kommersielt utnyttbare er ca. 55% av det de trodde i 1978.

Forholdet betyr at Norpipe kan fakturere investeringskostnadene hurtigere enn de kunne ha gjort dersom anslaget hadde vært konstant. De skattemessige avskrivningene for investeringene på feltet foretas visstnok etter samme prinsipp. Dette er en variabel som Phillips som vare- og rørsekskapseier har muligheter for å påvirke.

En hurtig avskrivning vil selvsagt føre til dårligere avskrivningsmuligheter senere, men fra selskapets synspunkt må det være klart fordelaktig å avskrive forttest mulig, da de dermed får en høyere rentebærende pengebeholdning.

Vi ser fra oversiktstabellene at endringene i D-elementet har stort samsvar med endringene i feltanslagene.

2.5. P-elementet

Fortjenesteelementet består av 2 deler. Én fortjeneste beregnet for eierne og én for 3. part.

$$2.5.1. \quad \Delta P_i = \Delta P_i^{\text{eier}} + \Delta P_i^{\text{3. part}}$$

Eiernes P-element beregnes slik:

$$2.5.2. \quad \Delta P_i^{\text{eier}} = \Delta A_i \cdot 0,20 \cdot c_i \cdot \frac{\Delta X_i^{\text{eier}}}{\Delta X_i}$$

Eierne betaler altså en tariff på 20% av aksjekapitalen i gassrørledningen, korrigert for driftsstanser over en viss periode, og den andelen eierene transporterer av den totale gassmengde. Norpipe beregner aksjekapitalen for gassrøret etter hvor stor andel av de totale investeringer som er foretatt i denne. I 1981 var denne % på 63,57, hvilket i 1981 ga en aksjekapital på 780 millioner kr x 0,6357 = 496 millioner kr for gassrørledningssystemets del.

3. parts tariff beregnes slik:

$$2.5.3. \quad \Delta P_i^{\text{3. part}} = T_i \cdot 0,15 \cdot c_i \cdot \frac{\Delta X_i^{\text{3. part}}}{\Delta X_i}$$

3. parts tariff er altså på 15% av de akkumulerte investeringer korrigert for større driftsstanser og den andel 3. part transporterer i systemet. Vi har at:

$$2.5.4. \quad \Delta X_i^{\text{eier}} + \Delta X_i^{\text{3. part}} = \Delta X_i$$

Vi ser at både eier og 3. parts tariffen partielt vil øke når deres respektive kvantum øker. Dersom kun 3. parts andel øker får vi:

$$2.5.5. \quad \frac{d(\Delta P_i^{\text{eier}})}{d X_i^{\text{3. part}}} < 0$$

Eiertariffen går altså ned, dersom 3. parts andel av kvantum øker.

Og for hele P-elementet får vi at:

$$2.5.6. \quad \frac{d(\Delta P_i)}{d X_i^{3. \text{ part}}} > 0$$

såfremt

$$2.5.7. \quad T_i \cdot 0,15 > \Delta A_i \cdot 0,20$$

hvilket er en meget rimelig antakelse, så lenge investeringene ligger på nivået 5 milliarder kroner og aksjekapitalen er omlag 500 millioner kr. For 1981 hadde vi følgende verdi i 2.5.7:

$$757 \text{ mill. kr} > 99 \text{ mill. kr}$$

Etterhvert som flere 3. parters gass transporteres gjennom systemet faller altså eiertariffen samtidig som den totale tariff øker, i det 3. parts tariff øker vesentlig mer enn eiertariffen faller. Det er således rimelig å anta at det fakturerte P-elementet fra Norpipe vil øke betydelig i framtida, noe som Norpipe selv også bekrefter.

Et talleksempel fra 1981 illustrerer forskjellen mellom de to delene av P-elementet. I 1981 ble ca. 14 019 mill. Sm³ transportert totalt, og derav ble ca. 1 450 mill Sm³ transportert etter 3. parts tariff. Følgende P-elementer får vi da, når vi benytter tall fra hovedoversikten:

$$\begin{array}{rcl}
 P_{1981}^{\text{eier}} & = & 496 \cdot 0,20 \cdot \frac{355}{365} \cdot \frac{(14019-1450)}{14019} = 86 \text{ mill. kr} \\
 2.5.8. \quad P_{1981}^{3. \text{ part}} & = & 5023 \cdot 0,15 \cdot \frac{355}{365} \cdot \frac{1450}{14019} = \underline{76 \text{ mill. kr}} \\
 \text{Sum} & & \underline{162 \text{ mill. kr}}
 \end{array}$$

I 1981 fakturerte Norpipe 164 millioner kr og differansen på 2 millioner skyldes avrundingsfeil og at Norpipe periodiserer beregningen på måneder og ikke på år som vi gjør her.

Vi ser at mens 3. parts mengde utgjør vel 10% av total mengde, betaler de 47% av P-elementet. En liten økning i andelen transportert gass ville gjøre at 3. part betaler mer enn eierne. Dersom 3. part

fordobler sitt kvantum til ca. 20% av totalen vil eiertariffen falle til ca. 76 millioner kr og 3. parts tariff øke til 151 millioner kr, og de betaler da 67% av P-elementet, som tilsammen blir på 227 millioner kr.

I 1981 betalte eierne et P-element på ca. 0,7 øre pr. Sm³ de fikk transportert, mens 3. part betalte ca. 5,2 øre. Valget av den ene tariffen framfor den andre kan utgjøre opp til 6-700 millioner kr i eksportverdi. Selskapets totale inntekter slik utviklingen antas å bli framover vil i større og større grad utgjøres av fortjeneste fra 3. part. Denne delen av elementet vil spesielt få stor relativ betydning på lang sikt, når anlegget blir mere nedskrevet, og renteutgiftene faller.

Dersom all gassen i 1981 var blitt transportert etter 3. parts fortjenesteelementtariff ville P-elementet blitt ca. 733 millioner kr, som nevnt 5,2 øre pr. Sm³. Da vil 1981-tariffen øke fra 9,47 øre til ca. 13,50 øre, en forskjell i eksportverdi på 565 millioner kr for 1981.

2.6. Oversiktstabeller Norpipe

Tabell 2.6.1

Fakturerte beløp:	Millioner kroner				
	1978	1979	1980	1981	1982
O-element	117	139	130	157	200
I-element	303	426	476	560	495
D-element	136	213	371	447	429
P-element	100	130	155	164	166
Sum	656	908	1132	1328	1290

Tabell 2.6.2

Fakturert beløp i øre pr. standard kubikkmeter	1978	1979	1980	1981	1982
	O-element	1,20	1,11	0,86	1,12
I-element	3,10	3,40	3,14	3,99	3,60
D-element	1,39	1,70	2,44	3,19	3,12
P-element	1,02	1,04	1,02	1,17	1,21
Tariff	6,71	7,25	7,46	9,47	9,38

Tabell 2.6.3

Relative andeler	1978	1979	1980	1981	1982
	O-element	17,8	15,3	11,5	11,8
I-element	46,2	46,9	42,0	42,2	38,4
D-element	20,7	23,4	32,8	33,7	33,3
P-element	15,2	14,3	13,7	12,3	12,7
Sum	99,9	99,9	100,0	100,0	99,9

Ved å regne med formlene foran, vil en få små avvik fra de faktiske tall over, noe som skyldes avrundingsfeil og månedlig periodisering av fakturaene (over en periode ett år).

Tabell 2.6.4

	1978	1979	1980	1981	1982
Transp. kv. mldr. Sm ³ (ΔX_i)	9,777	12,533	15,154	14,019	13,749
Akk. uttak (X_i) (Mldr. Sm ³)	11,532	24,065	39,219	53,238	66,987
Ans. felt (Q_i) (Mldr. Sm ³)	328	270	212	174	179
Tot.invest. mill. kr	4694	4931	4980	5023	5049
Akk. avskr. (D_i) (Mill. kr)	158	371	742	1189	1618
Ikke avskr. ($T_i - D_{i-1}$) (Mill. kr)	4672	4773	4609	4281	3860
Veiet gjennomsnitt av lånerenten (p.a.)	6,5%	8,6%	9,6%	11,4%	13,75%

3. STATPIPE

3.1. Beskrivelse

Den produserte gassen på Statfjord-feltet har foreløpig blitt reinjisert i reservoaret. Når Statpipe-ledningen er ferdig vil gassen herfra bli transportert til Norge og kontinentet sammen med gass fra Heimdal og Gullfaks. Gassen fra Gullfaks og Statfjord vil bli transportert i rør til Kårstø på Karmøy i Rogaland, der de tyngste komponentene vil bli fraksjonert og nedkjølt til kommersielle produkter som propan, butaner og naturbensen. Disse vil bli skipet videre som flytende skips-laster (NGL). Etanen vil i første omgang bli transportert sammen med tørrgassen (metan).

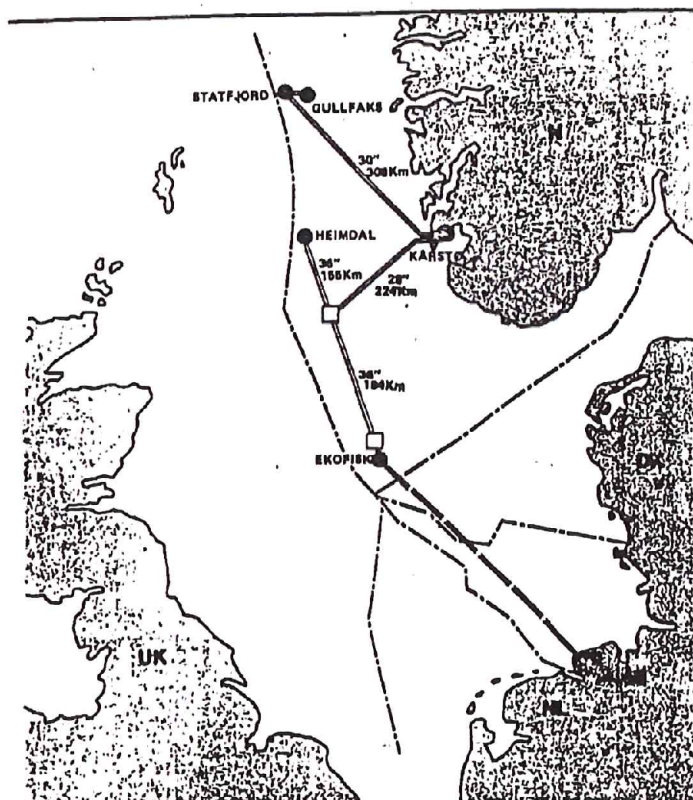
Tørrgassen blir ført videre mot Ekofisk-sentret og etter planen vil gassen fra Heimdal-feltet bli tilknyttet systemet ved en stigerørs-plattform omtrent midt mellom Kårstø og Ekofisk (se kartet under). På Ekofisk-sentret vil systemet bli knyttet til det eksisterende Norpipe-røranlegget, og gå til Emden for salg til gass-selskapene på kontinentet, på samme måte som Ekofisk-gassen.

Tørrgassdelen vil få en kapasitet på 17 mldr. Sm^3 pr. år, noe som kan økes ved å instalere ekstra kompresjonsutstyr. Da kapasiteten dermed er større enn transportbehovet for de felt som er tilknyttet systemet initialt, er det mulig også å transportere gass fra andre felter (Troll, Gullfaks f.eks.).

Anslaget for de totale investeringer inkludert terminal-anlegget er ifølge OED/1982 på 20,3 mldr. kr, mens oppstart er prosjektert til januar 1986.

Kart 3.1.1

STATPIPE DIMENSIONS AND LENGTHS



3.2. Statpipe - Norpipe

Statpipe-anlegget vil i sin helhet ligge på norsk kontinental-sokkel eller fastlands-Norge. Før vi ser på Statpipe-tariffene skal vi se litt på hvordan Norpipe vil fakturere transport av gass fra Statpipe, og hvordan dette påvirker Norpipes tariff for transport av Ekofisk-gass.

Norpipe vil basere avskrivningene (og over noe tid dermed også renteelementet) etter de investeringer som er foretatt i Norpipesystemet og de feltanslagene som til enhver tid foreligger på kvantum i Ekofisk-området. Deretter blir elementet fordelt forholdsvis på Statpipe og Ekofisk etter transportert mengde i forhold til total mengde transportert. Det vil imidlertid føre til en viss forskjell for gassen fra 3. part da det på denne gassen påløper et D-element i forhold til total mengde transportert Ekofisk-gass. Dette medfører at D-elementet etterhvert vil bli noe høyere enn formelen 2.4.1. for disses del, men det er altså ikke p.g.a. Statpipe-gassen. I hovedsak kan vi si at Norpipe ikke beregner et høyere D-element for å transportere mye gass enn for å transportere lite gass.

Fortjeneste-elementet beregnes på samme måte som for Ekofiskgassen; nemlig at eierne betaler én tariff og 3. part en annen tariff. Det er altså heller ikke her av betydning hvor mye som vil bli transportert, men eierfordelingen vil kunne påvirke elementet en god del. Det faktiske forhold er at idet Statpipe-ledningen settes i drift, vil 3. partavtaler utgjøre en høyere andel enn de gjør før igangsettelsen. Slik vil Norpipe's fakturerte P-element totalt gå opp i kroner, men det er klart at total-tariffen pr. transportert enhet vil gå ned.

Som helhet vil altså Norpipe's årlige fakturerte beløp gå noe opp p.g.a. P-elementet ved igangsettelsen av Statpipe. Tariffen for transportert gass vil gå ned i takt med økningen i transportert mengde.

Bortsett fra ovenstående faktorer som virker i hevende retning på tariffen, vil verdiskapningen av rørtransporten fra Ekofisk - Emden, uansett om Statpipe-gass vil bli sendt gjennom systemet eller ikke, bli lite påvirket, og Statpipe-gassen vil således bli transportert svært billig på denne strekningen.

3.3. Statpipes tariff

Statpipes tariff er delt i 4 elementer tilsvarende Norpipes tariff (2.1.1.). I tillegg til dette er anlegget delt i 4 soner, slik at de forskjellige elementene blir beregnet for hver sone. De 4 sonene er:

	Sone 1	Statfjord-Kårstø
3.3.1 1)	Sone 2	Kårstø-Separasjon
	Sone 3	Kårstø-Fraksjonering
	Sone 4	Kårstø-Ekofisk

På kartet 3.1.1 er angitt lengder av de enkelte rørene og størrelsen på dem.

Mens Norpipe er et "cost plus" selskap, legger Statpipeformelen også inn oppskrivning av investeringene på grunn av inflasjon. Fakturert beløp fra Statpipe beregnes etter følgende formel:

$$3.3.2 \quad R_i = T_i \cdot 0,227 \cdot E + O_i$$

T_i er total akkumulert investering i sonen, aktiviserte renteutgifter inkludert. Faktoren 0,227 gir et årlig kapitalkostnadselement som består av avskrivning, renter og fortjeneste. Avskrivningen er basert på 15 år og fortjenesteelementet skal gi 5% av investeringen i realverdi etter skatt.

E er en opptrappingsfaktor som er satt til 70% av økningen i den norske konsumprisindeksen.

O er operasjonskostnader i sonen og de er likt fordelt mellom transportørene fra alle feltene i sonen basert på den faktisk transporterte mengde i sonen.

Mens operasjonskostnadene blir likt fordelt på selskapene etter transportert kvantum, vil selskapene som også er eier i Statpipe ha en garantert øvre grense på kapitalelementet etter nærmere regler.

Markedsverdien av produktene, NGL og tørrgass, er av Statoil anslått til 11 mldr. kr (1982-verdi) i 1990. Den totale tariffen for transporten er anslått til å bli 40-50% av denne verdien.

Den mest vesentlige forskjellen til Norpipe-tariffen er altså at tariffen hele tiden regnes av totalt investert beløp justert for prisøkning generellt. Dette vil gi en nominelt stadig høyere tariff, i motsetning til Norpipes som vil bli lavere ettersom systemet blir

1) Vi ser at det er fakturert beløp i sone 1 og 4 som vil knytte seg til rørtransporten, mens sone 2 og 3 blir behandling i terminal. Statoil anslår investeringen i 1 og 4 til ca. 14 milliarder kr mens terminalen beløper seg til 6-7 milliarder kr.

avskrevet. Forløpet på de to tariffer vil således bli meget forskjellige over tid. Anslaget på feltet er heller ikke med i tariffen for Statpipe.

Således vil Statpipe inkassere en etterhvert betydelig andel som profitt, som så fordeles til eierne av Statpipe - som i hovedsak er de samme som eierne av Statfjordgassen. At selskapene har valgt å organisere seg slik, kan være av hensyn til prisforhandlinger med kjøperne av gassen og transporttariff-forhandlinger med 3. part senere.

4. FRIGG-ST. FERGUS RØRLEDNING (TOTAL)

4.1. Beskrivelse

Frigg-rørledningen skiller seg fra Norpipe-systemet og Statpipe ved at den vurderes som en del av feltkomplekset og ikke er drevet som et uavhengig transportselskap. Selskapene i Frigg-lisensen eier også rørledningen. Esso er den eneste utenforstående eier av gass, som et resultat av Nord-Øst-Frigg-koplingen til Frigg.

I 1983 vil det bli installert en kompressor på den norske rørledningen for å øke kapasiteten, slik at gass fra Odin-feltet kan koples til.

De to rørledningene er henholdsvis britisk og norsk eiet, mens det er Total Oil Marine UK - altså et britisk selskap - som er operatør for begge ledningene (mens Elf er operatør på Frigg).

Den norske gassen går gjennom begge rørene, og for å komme fram til en verdi f.o.b. feltet må en regne seg fram til en pris på transporten av norsk gass både gjennom det norske og det britiske røret. For verdiskapningen i sektoren, er det behov for å finne tariffen og mengden for det norske røret.

Investeringen i den norske rørledning er totalt på ca. 3,1 milliarder kr pr. 1982.

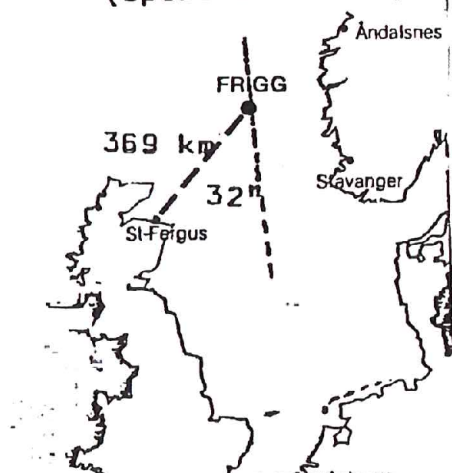
4.2. Totals tariff-formel

Operatøren Total fakturerer eierne av gassen (deriblant Total selv) et beløp for transporten etter følgende formel:

$$\begin{aligned}
 4.2.1. \quad \Delta R_i &= \Delta O_i + \Delta J_i + \Delta D_i \\
 &= \Delta O_i + (T_i - D_{i-1}) \cdot 0.09 \cdot V_i + (T_i - D_{i-1}) \frac{\Delta X_i}{Q_i - X_{i-1}}
 \end{aligned}$$

Kart 4.2.2

RØRLEDNING FRIGG (operatør total)



Som vi ser har formelen en rekke likhetspunkter med Norpipes. To hovedforskjeller slår en, nemlig at rentesatsen i renteelementet er fast på 9% p.a. og at det ikke beregnes noe P-element.

For 3. parts tariffer gjelder regelen at "transportgruppen" ikke skal utnytte sine eventuelle fordeler ved å være monopolist på transporttjenester i området - men det er klart at de i det minste vil beregne en viss fortjeneste overfor disse. Det økende antall 3. partstariffer vil dra tariffen totalt noe opp, men foreløpig utgjør dette lite i sammenhengen.

Tariffen vil falle noe lenger ned enn Norpipe-tariffen p.g.a. det utelatte P-elementet, og det mindre antall 3. partsavtalene (gitt at 3. partsavtalene på Frigg vil være noenlunde som 3. partsavtalene gjennom Norpipe).

Tariffen brukes også ved beregning av royalty til staten og til skatteformål.

5. GASS FRA NORD-NORGE

Selv om det er langt fram, kan det være nyttig å ha i tankene mulighetene for gasstransport fra Nord-Norge. Det er store mengder gass som allerede er påvist, men det vil fremdeles ta noen år før det kan besluttes om den er kommersiell utnyttbar.

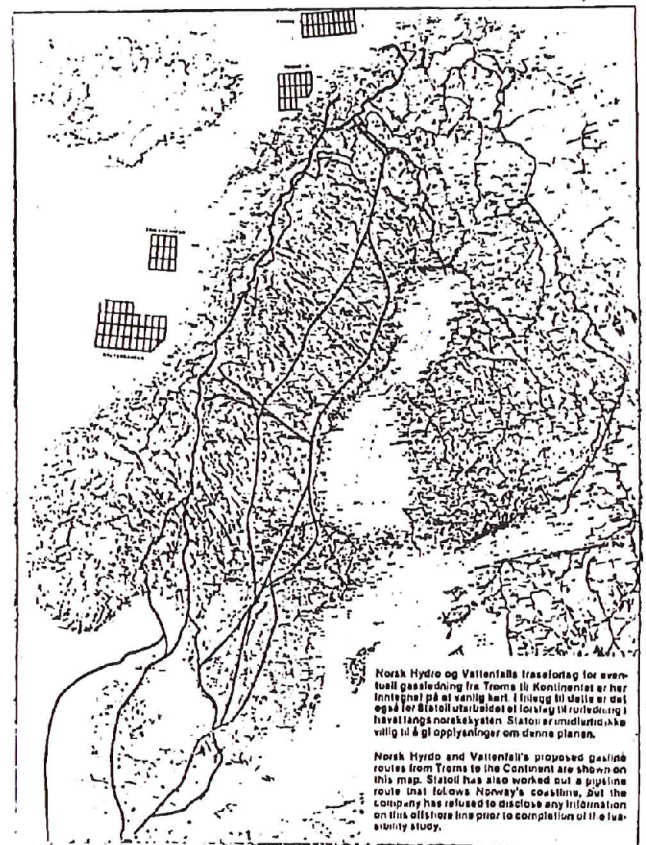
Det er en rekke forskjellige alternativer for transport av gassen til forskjellige brukere. En mulighet er å fryse den ned og transportere den i skip til kjøperne. LNG (Liquified Natural Gas) er noe som Algerie nå satser stort på, og er én av konkurrentene til Norge på det kontinentale gassmarked på mellomlang sikt

(andre er Sovjetunionen og Nederland). Forøvrig transporteres tørrgass som LNG i størst utstrekning fra Indonesia (hovedsaklig til Japan) og noe fra Midt-Østen.

LNG har markedsmessig mye av de samme egenskaper som råoljen, idet den kan skipes forsåvidt hvor- somhelst i verden (f.eks. USA) til gjeldende verdensmarkedspris. Selgeren trenger ikke i samme grad som ved en rørledning å være avhengig av en kjøper eller en kjøpergruppe. De kostbare terminalanleggene hos mottakeren gjør imidlertid at en viss binding mellom kjøper og selger må foreligge (langsiktige avtaler), men disse behøver ikke nødvendigvis å være til de grader langsiktige som gassavtalene har vært hittil.

En vurdering av kostnadene ved henholdsvis LNG-transport og rør-transport sammen med disse markedsmessige avveininger, vil være viktige faktorer når dette eventuelt skal avgjøres.

Kart 5.1



NR. 2

Nord Øst

Dersom vi fra Nord-Norge får skipstransport av gassen vil verdi-fastsettingen av transporten ikke bli et prinsipielt problem idet det da blir snakk om å beregne vanlige fob norsk havn-verdier. Hvis derimot et røralternativ blir valgt, vil dette måtte få anseelige dimensjoner, og verdiskapningen i rørsektoren vil bli betydelig, uansett valg av tariffsystem (konf. Norpipes kontra Statpipes).

I kart 5.1 er det inntegnet noen forskjellige alternative traseer for en slik rørledning. Det er foruten å legge den gjennom Sverige og/eller fastlands-Norge en mulighet å legge den på f.eks. havbunnen. Norsk Hydro har anslått et rørsystem på land til å koste ca. 40 milliarder 1982-kroner, dersom salgsområdet antas å være Hamburg i Vest-Tyskland. Altså om lag det dobbelte av Statpipesystemet. Dersom røret blir lagt i Norge, vil vi få en betydelig innenlandsk sektor i rørtransport. Dersom den legges gjennom Sverige, skulle vi etter dagens prinsipper få en betydelig eksport av rørtjenester (forutsatt at selskapet blir norsk), på samme måte som vi regner ledningen f.eks. fra Ekofisk til Emden som norsk tjenesteeksport selv om den ligger på andre lands områder. Hvis vi ikke regner den som norsk eksport vil vi fortsatt få problemet med å beregne en tariff, idet vi likevel må fram til en verdi fob norsk grense.

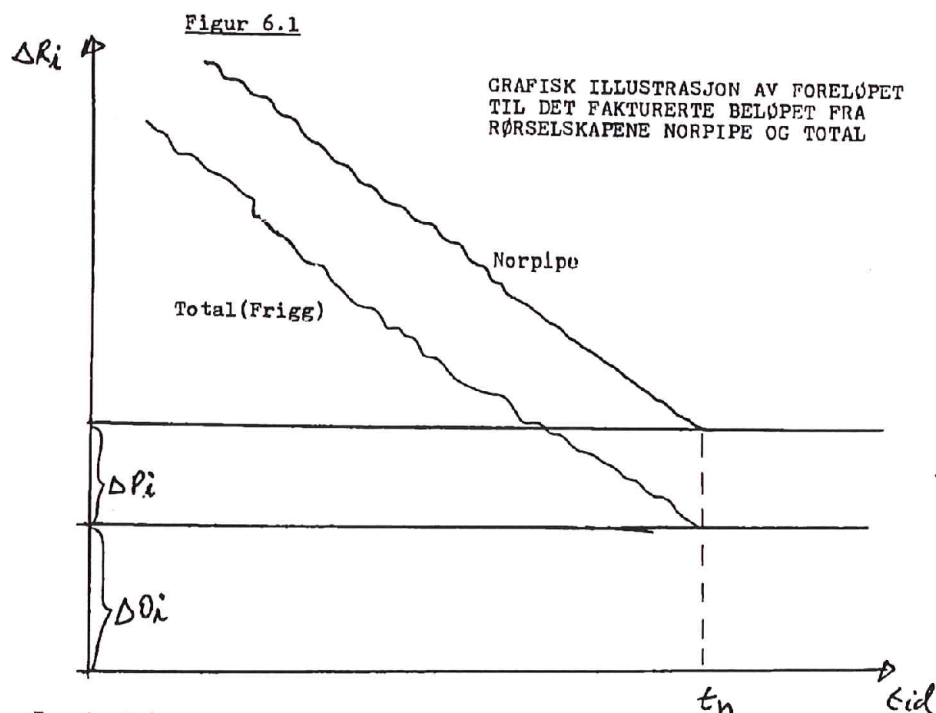
Det er antatt at transportert kvantum i et slikt rør, må komme opp i 10-20 milliarder kubikkmeter gass årlig for å gjøre prosjektet lønnsomt og en pris kanskje på rundt 2 1982-kroner pr. Sm³. At halvparten av denne prisen (jfr. Statpipe) vil gå til transporten av gassen er vel heller ikke urimelig. Valg av prinsipp vil altså få betydelige utslag for de sektorer vi berører, uansett valg av trasé. Større utslag enn for Statpipe's tariff, som igjen blir mye større enn verdiskapningen i dagens to rørsystemer for gass (Ekofisk og Frigg) om vi legger gjeldende formel til grunn.

6 SAMMENLIKNING AV TARIFFENE

Som vi har sett avhenger de enkelte tariffene av en rekke forskjellige faktorer; faktorer som kan endre de fakturerte beløpene en god del på kort og lang sikt.

Dersom vi antar at forhold som anslag på feltenes størrelse og levetid, valutakurser, rentesatser og inflasjonstakt er konstante og ser bort fra 3. parts-tariffer, kan vi se hvordan tariffene utvikler seg fra et gitt investeringsnivå.

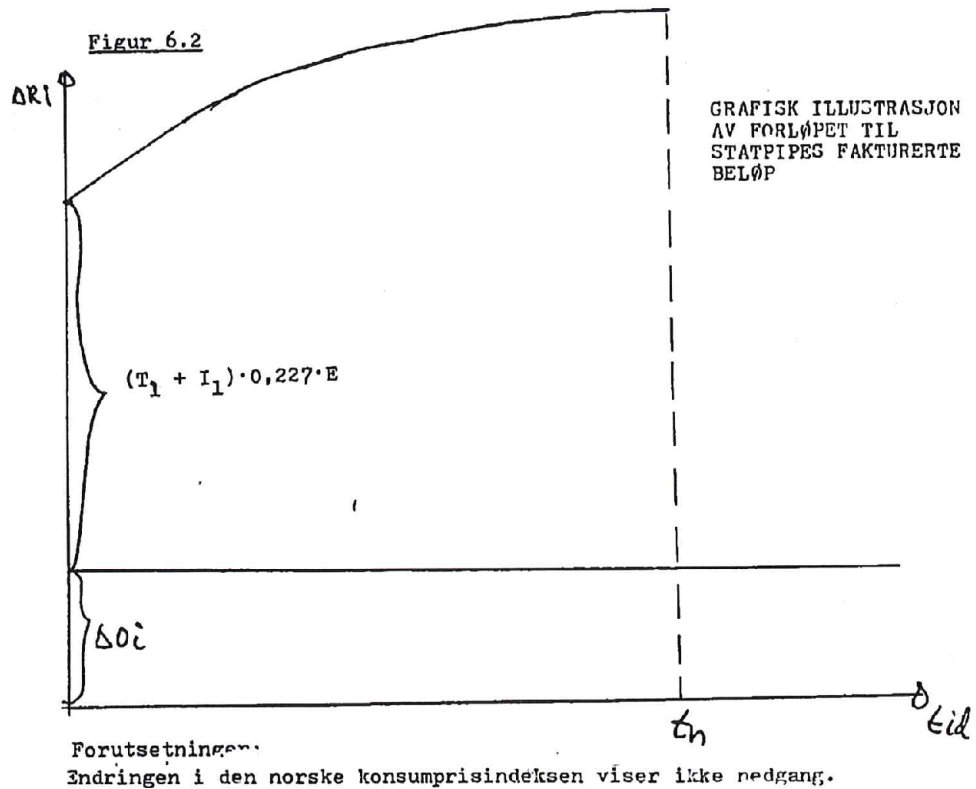
Figur 6.1. viser at Norpipe's og Total's fakturerte beløp utvikler seg ganske likt, men at Norpipe's vil ligge i en høyere bane. Hovedforskjellen mellom de to tariffene er Norpipe's fortjenesteelement (og eventuelt rentesatsen). Som vi ser vil, dersom feltet fortsatt er drivverdig etter at anleggene er nedskrevet (på tidspunkt t_n), de fakturerte beløpene havne på nivåene henholdsvis ΔO_i for Total og $\Delta O_i + \Delta P_i$ for Norpipe. At disse elementene skal utvikle seg horisontalt som tegnet i figuren, behøver slett ikke være tilfelle. De kan synke eller stige i takt eller utakt; det vesentlige her er å vise de prinsipielle forskjellene mellom tariffstrukturene.



Forutsetninger: Operasjonskostnadene like på begge felt, Ingen 3. partstariffer. Samme levetid på rørsystemene. Ingen endringer i valutakurser og/eller rentesats på lånene, like store avskrivninger hvert år.

At Norpipe's beløp nødvendigvis skal bli høyere enn Total's, sier dette ikke. Dersom f.eks. investeringene hadde vært høyere i Frigg-rørledningen enn i Norpipes anlegg, kunne de fakturerte beløp hatt andre forskjeller i nivå enn illustrert i 6.1. Likeså kan godt selve tariffen, som er de fakturerte beløp dividert med den transporterte mengde, forløpe seg anderledes enn i figuren - det beror på hvordan mengdeutviklingen er.

Går vi derimot over til Statpipes tariff, ser vi en annen utvikling. Denne formelen følger ikke prinsippet om at investeringskostnadene skal fordeles på hver enhet transportert. De tar hensyn til de faktiske operasjonskostnadene ved driften av systemet, som Norpipe og Total også gjør, og beregner deretter et beløp til dekning av avskrivninger, renter og fortjeneste med basis i de til enhver tid akkumulerte investeringskostnadene.



Disse akkumulerte investeringskostnadene vi i de første driftsår antakelig øke relativt sterkere enn de vil i de senere driftsår, som de har gjort i Norpipe- og Friggrør-systemene. Dersom vi antar positiv prisstigning i Norge, vil forløpet være som i 6.2., der

$$(\dot{\Delta R}_i) > 0 \text{ mens } (\ddot{\Delta R}_i) < 0 \quad 1)$$

Mens altså de to førstnevntes beløp vil falle til et minimumsverdi over tid, vil Statpipes beløp stige, men antakelig ganske lite etter noen år.

Felles for alle tre tariffene er at de skal dekke investerings- og operasjonskostnadene for de respektive rørsystemene, over en eller annen tidshorizont, på en eller annen måte. Systemenes fakturerte beløp har følgende særegenheter:

- 1) Total (eller de som eier gassrørledningen fra Frigg til St. Fergus) vil ikke ta inn noen fortjeneste i henhold til hovedtransportavtalen.
- 2) Norpipe tar inn en klart definert fortjeneste - som et "cost-plus" selskap.
- 3) Statpipe vil etterhvert som anlegget blir nedskrevet ta inn en betydelig fortjeneste.

Når vi trekker inn 3. partstariffene vil bildet kunne endres noe. Med de betraktninger vi har hatt under beskrivelsene av de enkelte transportsystemene, og når en ser på eierinteressene i de enkelte felt og transportsystemer, er det vanskelig å si om den ene tariffen er mer en "markedspris" enn den andre.

Det er klart at selv om vi har forskjellige varianter av markeds-situasjoner og eierkonstellasjoner/eierkoplinger, finnes det observerbare "verdiskapningstall" og dermed tariffen for de enkelte rørsystemene.

Som vi har beskrevet under kapitlet om Statpipe vil Norpipes beløp bare øke svakt (fortjeneste til Norpipe) når Statpipes gass blir transportert, mens det ikke er klart hvordan Statpipes tariffen overfor nye felt vil bli. Heller ikke hvilke tariffen Total vil operere med i sine 3. parts-kontrakter.

- 1) Symboler med prikk (·) illustrerer den deriverte med henhold på tiden, 2 prikker (··) illustrerer den annen-deriverte med henhold på tiden.

7. OPPSUMMERING

7.1 Nåværende ordning

Av 7.1.1 ser vi hvordan brutto produksjonsverdi (dvs. verdien ved inngang til terminalen i utlandet) fordeler seg på henholdsvis rørtjenester, direkte leveranser (leveranser direkte fra et felt til fastland - Norge) og eksportverdi for årene 1980 - 1982. Transport av gass og olje i norskeide rør på utenlandsk sokkel, regnes som tjenesteeksport selv om virksomheten faktisk utføres i annet land.

Verdien av rørtransport av gass vil ta seg betydelig opp med starten av Statpipeanlegget (se kapitel 3). Statpipe vil i sin helhet ligge på norsk sokkel, med tilknytning til Norpipes gassledning ved Ekofisk-sentret.

Verdiskapningen i de eksisterende norskeide rør på utenlandsk sokkel vil etterhvert falle (se kapitel 2 og 4) og vil etterhvert få mindre betydning enn tabellen viser, slik at differansen mellom brutto produksjonsverdi og produksjonsverdi fob vil falle absolutt sett, og med stabile eller økende produktpriser, også relativt sett.

Tabell 7.1.1.

Verdiskapningstall. Mill.kr og prosent

	1980	1981	1982	Prosent- vis endring 81-82	relative andeler 1981	andeler 1982
Eksportverdi olje + gass (A = B) ¹⁾	41399	48087	53472	+11,2	86,1	85,5
Verdi av dir. leveranser ²⁾	1635	5161	6049	+27,6	8,5	9,7
Produksjonsverdi fob (A = B) ¹⁾	43034	53248	59521	+12,7	94,5	95,2
Eksport av rørtjenester ³⁾	2485	3052	3021	- 1,0	5,5	4,8
Brutto produksjonsverdi (C) ⁴⁾	45519	56300	62542	+11,9	100,0	100,0
Statens inntekter av skatter og avgifter (påløpt verdi)	22952	26313	28083	+ 6,7	47,1	44,9

1) Bokstavene i parentes refererer seg til hvor verdien måles illustrert i figur 7.1.2

2) Direkte leveranse er skipninger rett fra Kontinentalsokkelen til fastlands-Norge

3) Brutto produksjonsverdi regnes ved inngang til terminal i utlandet

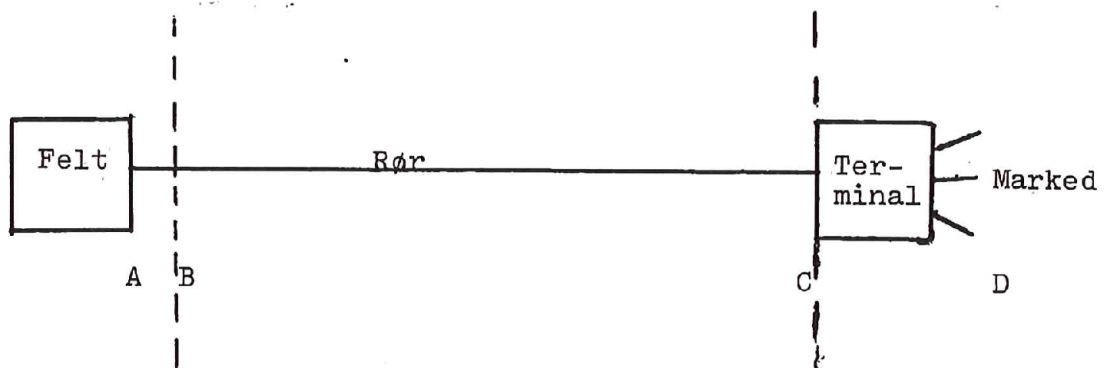
4) Eksport av rørtjenester etter nåværende definisjon, Frigg er beregnet

I det en etter nåværende praksis har laget anslag for verdiskapningen i Norsk Frigg-ledning, ligger det i tallet for rørtjenester en vurdering som har vist seg svært forskjellig for de forskjellige statistikkområder.

Eksportverdien går inn i varehandelsstatistikken og Utenriksregnskapet, produksjonsverdien fob går inn i industristatistikken og nasjonalregnskapet. Markedsverdien er utgangspunktet for alle områder for å regne seg tilbake til de forskjellige verditall. De tre kontorer som hver for seg gjennom årene har regnet verditall for rørsektoren har kommet fram til 3 forskjellige - og til dels svært forskjellige - anslag for Friggledningen hvert år. I tillegg bruker OED et 4. tall, nemlig tariffen beskrevet i kapitel 4. Nasjonalregnskapet har definert rørtransport av olje og gass som egen sektor, og trenger således tall for verdiskapningen her i seg selv.

Av 7.1.2. ser vi skjematisk hvordan de forskjellige begrepene er definert. Eksportverdien regnes fob feltet, dvs. i praksis norsk grense ved A=B. Brutto produksjonsverdi regnes i C, da rørene regnes som norsk produksjon mens terminalen regnes som utenlandsk - uavhengig av hvem som eier den. Markedsverdien måles i D, der vi kan observere priser på både hoved- og biproduktene.

Figur 7.1.2. Skjematisk fremstilling av transport av olje og gass i rør



7.2. Alternative ordninger

Alternative mulige måter å definere begrepene på er:

- 7.2.1. Inkludere rørsektoren i produksjonssektoren, dvs. at brutto produksjonsverdi = eksportverdi. Begge måles ved C. Dette forslaget har først og fremst vært begrunnet med enklere beregningsarbeid.
- 7.2.2. Rør i utlandet regnes som bedrift i utlandet. Også i dette tilfellet vil eksportverdi = produksjonsverdi, men målt ved A=B. Verdi av rørtransport må beregnes.

Mens terminalen normalt vil ligge nær kysten der røret når fastland, behøver dette ikke være tilfelle for feltets beliggenhet i forhold til sokkelgrensen. Avstanden mellom A og B blir på hele 72 mil for Statfjordgassens del mens A til C blir på 116 mil. Det vesentligste av denne transporten vil altså foregå på norsk sokkel. Verdiskapning på strekningen mellom A og B er av Statoil anslått til å være 5-6 Milliarder 1982-kroner i 1990, hvilket betyr at valget av prinsipp vil få betydelige utslag for de forskjellige sektorer innenlands - men lite eller ingenting for eksportverdien, da som sagt verdiskapningen fra B til C vil falle selv etter oppstart av Statpipe.

7.2.1. medfører en oppgang i eksportverdien av råolje og naturgass lik det som pr idag representerer verdi av eksport av rørtjenester. Samtidig vil Utenriksregnskapet få en ompostering fra tjeneste- til vareeksport. Situasjonen, dersom en skulle velge å inkludere rørtjenestene i utvinningssektoren, vil når Statpipe startes opp bli:

Gass transporteres i rør fra Statfjord til Kårstø hvor den separeres. Våtgassen frakjoneres for skipstransport videre, mens tørrgassen (metan og foreløpig også etanen) sendes videre i rør via Ekofisk og Emden.

Dersom all aktivitet - unntatt skipstransporten - tillegges utvinningssektoren, må vi fortsatt ha en fob Kårstø verdi på våtgassen. Utvinningssektoren vil da omfatte utvinning, rørtransport, separasjons- og fraksjoneringskostnader.

Dersom rørtransporten inn til Kårstø tillegges utvinningssektoren, separasjons- og fraksjoneringsprosessene planlegges i egen sektor og rørtransporten fra Kårstø til Ekofisk til separasjonssektoren må vi fortsatt beregne transporttjeneste på de enkelte strekningene. Ekofisk - Emden ligger allerede da i utvinningssektoren.

Dersom all rørtransport tillegges utvinningssektoren mens separasjons- og fraksjoneringsvirksomheten legges i egen sektor, får vi det problemet at utvinningssektoren utfører transport av en vare som er produsert av en annen sektor (separasjonssektoren), noe som kan synes merkelig.

For Nord-Norsk gass - dersom vi skulle få en rørledning gjennom Sverige og Danmark til Tyskland vil vi etter dagens prinsipp få eksport av rørtransporttjenester gjennom Sverige av anseelige dimensjoner. For utenrikshandelens del ville det virke urimelig om en skulle regne verdien av eksportert gass fra Norge f.eks. på grensen mellom Vest-Tyskland og Danmark.

Dagens prinsipp om å føre tjenestene de fast installerte rør-anleggene på annet lands kontinentalsokkel utfører som norsk tjenesteksport bryter med nasjonalregnskapets prinsipper som sier at faste installasjoner skal henføres det land som anlegget ligger i. Nord-Norsk gass ført på samme måte vil gi betydelig større dimensjoner på verditallene. Men det er selvsagt mulig å la faste innstallasjoner til havs bli behandlet annerledes enn faste innstallasjoner på land.

Et prinsipp som reellt letter beregningsarbeidet synes å gi urimelige konsekvenser og med de store tallene det etterhvert er snakk om må det vel synes fornuftig å få fram hvilkenverdiskapning det her er snakk om. Når sagt uansett hvilket prinsipp vi velger vil vi før eller senere måtte beregne/innhente verdien av rørtransporten.

For utenrikshandelens del - synes det på både kort og lang sikt mest rimelig og fortsatt basere seg på en fob norsk grense verdi med prinsippielt samme fradrag som vi foretar fra markedsverdien pr. idag, for å komme fram til eksportverdien.

7.3 Valg av tariff

Ideelt sett skal vi ha en markedspris på utførte transporttjenester av gass i rør i Nordsjøen. Der en pris ikke kan observeres skal den beregnes som om 2 uavhengige parter var aktører.

Hva som er en "frikonkurranspris" blir i praksis et filosofisk spørsmål og som vi har sett under behandlingen av de enkelte tariffene, kan det vel ikke sies at Norpipe- eller Statpipetariffen har mer karakter av det enn Total's Royaltyformel.

Om en pris ligger fjernt eller nær en tenkt frikonkurranspris kan en nok si noe om, dersom en først er i stand til å si noe om hva en frikonkurranspris i praksis vil være.

3. partstariffene er forhandlingsløsninger, hvor den ene eller begge er monopolister på hvert sitt område i større eller mindre grad. For flere av de store enkeltkontraktene pr. i dag er situasjonen at de samme selskapene som selger gass er medeiere i transportselskapene. Noen frikonkurranseløsning representerer vel ikke disse tariffene heller.

Det synes mest nærliggende å benytte de faktisk eksisterende tariffier innhentet fra de forskjellige operatører, eventuelt beregnet etter de eksisterende formler, såsom på Frigg (dvs. royaltytariffen).

Det vil representere i stor utstrekning de faktisk betalte beløp mellom gasseier og transportør. Det å lage en felles formel for alle systemene synes både svært komplisert rent praktisk og det er tvilsomt om statistikken får et mer riktig eller interessant innhold av det.

Merknad:

I møte i februar 1984 ble det vedtatt at Byrådet skal bruke Royaltytariffen på rørtransport i Frigg - St.Fergus i alle beregninger i offisiell statistikk (Utenrikshandel, Utenriksregnskap, Industri-statistikk).

SYMBOLLISTE

Symboler med fotskrift "i" betegner fakturert beløp i året + tidligere år. Således betyr altså D_{i-1} avskrivninger til og med fjoråret mens I_i betyr samlede retebeløp t.o.m. gjeldende år.

Symboler med Δ foran betegner fakturerte beløp i år i. Således betyr ΔO_i faktisk fakturerte operasjonskostnader i år i.

Symboler:

- O Operasjonselement
- I Renteelement
- D Avskrivningselement
- P Fortjenesteelement
- R Verdi av rørtransport totalt = $O + I + D + P$
- T Investeringer
- Q Anslag over kvantum i deltet over dets levetid
- X Kvantum transportert
- A Aksjekapital
- r Rentesats på lån, veiet med alle lån i selskapet
- V Valutakurs, kr/enhet utenlandsk valuta
- c Andel av året rørledningen er ute av drift utover 15 døgn
- B Tilbakebetaling av lån

EIERFORDELINGERStatfjord:

Statfjord er 84,09% norsk eiet og 15,91% britisk eiet.

Rettighetshavere	Andel pst.
Den norske stats oljeselskap a.s	42,05
Mobil Development Norway A/S	12,61
Norske Conoco A/S	8,41
Esso Exploration and Production Norway A/S	8,41
A/S Norske Shell	8,41
Saga Petreoleum a.s.	1,57
Amoco Norway A/S	0,88
Amerada Hess Norwegian Exploration A/S	0,88
Texas Eastern Norway A/S	0,88
Conoco (UK) Ltd.	5,30
Gulf Oil Corporation	2,65
Gulf (UK) Offshore Investments Ltd.	2,65
Britoil	5,30

Operatør: Mobil

Statpipe

Interessentskapet Statpipe skal eie transportsystemet.

Eierfordelingen er:

	pst.
Den norske stats oljeselskap a.s	60
Elf Aquitaine Norge A/S	10
Norsk Hydro Produksjon a.s.	8
Mobil Development Norway A/S	7
Esso Exploration and Production Norway A/S	5
A/S Norske Shell	5
Total Marine Norsk A/S	3
Saga Petroleum a.s.	2

Statoil vil som operatør være ansvarlig for bygging og drift av transportsystemet

Britisk gass fra Statfjord vil bli ført i land til Storbritannia gjennom FLGGS-systemet.

Frigg

Frigg er 60,82% norsk eiet og 39,18% britisk eiet.
"Petronord-gruppen" består av følgende selskaper:

	pst.
Elf Aquitain Norge A/S	41,41
Norsk Hydro Produksjon a.s.	32,87
Total Marine Norsk A/S	20,71
Den norske stats oljeselskap a.s.	5,00

Elf er operatør

Frigg-rørledning (Total)

Eies av Petronordgruppen, Total er operatør.

Ekofisk

"Phillipsgruppen" består av følgende rettighetshavere:

Rettighetshavere på blokkene

2/4, 2/7 og 7/11 er:

	pst
Phillips Petroleum Co. Norway	36,960
Norske Fina A/S	30,000
Norsk Agip A/S	13,040
Norsk Hydro Produksjon a.s.	6,700
Elf Aquitaine Norge A/S	8,094
Total Marine Norsk A/S	4,047
Eurafrep Norge A/S	0,456
Coparex Norge A/S	0,399
Cofranord A/S	0,304

Operatør: Phillips

Norpipe A.S.

Eiet med 50% av Phillips-gruppen og 50% av Statoil.

Det finnes noen mindre blokker i Ekofisk-området som ikke er eiet av Phillips-gruppen.

Valhall

Rettighetshavere:

	pst	
	2/8	2/11
Amoco Norway Oil Company	28,33	25
Amerada Petroleum Corp. og Norway	28,33	25
Texas Eastern Norwegian, Inc.	28,33	25
Norwegian Oil Consortium A/S & Co.	15,00	25

Operatør: Amoco

For komplette oversikter over alle eierforhold på norsk kontinental-sokkel vises til Olje- og Energidepartementets Faktahefter (kommer ut 2 ganger pr. år).

K I L D E R

Olje- og energidepartementet

Statoil

Norpipe

Oljedirektoratet

Norsk og utenlandsk offisiell statistikk

"The Economics of Natural Gas Transportation" - Stavanger 8-9. februar 1983

"European Gas Conference" - Oslo 7-8. juni 1983

