

Kristian Gimming

**Virkninger på prisutviklingen på
naturgass i Vest-Europa ved
innføring av felles karbonavgift**

Notater

Forord

Målsettingen for arbeidet som legges frem i denne oppgaven er å klargjøre hvordan den fremtidige prisutvikling på naturgass i Vest-Europa kan bli påvirket ved innføring av karbonavgifter på forbruk av de fossile brensler.

Notatet er laget ved Forskningsavdelingen, Statistisk sentralbyrå, og er en hovedoppgave i sosialøkonomi ved Sosialøkonomisk institutt, Universitetet i Oslo. Jeg vil i denne forbindelse takke avdelingen for å ha stilt kontorplass, PC og nødvendig programvare til disposisjon. Jeg er også takknemlig for at jeg har fått gjennomføre oppgaven i et spennende og godt miljø, både faglig og sosialt. Jeg er takk skyldig overfor flere personer ved Seksjon for Ressurs- og miljøøkonomi, Forskningsavdelingen. Jeg vil spesielt takke Knut Einar Rosendahl for nyttige diskusjoner, og Elin Berg for god hjelp i startfasen av arbeidet. Jeg vil også takke Mohamed Hazza for velvillig veiledning i bruk av ulike dataprogrammer og Lise Nevjar Mysen for hjelp til å lage figurer. Til slutt en stor takk til veileder Snorre Kverndokk for god og ikke minst tålmodig oppfølging under hele oppgavens forløp.

Innhold

1. Innledning	5
1.1. Bakgrunn	5
1.2. Virkemiddelbruk	7
1.3. Virkninger på prisen av en avgiftsøkning	8
2. Det Europeiske Gassmarkedet - et marked i endring	11
2.1. Bakgrunn	11
2.2. Naturgass som energibærer i Vest-Europa	12
2.3. Dagens marked	14
2.4. Kritikk av dagens organisering	16
2.5. Dagens avgifter på naturgass og andre fossile brensler	16
3. Modellbeskrivelse og numeriske spesifikasjoner	17
3.1. Generelt om de to modeller	17
3.2. Etterspørselssiden	18
3.3. Tilbudssiden	19
3.4. Innføring av karbonavgift i modellene	20
4. Nash-Cournot modellen	20
4.1. Motivasjon og begrunnelse	20
4.2. Beskrivelse av spillet	21
4.3. Referanse-scenariet	23
4.4. Virkninger på gassmarkedet ved innføring av karbonavgift	27
5. Frikonkurrans-modellen	30
5.1. Motivasjon og begrunnelse	30
5.2. Referanse-scenariet	31
5.3. Innføring av avgift i frikonkurrans-modellen	32
6. Sensitivitetsanalyser	33
7. Konklusjoner	35
Referanser	35
Vedlegg A	38
De sist utgitte publikasjonene i serien Notater fra Forskningsavdelingen	40

1. Innledning

1.1. Bakgrunn

1.1.1. Nærmere om drivhuseffekten¹

Atmosfæren består av en samling forskjellige gasser. Gassene nitrogen og oksygen er de mest omfangsrike, og utgjør henholdsvis 78 og 21 prosent av atmosfærens volum. Den resterende 1 prosent utgjøres av flere gasser. Drivhusgassene utgjøres hovedsakelig av karbondioksid (CO₂), Metan (CH₄), lystgass (N₂O), Ozon (O₃), samt en rekke klorfluorforbindelser. De nevnte gassene har fått betegnelsen drivhusgasser, eller klimagasser, på grunn av at de har den egenskap at de slipper igjennom kortbølget stråling fra sola, men reflekterer langbølget varmestråling fra jorda. Det er denne mekanismen som gjør at den globale middeltemperaturen er 15^o C og ikke -18^o C, som den ellers ville ha vært om ikke klimagassene var der. Det fins dermed en naturlig drivhuseffekt som er en forutsetning for gode og levelige forhold på jorda. Det naturlige omfanget av CO₂ i atmosfæren er kjennetegnet ved balanse mellom tilgang og avgang av denne gassen mellom atmosfæren og land/ havoverflate. Menneskeskapte klimagassutslipp i stort omfang forrykker denne balansen; vi får unaturlig høy konsentrasjon av klimagasser i atmosfæren som igjen kan bidra til at den globale middeltemperaturen stiger.

1.1.2. Utslippskilder²

Vi finner en rekke kilder for menneskeskapte utslipp av de forskjellige klimagasser. Når det gjelder karbondioksid, den mest betydningsfulle bidragsyter til drivhuseffekten, oppstår utslipp hovedsakelig som følge av forbrenning av fossile brensler, dvs. forbrenning av olje, gass og kull, samt avledede produkter. Sentrale kilder for utslipp blir dermed virksomheter der denne type aktivitet inngår. Herunder bør spesielt nevnes transportsektor, kraftproduksjon, industri, husholdninger og installasjoner for utvinning og transport av petroleum. Sentrale kilder for utslipp av metan er utslipp knyttet til risdyrking og husdyrhold. Petroleumssektoren er også i dette tilfellet en betydelig bidragsyter. Når det gjelder utslipp av lystgass er jordbrukssektoren en betydelig kilde. Her oppstår utslipp i forbindelse med bruk av nitrogenholdig gjødsel. Utslipp skjer også i tilknytning til industrivirksomhet. Et eksempel på det siste er utslipp i forbindelse med produksjon av salpetersyre.

1.1.3. Klimaproblemer på den på den politiske dagsordenen - Klimakonvensjonen³

Drivhuseffekten, med mulig global oppvarming til følge, ble for alvor anerkjent som et internasjonalt miljøproblem i forbindelse med avviklingen av FN- konferansen for miljø og utvikling i Rio De Janeiro i 1992. Som kjent mislyktes konferansen i bestrebelsene på å inngå en avtale om tallfestede og tidsbegrensede forpliktelser for utslippsreduksjoner. Deltakerlandene kom til enighet om den såkalte Klimakonvensjonen. Konvensjonen ble gjort gjeldende fra 21. mars 1994 og er nå ratifisert av 125 land samt EU som selvstendig part. Når det gjelder innholdet i avtalen forplikter denne de industrialiserte landene, samt landene med overgangsekonomier, å utarbeide nasjonale klimastrategier og gjennomføre tiltak i samsvar med disse for å begrense utslippene, og øke opptaket av klimagasser. Det siste kan tenkes gjennomført ved utstrakt utplanting av skog. Konvensjonen er åpen for kostnads-effektiv gjennomføring av klimapolitikken ved at de ulike gasser, samt opptaksmuligheter vil kunne ses under ett, og hvor land vil kunne samarbeide om å oppfylle sine forpliktelser. Industrilandene er i følge avtalen forpliktet til å koordinere relevante økonomiske og administrative virkemidler for å nå konvensjonens mål. Videre er disse landene forpliktet til å gi regelmessig og detaljert informasjon om gjennomføringen av klimapolitikken.

Klimakonvensjonens endelige mål er en stabilisering i konsentrasjonen av klimagasser på et nivå som vil forhindre farlig, menneskeskapt påvirkning av klimasystemet. Det sies at dette målet bør nås

¹ Fremstillingen bygger på Strahler og Strahler (1994).

² Avsnittet er basert på Miljøverndepartementet (1995).

³ Avsnittet er basert på Miljøverndepartementet (1993).

innenfor en tidsramme som kan gjøre det mulig for økosystemene å tilpasse seg naturlig til klimaendringer, sikre at matproduksjonen ikke trues og muliggjøre en bærekraftig økonomisk utvikling.

1.2.4. Dokumentasjon vedrørende drivhusproblematikken

I 1988 opprettet FN et panel eller en gruppe som skulle ha til oppgave å gi FN de beste tilgjengelige faglige premisser og råd for organisasjonens arbeid med å utforme en global miljøpolitikk. Dette panelet fikk etterhvert navnet IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). Panelet sammenfatter relevante forskningsresultater fra publiserte arbeider i tidsskrifter eller bøker. Panelet har de senere år konsentrert innsatsen mot å erverve mer kunnskap innenfor følgende områder; a) en grundigere forståelse rundt global oppvarming, b) kartlegging av virkningen av denne og c) strategier med henblikk på å redusere skadevirkningene.

I første del av IPCC's siste rapport (IPCC 1995a), som lå til grunn for toppmøtet i Roma 11-13 desember 1995, står det blant annet:

The atmospheric concentrations of greenhouse gases, *inter alia* carbon dioxide(CO₂), methane(CH₄) and nitrous oxide(N₂O) have grown significantly: by about 30%, 145%, and 15%, respectively since pre industrial times (values for 1992). These trends can be attributed largely to human activities, mostly fossil fuel use, land use change and agriculture.

The direct radiative forcing⁴ of the long-lived greenhouse gases (2.45 Wm²) is due primarily to increases in concentrations of CO₂ (1.56Wm²), CH₄ (0.47Wm²) and N₂O(0.14Wm²)

If carbon dioxide emissions were maintained at near current (1994) values, they would lead to a nearly constant rate of increase in atmospheric concentrations for at least two centuries, reaching about 500 ppmv⁵ (approaching twice the pre-industrial concentration of 280 ppmv) by the end of the 21st century.

Når det gjelder eventuelle endringer i det globale klima skriver IPCC:

Global mean surface temperature has increased by between 0.3 and 0.6 °C since the late 19th century.

Precipitation has increased over land in high latitudes of the Northern Hemisphere, especially in the cold season.

Global sea level has risen by between 10 and 25 cm over the past 100 years and much of the rise may be related to the increase in global mean temperature.

Den viktigste konklusjonen i IPCC's rapport er:

The balance of evidence suggests a discernible human influence on global climate.

IPCC har på bakgrunn av forutsetninger om befolkningsvekst, økonomisk vekst, arealutnyttelse, teknologiske endringer, energitilgjengelighet, samt sammensetning av energibruk for perioden 1990-2100, utarbeidet scenarier for drivhusgassutslipp samt for støvpartikler(aerosols). Ved å koble sammen utslippsscenarioer for perioden med estimater for klimaets følsomhet overfor endringer i konsentrasjonen av drivhusgasser og støvpartikler, beregnes prognoser for den globale middeltemperatur i år 2100. I den samme del av rapporten skriver de:

For the mid-range IPCC emission scenario, IS92a, assuming the best estimate value for climate sensitivity and including the effects of future increases in aerosol, models project an increase in global mean surface temperature relative to 1990 of about 2°C by 2100.

⁴ "Radiative forcing" er et enkelt mål på betydningen av ulike mekanismer som kan bidra til endringer i klimaet. "Radiative forcing" måles i Watt pr. kvadratmeter-Wm²

⁵ Parts per million by volume -mål på omfang av drivhusgasser i atmosfæren.

Og videre:

Regional temperature changes could differ substantially from the global mean value. Because of the thermal inertia of the oceans, only 50-90% of the eventual equilibrium temperature change would have been realised by 2100 and temperature would continue to increase beyond 2100, even if concentrations of greenhouse gases were stabilised by that time.

Når det gjelder å fastslå de konkrete skadevirkningene som følge av et endret klima understrekes det i andre delrapport (IPCC 1995b) at slike anslag er beheftet med stor usikkerhet. Det pekes imidlertid på endel skadevirkninger som man allerede har observert; i visse regioner har man allerede fått et økt innslag av ekstrem varme, oversvømmelse og tørke, med konsekvenser som brann, utbrudd av pest, endring i struktur, sammensetning og funksjonsmåte for økosystemer, inkludert jordbruksproduktivitet.

I den tredje delrapport (IPCC 1995c) tar IPCC for første gang med analyser omkring økonomiske og sosiale konsekvenser ved mulige klimaendringer.

1.2. Virkemiddelbruk

Dersom det internasjonale samfunn vil legge *føre var- prinsippet* til grunn i forholdet til eventuelle fremtidige utbrudd av katastrofer og omfattende ødeleggelser som følge av endret klima, bør tiltak treffes for å redusere de globale menneskeskapte utslipp av klimagasser.

Det er usikkert hvordan dette kan gjennomføres i praksis. For det første er det usikkerhet knyttet til hvor mange land som vil delta i forpliktende avtale om utslippsreduksjoner. For det annet er det usikkerhet knyttet til byrdefordeling mellom land eller regioner dersom det inngås en verdensomspennende avtale om utslippsreduksjoner som medfører ulike utslippsforpliktelser, eller om det inngås flere desentraliserte avtaler, hver med begrenset virkningsområde. For det tredje er det usikkerhet knyttet til hvilke typer virkemidler avtaler vil baseres på.

Det forhold at miljøproblemet er globalt, bidraget til drivhuseffekten er uavhengig av hvor utslippet finner sted, tilsier at problemet bør behandles på høyeste internasjonale nivå, dvs. innenfor rammen av FN. Det bør imidlertid nevnes at FN lar sine beslutninger bygge på *konsensus prinsippet*. Dersom det skal inngås en klima-avtale som omfatter samtlige medlemsland, må alle landene samtykke. Det store antall medlemsland, samt til dels motstridende interesser internt, reduserer sannsynligheten for inngåelse av effektiv global avtale om utslippsreduksjoner innen rammen av FN. Som et alternativ kan det tenkes at organisasjoner med mere homogene grupper av medlemsland vedtar avtaler som forplikter landene til utslippsreduksjoner. Eventuelt kan ulike sammenslutninger av land inngå avtaler som forplikter landene til ytterligere utslippsreduksjoner i forhold til et minstenivå vedtatt av et FN organ.

Et prinsipp som bør etterstrebnes i anstrengelsene om å redusere de globale utslipp, er prinsippet om *kostnadseffektivitet*. En avtale er kostnadseffektiv dersom den innebærer at de totale utslippene av klimagasser reduseres til en minst mulig kostnad. Teoretisk sett vil en kostnadseffektiv avtale kunne omfatte utslipp av alle typer klimagasser fra alle kilder. Og videre kan hver type klimagass behandles etter dennes bidrag til drivhuseffekten. Det vil her være hensiktsmessig å uttrykke hver gass i en felles måleenhet, og la den respektive verdien avhenge av gassens intensitet eller styrke i bidraget til drivhuseffekten. I dag måles utslipp av hver type drivhusgass i antall CO₂ - ekvivalenter.

En avtale om utslippsreduksjoner kan baseres på bruk av ulike typer virkemidler. Den kan enten være basert på *direkte påbud* (regulering), eller den kan være basert på *økonomiske* virkemidler. En avtale basert på regulering kan typisk være at hvert land blir pålagt å redusere utslippet med en gitt prosent-sats. De nasjonale myndigheter i hvert land må så igjen velge virkemidler for å nå oppgitt utslippsreduksjon. Denne type avtale har den fordel at vedtatte utslippsreduksjon vil realiseres med sikkerhet, såfremt landene overholder avtalen. Avtalen vil normalt ikke innebære kostnadseffektivitet siden de marginale kostnader ved utslippsreduksjoner kan variere mellom medlemslandene. Fra økonomisk teori er det to typer økonomiske virkemidler som peker seg ut, det er å avgiftsbelegge utslipp, eller å

innføre omsettbare utslippkvoter. En ordning basert på å ilegge utslipp av hver enkelt klimagass, i alle land avtalen omfatter, en avgift gradert etter gassens bidrag til drivhuseffekten, vil kunne gi kostnadseffektivitet. Avtalen vil innebære kostnadseffektivitet dersom implementeringen av avgiften skjer parallelt med en restrukturering av de eksisterende avgifter, slik at de samlede kostnader ved utslipp pr. CO₂-ekvivalent blir like for alle gasser. Under et slikt system vil rasjonelt handlende aktører ta hensyn til avgiftene ved sine tilpasninger, og innrette seg slik at marginalkostnaden ved utslippsreduksjoner er like for alle klimagasser. En ulempe med dette virkemiddelet er at det på forhånd er vanskelig å forutsi hvor stor utslippsreduksjonen faktisk blir. Aktørene i økonomien står jo fritt til å bestemme eget utslipp såfremt avgiften betales. Det andre aktuelle økonomiske virkemiddel er innføring av omsettbare utslippkvoter. Dette prinsippet går ut å spesifisere en øvre tillatte utslippsgrense (kvote) for hvert land eller region omfattet av avtalen. Vedkommende land (region) vil ha mulighet til å selge deler av totalkvoten, eller kjøpe ytterligere kvoter fra andre land (regioner). Det vil dermed bli dannet en markedspris på utslippkvoter. Dersom landene (regionene) handler rasjonelt vil de ønske å holde den mengde kvoter som gir likhet mellom marginalkostnaden ved reduksjon i utslipp og den gjeldende markedspris på utslippkvoter. I en frikonkurranselikevekt, vil prisen reflektere marginalkostnaden ved utslippsreduksjoner, og videre vil denne kostnaden være lik for alle land (regioner). En avtale basert på omsettbare utslippkvoter vil dermed gi kostnadseffektivitet, og den vil ha den fordel at nivået for samlet utslipp ex post (eller reduksjonen i forhold til dagens utslipp), vil være kjent ved avtaleinngåelse (ex ante). Et vesentlig problem knyttet til inngåelse av en slik avtale er å bli enige om en initialfordeling av utslippkvoter. For en drøftelse omkring dette problemet se f.eks. Kverndokk (1995).

Når det kommer til utforming av praktisk politikk for å redusere samlet utslipp, må en ta inn over seg tekniske problemer knyttet til måling av utslipp, og problemer knyttet til å holde kontroll med alle utslippskilder. Nå er det imidlertid slik at myndighetene har oversikt over omsetning av de fleste varer, deriblant de fossile brensler olje, gass og kull. Forbrenning av fossile brensler er ifølge FN's klimapanel den mest betydningsfulle kilde til utslipp av karbondioksid, som igjen vurderes som den viktigste bidragsyter til drivhuseffekten. Videre er det en kjent sammenheng mellom forbrenning av de ulike fossile brensler og det tilhørende utslipp av karbondioksid. Dersom man øker avgiftene på forbruk av fossile brensler, vil alt annet likt, forbruket av de fossile brensler avta, og dermed også det samlede utslipp. I den kommende analysen vil vi anta at det ble inngått en verdensomspennende avtale om reduksjoner i drivhusgassen karbondioksid fra og med 1995, og videre at denne avtalen ble basert på innføring av karbonavgifter på forbruk av olje, gass og kull. Formålet med analysen er å forsøke å avklare hvordan innføring av slike avgifter påvirker den fremtidige pris og produksjonsutvikling på naturgass i Vest-Europa. Problemstillingen vil bli analysert under ulike antakelser hva gjelder konkurranseforholdene i gassmarkedet. I en av de to modellene blir det vist hvordan produksjonsutviklingen til de tre eksportlandene Russland, Norge og Algerie kan bli endret som følge av en slik avgift. Først vil det være hensiktsmessig å klargjøre noen sentrale begreper.

1.3. Virkninger på prisen av en avgiftsøkning⁶

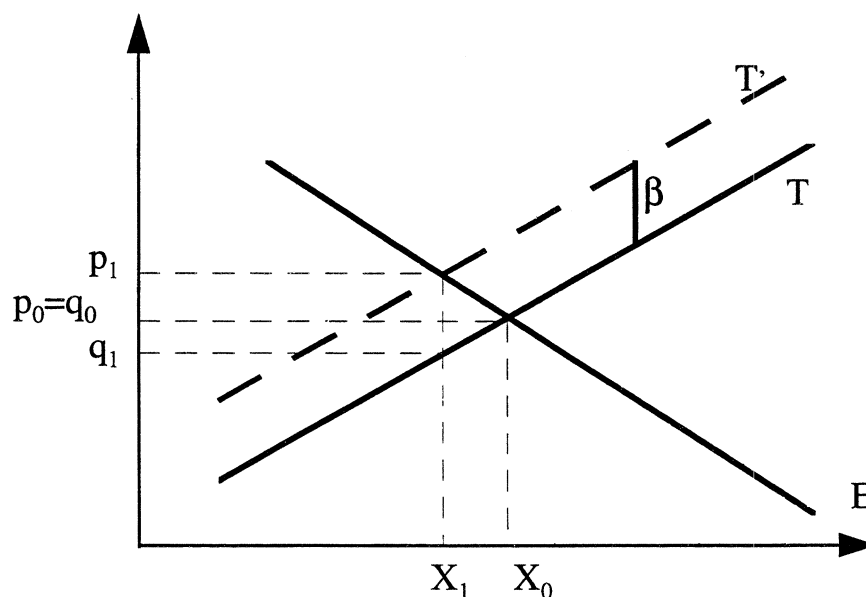
Et lands *gassformue* er definert som nåverdien av anslått fremtidig *gassrente*. Med *gassrente* menes forskjellen mellom inntekter og kostnader ved gassutvinning, der kostnadene inkluderer normalavkastning på investert kapital. Det er flere årsaker til at det eksisterer en ekstra-avkastning innen gassutvinning representert ved *gassrenta*, og det er vanlig å dele *gassrenta* inn i forskjellige rentekategorier etter hvilket opphav de har. I den følgende analyse vil vi fokusere på *ressursrente* og *oligopolrente*. *Ressursrenta* oppstår som følge av at naturgass foreligger i en *endelig* mengde. Eierne av denne ressursen tar hensyn til at gassen har en alternativ fremtidig anvendelse ved å kreve meravkastning ved utvinning og salg. *Oligopolrenta* oppstår som følge av at det er et begrenset antall produsenter i gassmarkedet. Den begrensede konkurranse gir hver enkelt produsent en meravkastning som følge av utnyttning av markedsrett.

⁶ Fremstillingen bygger på Berg, Kverndokk, Rosendahl (1996)

Gassformuen til de forskjellige produsentland vil selvsagt avhenge av den fremtidige prisutvikling på ressursen. Dersom innføring av en internasjonal CO₂-avgift skulle gi en lavere produsentpris på varig basis, vil gassformuen bli redusert som følge av tiltaket. Det er dermed interessant å vite hvordan den fremtidige prisutvikling vil bli påvirket ved innføring av en avgift på forbruk av ressursen.

Fra tradisjonell markedsteori vet vi at innføring av en enhetsavgift med størrelse β i et statisk frikonkurransemarked vil gi en kile mellom produsent og konsumentpris tilsvarende størrelsen på avgiften. Med et statisk marked menes at aktørene opptrer som om handlinger i dag ikke vil påvirke fremtidige markedsforhold. Videre vet vi at utfallet ved innføring av stykkavgiften vil avhenge av størrelsene på tilbuds- og etterspørselstetisitetene. Under "normale" tilbud og etterspørselsforhold, vil ileggelse av stykkavgift på varen gi høyere konsumentpris, lavere produsentpris, og lavere nivå på omsatt kvantum. I figur 1 har vi belyst en slik situasjon:

Figur 1. Innføring av avgift i et statisk marked

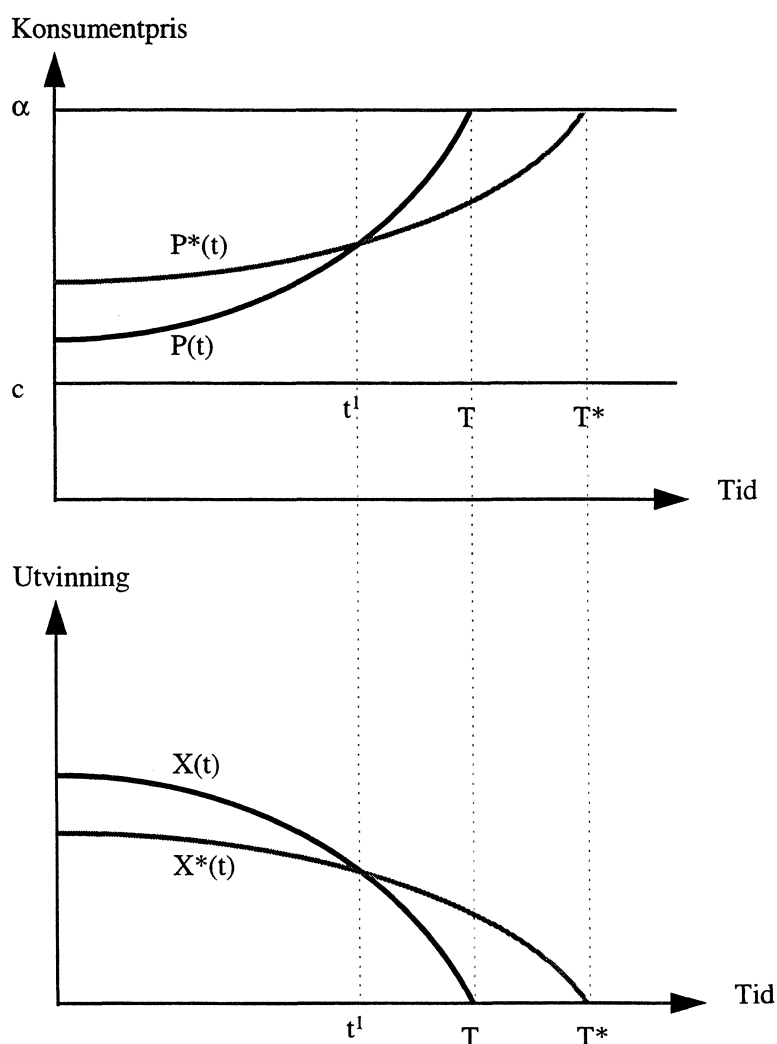


Her betegner p konsumentprisen, q produsentprisen mens β som nevnt er avgiften. Før innføringen av avgift var markedslikevekten gitt ved kvanta x_0 og $p_0 = q_0$, dvs. felles pris for konsumenter og produsenter. Innføringen av avgiften β pr. enhet kan representeres som et vertikalt skift i tilbudsfunksjonen. Den nye markedslikevekten oppstår ved skjæringspunktet mellom etterspørselskurven og den nye tilbudskurven, og er i figuren angitt ved kvanta x_1 og konsumentpris p_1 . Den tilhørende produsentpris q_1 er gitt ved differansen mellom den nye konsumentprisen og avgiften. Vi ser her at innføringen av avgift resulterte i redusert produksjon og forbruk, høyere pris til sluttbruker (konsumentpris), og lavere pris for produsent (produsentpris). Avgiftsbyrden blir i dette tilfellet fordelt mellom både forbrukere og produsenter, og fordelingen avhenger av tilbuds og etterspørselstetisitetene. Dersom tilbudet er uelastisk (vertikal tilbudskurve) eller etterspørselen er uendelig elastisk (horisontal etterspørselskurve), vil produsenten bære avgiftsbyrden i sin helhet, dvs. produsentprisen blir redusert tilsvarende avgiften. Motsatt, dersom tilbudet er uendelig elastisk (horisontal tilbudskurve) eller etterspørselen er uelastisk (vertikal etterspørselskurve), vil konsument eller forbruker bære hele avgiften selv, dvs. konsumentprisen øker tilsvarende avgiften. Dersom man analyserer virkningen på priser og produksjon av naturgass i Vest-Europa ved innføring av CO₂-avgift innenfor en slik statisk modell, vil en typisk få som resultat at avgiftsbyrden deles mellom både produsenter og konsumenter. Videre vil denne byrdefordelingen være konstant så lenge tilbuds og etterspørselstetisitetene er konstante. En slik modellering av adferd vil imidlertid være en forenkling. Som nevnt innledningsvis er naturgass en tømbar ressurs, og tilbyderne vil derfor ta hensyn til at utvinning i dag vil påvirke fremtidige produksjons og inntjeningsforhold. En dynamisk eller intertemporal modell synes derfor å

være mer passende for beskrivelse av tilbyderadferden i et slikt marked. Bruk av slike modeller vil kunne gi helt andre resultater med hensyn til byrdefordeling mellom produsenter og konsumenter. Spesielt vil en gjerne få som resultat at byrdefordelingen varierer over tid. Dette vil vi nå illustrere ved hjelp av en enkel Hotelling modell for tømbar ressurser, se Hotelling (1931).

I modellen⁷ betrakter vi en frikonkurranse-økonomi med et stort antall produsenter som hver disponerer gassfelt av samme størrelse og kvalitet. Vi antar for enkelhets skyld at enhetskostnaden ved utvinning er lik for alle produsenter, og at den er konstant over både produksjon og tid. Når det gjelder etterspørselssiden antas etterspørselsfunksjonen å være fallende i prisen, og det antas at etterspørselsfunksjonen er begrenset oppad, dvs. for en gitt pris, kvelningsprisen, vil all etterspørsel opphøre. Videre antas etterspørselsfunksjonen å ligge fast over tid. Under disse kjente rammebetingelser antas hver produsent, eller ressurseier, å søke den utvinningsprofil som maksimerer vedkommendes gassformue. I en økonomi uten avgifter vil likevekten være kjennetegnet av at gassrenta, som i dette tilfellet i helhet utgjøres av ressursrenta, vokser med rate lik markedsrenten. Og videre skal prisen initialt være slik at på det tidspunkt feltet tømmes, skal prisen akkurat ha nådd kvelningsprisen.

Figur 2a og b. Innføring av avgift innenfor en dynamisk modell



Arealet under hver av kurvene er like og lik den initiale beholdningen S_0 .

⁷ Modellen med drøftelser er hentet fra Lasseme (1991).

I figur 2a angir $p(t)$ likevektsbanen for utviklingen i konsumentprisen over tiden, mens $x(t)$ i figur 2b angir den tilhørende produksjonsbane. Siden vi i dette tilfellet ikke har avgift, vil produsentprisen være identisk med den angitte konsumentprisen. I figur 2a angir c marginalkostnaden ved utvinning, mens α angir kvelningsprisen. I figuren er som nevnt ressursrenta angitt ved differansen mellom produsentprisen og enhetskostnaden. S_0 angir ressursbeholdningen. Vi ser av figurene at utvinningsraten faller med tiden, mens prisen stiger. Produksjonen opphører og ressursen blir uttømt på det tidspunkt prisen når kvelningsprisen α . Dette tidspunktet er angitt ved T .

Dersom vi i denne økonomien innfører en avgift β pr. ressursenhet, vil vi få nye likevektsbaner for utvikling i pris og produksjon over tid. Den nye likevektsbanen for utviklingen i konsumentprisen er gitt ved $p^*(t)$, og den tilhørende utvikling i produksjonen er gitt ved $x^*(t)$. T^* angir det nye endetidspunktet. Likevektene fremkommer ved at produsentene maksimerer nåverdien av ressursformuen etter avgift. Den nye produsentprisen er gitt ved differansen mellom konsumentprisen $p^*(t)$ og avgiften β . Dersom vi sammenligner konsumentprisbanen $p^*(t)$ med den foregående uten avgift $p(t)$, ser vi at p^* initialt ligger over p . Dette indikerer at konsumentprisen vil stige i det øyeblikk en avgift innføres. Konsumentene vil bære en del av avgiftsbyrden initialt. Dette er i tråd med konklusjonen i den statiske modellen. Den nye konsumentprisen $p^*(t)$ kan imidlertid ikke i lengden ligge over $p(t)$. Dette vil nemlig medføre at på det tidspunkt prisen når kvelningsprisen α , vil ressursen ikke være tømt ut, noe som ikke vil være optimalt sett fra ressurseiers side. Under den nye likevektsbanen vil produsentene derfor måtte tilpasse produksjonsprofilen slik at den tilhørende konsumentpris p^* på et tidspunkt vil krysse p . Videre må dette skje før tidspunkt T . I figuren er dette tidspunktet angitt ved t' . På dette tidspunkt faller hele avgiftsbyrden på produsenten. Fra t' ligger p^* under p , som igjen betyr at produsenten bærer mer enn hele avgiftsbyrden. Siden $p^*(t)$ krysser $p(t)$ ovenfra vil det tidspunkt da $p^*(t)$ når kvelningsprisen og feltet blir uttømt, inntreffe på et senere tidspunkt enn i tilfellet uten avgift.

Innføring av avgift i denne dynamiske modellen ga altså som resultat at avgiftsbyrde-fordelingen mellom konsumenter og produsenter varierte over tiden. Innledningsvis falt den største del av byrden på konsumentene. Over tiden økte imidlertid byrden på produsentene, og fra et tidspunkt av påtok produsenten seg mer enn hele avgiften.

Modellene som blir benyttet i analysen er intertemporale nettopp for å fange opp det dynamiske element på tilbudsiden. Før vi introduserer modellverktøyet som vil benyttes i analysen, vil vi redegjøre for det europeiske gassmarkedets omfang og virkemåte, samt skissere en mulig fremtidig utvikling.

2. Det Europeiske Gassmarkedet - et marked i endring

2.1. Bakgrunn⁸

Omfattende bruk av naturgass til energiformål har en forholdsvis kort historie i Europa. Større felt ble funnet ved Podalen i Italia og ved Lacq i Frankrike i henholdsvis 1949 og 1951. Feltene var imidlertid for små, og lå for fjernt til i forhold til industrivirksomhet til at betydelige investeringer i rørledningskapasitet kunne forsvares. Naturgass ble først en betydelig energibærer etter oppdagelsen av Groningen feltet i Nederland rundt 1960. Etter oppgradering av reserveanslagene begynte Nederland storstilt eksport av naturgass til Vest-Tyskland, Frankrike, Italia og Belgia. Nordsjøgassen på engelsk område ble først oppdaget i 1965. Storbritannia hadde da alt i noen år tatt naturgass i bruk gjennom import av LNG⁹ fra USA og senere fra Algerie. Senere ble naturgass fra Norge, Algerie og det tidligere Sovjetunionen gjort tilgjengelig gjennom utbygging av et omfattende rørledningssystem. Det tidligere Sovjetunionen igangsatte eksport av gass til Vest-Europa i 1973-1974, etter å ha forsynt Østerrike og de tidligere Comecon-landene i flere år. I Norge ble Frigg-feltet funnet i 1972 og Ekofisk fulgte kort etter. Algerie startet eksport av LNG til Vest-Europa på første halvdel av 1960-tallet.

⁸ Avsnittet bygger i sin helhet på Bjerkholt, Olsen og Strøm (1990), s. 146.

⁹ Liquefied Natural Gas, naturgass i nedkjølt flytende form, transporteres med spesialskip.

2.2. Naturgass som energibærer i Vest-Europa

Tabell 1 viser omfanget av naturgass i energiforsyningen i OECD-Europa i 1995. Den andre kolonnen angir hvordan forbruket av naturgass fordelte seg over de europeiske OECD-landene. Den tredje kolonnen viser betydningen eller omfanget av naturgass i energiforsyningen i de respektive landene, angitt ved naturgassens andel av primærenergiforbruket.

Tabell 1. Naturgassens posisjon i det vesteuropeiske energimarkedet i 1995

	Forbruk, mtoe ¹⁰	Andel av primærenergiforbruk, %
Tyskland	67	19,9
Italia	43	28,1
Storbritannia	65,8	30,1
Nederland	33,4	40,7
Frankrike	29,6	12,6
Belgia & Luxemb.	10,7	19,1
Østerrike	6	26
Irland	2,1	21
Spania	7,4	7,4
Tyrkia	7,7	12,8
Sveits	2	8,5
Finland	2,9	12,6
Danmark	2,9	14,5
Sverige	0,7	1,6
Sum	281,2	

De resterende land i OECD-Europa, Norge, Portugal, Hellas og Island hadde null eller ubetydelig forbruk dette året
Kilde: BP Statistical Review of World Energy 1996.

Av tabellen ser vi at Tyskland, Storbritannia, Italia, Nederland og Frankrike utmerker seg som land med betydelige forbruk av naturgass. Til sammen sto disse landene for 85% av det samlede forbruk av naturgass i OECD-Europa dette året. Når det gjelder betydningen av gass i den innenlandske energiforsyningen ser vi at denne klart er størst i Nederland, der naturgassen dekker omkring 41% av det primære energiforbruket. De tilsvarende andeler er også forholdsvis høye i Storbritannia og i Italia, der andelene er henholdsvis 30 og 28%. De forholdsvis lave prosentandelene for de øvrige landene indikerer at det i disse landene er et potensiale for økt forbruk av naturgass i fremtiden.

Flere av de store forbrukslandene har betydelig egenproduksjon. Tabell 2 viser en oversikt over produksjon og reserver til de største produsentene av gass i 1995.

Tabell 2. Produksjon, reserver og R/P -rater i utvalgte land i 1995

	Produksjon, mtoe	Reserver, mtoe	R/P-rate ¹¹
Nederland	59,7	1710	27,6
Storbritannia	64,4	540	8,2
Tyskland	14,5	270	18,2
Italia	16,2	360	18,4
Danmark	4,5	90	20,7
Norge	28,2	1800	63,9
Rest-Europa	31,4	720	21,5
Sum	218,9		

Kilde: BP Statistical Review of World Energy 1996

Fra andre kolonne i tabellen ser vi at Storbritannia utmerket seg som største produsent i Europa dette året, mens Nederland ikke fulgte langt etter. Tyskland og Italia hadde forholdsvis moderat produksjon,

¹⁰ Mtoe, millioner tonn olje-ekvivalenter. 1 mtoe tilsvare ca. 1,11 bcm (mrd. Sm³). Konverteringsfaktorer er hentet fra BP (1996)

¹¹ Denne er regnet ut på basis av produksjon i 1994 og reserver ved utgangen av dette året.

mens Frankrikes produksjon var ubetydelig. Norges produksjon utgjorde omkring halvparten av Storbritannias produksjon. De andre landene i OECD-Europa hadde ellers lav produksjon dette året. (Produksjonen i Romania og Ungarn utgjorde til sammen 62% av produksjonen i "Rest-Europa") Ved å se tabell 1 og 2 i sammenheng får man et inntrykk av importavhengigheten til de store forbrukslandene. Storbritannia er nesten selvforsynt med naturgass. Tyskland, Italia og spesielt Frankrike er avhengige av betydelig import. Til sammen sto disse tre landene for omkring halvparten av det samlede forbruk i 1995, og videre hadde hvert av disse landene en dekningsgrad¹² på under 40%. En del av deres importbehov dekkes av Nederland og Norge. Nederland eksporterer omtrent halvparten av produksjonen, mens Norge eksporterer produksjonen i sin helhet. De største mottakerlandene av Norges eksport er Tyskland og Frankrike. I tillegg til import fra Nederland og Norge, får landene hovedsakelig dekket sitt behov ved tilførsler fra Russland og Algerie.

I tredje kolonne er det angitt estimater for landenes økonomiske reserver ved inngangen til 1995, og i fjerde kolonne er de tilhørende R/P rater angitt. R/P raten angir hvor mange år det tar å utvinne reserven dersom dagens utvinningshastighet opprettholdes. Av tabellen fremgår det at reservene i de fleste land er forholdsvis knappe. Tyskland, Italia og Frankrike har svært begrensede reserver, og vil i fremtiden være avhengige av stor import. Dagens største produsent, Storbritannia, har ikke mer reserver enn at dagens produksjonsnivå kan opprettholdes i underkant av 10 år. Nederland og Norge peker seg ut som land med store reserver. De to landene kan opprettholde dagens produksjonsnivå i henholdsvis 28 og 64 år. Sagt på en annen måte har de to land tilstrekkelig med reserver til at de på egenhånd kan utvinne tilsvarende Tysklands årlige forbruk i minst 25 år fremover.

Som nevnt tidligere importerer flere av de europeiske OECD-landene betydelige mengder gass fra Russland og Algerie. Russland dekket i 1995 40% av OECD-Europas importbehov, mens Algerie dekket 18,7%. Til sammenligning dekket henholdsvis Nederland og Norge 21,8 og 14,7%. Russland var i 1995 den største enkelt-eksportør til Tyskland og Frankrike, og dekket henholdsvis 46 og 38% av all import i disse landene dette året. Frankrike fikk dette året betydelige tilførsler av gass i flytende form (LNG) fra Algerie. Foruten Nederland, var Russland og Algerie de eneste forsyningsland til Italia. Av total import dette året sto Algerie for 49,5%, mens Russland sto for 40% (BP 1996). I tabell 3 er det angitt en oversikt over Russlands og Algeries produksjon, eksport og reserver.

Tabell 3. Produksjon og reserver for Russland og Algerie i 1995, i mtoe

	Produksjon	Eksport til Vest-Europa	Totale reserver	Reserver tiltenkt eksport	R/P-rate
Russland	499,9	67,6	43290	5854	83,9
Algerie	54,5	31,6	3240	1879	66,4

Kilde: BP Statistical Review of World Energy 1996

Den andre kolonnen i tabellen viser landenes totale produksjon av naturgass dette året, mens den tredje kolonnen viser landenes eksport til OECD-Europa. I den fjerde kolonnen er angitt de to lands reserver ved inngangen til 1995. Tallene i femte kolonne er et anslag på den del av landenes totale reserver som vil være tilgjengelig for eksport til Vest-Europa. Denne mengden er beregnet som produktet av eksportandelen til Vest-Europa og de totale reservene. R/P-raten i sjette kolonne kan tolkes som et mål på hvor lenge dagens eksport til Vest-Europa kan opprettholdes, når nivået på innenlandsk forbruk ligger fast over tid.

Fra andre kolonne ser vi at Russlands produksjon dette året lå tett opp mot 500 mtoe. Russland var med dette verdens største enkeltprodusent i 1995. 13,5 % av Russlands produksjon, 67,6 mtoe, ble eksportert til Vest-Europa. Når det gjelder reserver ser vi fra sjette kolonne at Russland har nok reserver til å opprettholde dagens eksportnivå, som omtrent tilsvare det samlede forbruk i Tyskland, i mer enn 80 år fremover, såfremt forbruket i Russland holdes uendret. Utviklingen i Russlands eksport til Vest-Europa vil blant annet avhenge av utviklingen i den innenlandske etterspørsel i Russland.

¹² Dekningsgraden for et land er forholdet mellom innenlandsk produksjon og forbruk.

Utviklingen i denne er usikker. Et fremtids-scenario som innebærer økonomisk vekst i landet, vil som kjent trekke i retning av høyere etterspørsel. Imidlertid er det et klart potensiale for energi-effektivisering i Russland. I følge Gazprom, det største gasselskapet i Russland, vil gass tilsvarende en tredjedel av forbruket kunne spares ved innføring av energi-effektiv teknologi parallelt med en generell restrukturering av økonomien (Estrada, Moe og Martinsen 1995 s. 257). Disse forhold er med på å understreke usikkerheten omkring den langsiktige utvikling av Russlands eksport til Vest-Europa.

Som det fremgår av tabellen har også Algerie betydelig produksjon og reserver. Produksjonen til Algerie var 54,5 mtoe, som var i underkant av Nederlands produksjon. Den samlede eksport av gass til Vest-Europa var omkring halvparten av Russlands eksport dette året. Videre utgjorde denne eksporten 58% av totalproduksjonen. Algeries eksport er dermed ikke så følsom overfor endringer i det innenlandske markedet som tilfellet var for Russland.

Når det gjelder den fremtidige forsyning til OECD-Europa er det tre produsentland som peker seg ut. Disse er; Russland, Algerie og Norge. Hvert av disse landene har betydelige reserver tilgjengelig for eksport til markedet. Dessuten er de tre allerede etablerte i markedet med tilgang til et til dels omfattende rørledningsnett. Atferden til de tre vil etter all sannsynlighet være viktig for den langsiktige utvikling i markedet. Det kan innvendes at også Nederland fortjener en plass i denne gruppen. Nederland har nesten like store reserver som Norge. Videre har Nederland større produksjon og større eksport enn hva Norge har. I motsetning til Norge har imidlertid Nederland et betydelig innenlandsk forbruk som må dekkes. Videre har Nederland allerede en lang fortid som betydelig gasseksportør. Det er dermed mindre sannsynlig at dette landet i noen vesentlig grad vil påvirke den fremtidige utvikling i markedet.

Når det gjelder mulige andre forsyningsland til Vest-Europa bør det nevnes at flere av landene i Midtøsten har betydelige reserver. Iran har gassreserver godt i overkant av en tredjedel av Russlands reserver. Den lange avstanden til Europa reduserer imidlertid mulighetene for utstrakt eksport. Eventuell tilførsel fra Midtøsten og fra andre land som ikke er nevnt, vil bli sett bort fra under modell-analysene i kapitlene 3-5.

2.3. Dagens marked

2.3.1. Aktørene i markedet -en oversikt¹³

Før vi går nærmere inn på samspillet eller interaksjonene mellom ulike aktører i markedet, er det naturlig å gjøre rede hvem disse aktørene er. I den ene enden av omsetningskjeden finner vi *produksjonsselskapene*. Produksjonsselskapene står for utvinning av gass, og i flere tilfeller også olje, fra felter på eller utenfor land. Dette er som oftest store enheter med til dels stor statlig eierandel. Produksjonsselskapene står vanligvis også for prosessering eller tilrettelegging av gass for videre forsendelse, samt for transport frem til større terminalanlegg i mottakerland. I motsatt ende av produksjonskjeden finner vi *sluttbrukerne*. Det er naturlig å dele denne gruppen inn i forskjellige kategorier. Den første kategorien består av brukere av *alminnelig forsyning*. Dette er husholdninger, industri og tjenesteytende virksomhet som benytter gass som energikilde. Den andre kategorien er *kraftproduksjon*. Denne kategorien utgjøres av gasskraftverk som benytter gass til produksjon av elektrisitet. Den siste kategorien er *petrokjemi*. Dette er industri som benytter gass som råstoff i produksjonen av en rekke produkter. Mellom produksjonsselskapene og sluttbrukerne finner vi to grupper av aktører; *transmisjonsselskaper* og *lokale distribusjonsselskaper*. Transmisjonsselskapene står for langstrakt transport av gass fra mottaksterminalene og frem til lokale distribusjonsselskaper, eller for direkte leveranse til større sluttbrukere. Denne transporten skjer gjennom et betydelig rørledningsnett som eies og vedlikeholdes av transmisjonsselskapene. Distribusjonsselskapene står for transport gjennom lokale distribusjonsnett frem til tilknyttede abonnenter.

¹³ Avsnittet bygger på Bjerkholt, Olsen, Strøm (1990), s. 109.

2.3.2. Særtrekk ved gassmarkedet

Det er flere forhold som gjør at det europeiske gassmarkedet skiller seg ut fra mer tradisjonelle markeder. Vi vil her trekke frem tre forhold av vesentlig betydning. For en mer utfyllende beskrivelse av det vesteuropeiske gassmarkedet, se f.eks. Bjerkholt, Olsen og Strøm (1990), kap.3.

For det første vil deltakelse for alle typer av aktører i markedet kreve tilgang til betydelig kapitalutstyr. Sluttbrukerne må ha installert nødvendig kapitalutstyr for å anvende gassen, og de må videre være knyttet opp til rørledningsnett. For å transportere gassen kreves det tilgang til et svært kostnadskrevenende rørledningsnett. Investerte midler i rørledningsnett kan betraktes som ugjenkallelige kostnader, de har ingen alternativ anvendelse eller verdi. Og sist men ikke minst: for å kunne produsere eller utvinne gass, kreves eksklusiv tilgang til denne.

De høye kostnader knyttet til investeringer i rørledninger, og den eksklusive tilgang produksjon av naturgass krever, er dels med på å forklare det andre særtrekk ved gassmarkedet; både etterspørsels-siden og tilbudssiden består av få, men store aktører. I litteraturen omtales denne markedsituasjonen som bilateralt oligopol.

For det tredje er produksjonen basert på utvinning av en ressurs som foreligger i en endelig mengde. For eieren av et gassfelt vil gassen ha en alternativ anvendelse. Uttak av en gassenhet i dag vil forringe muligheten for fremtidig utvinning og inntjening. Denne alternativverdien eller skyggeprisen omtales i litteraturen som ressursrente eller knapphetsrente. Som nevnt i kapittel 1, vil denne ressursrenta oppfattes som en reell kostnad, og vil bli tatt hensyn til av en rasjonell profittmaksimerende eier ved fastsettelse av utvinningstempoet.

2.3.3. Dagens organisering

I dag omsettes gass etter inngåelse av langsiktige leveringskontrakter mellom produsenter og transmisjonsselskaper. Etter kjøp selger transmisjonsselskapene gassen videre til lokale distributører eller større sluttbrukere innenfor selskapenes forsyningsområder. Den enkelte kontrakt oppstår som et resultat av forhandlinger mellom et begrenset antall produsenter og normalt ett transmisjonsselskap. Det forhold at rørledningsnett er begrenset, og de store kostnader som ligger i utvidelse av dette, gir transmisjonsselskapene til dels stor forhandlingsstyrke overfor produsentene. Videre vil igjen transmisjonsselskapet ha makt overfor sine avtakere, dvs. lokale distributører og store sluttbrukere, da disse ikke har andre alternative tilførsler. Transmisjonsselskapene har dermed en ikke ubetydelig markedsrett. I hvilken grad transmisjonsselskapenes markedsrett leder til overprising og ineffektivitet er omdiskutert. Før vi ser nærmere på noe av den kritikk som er reist mot dagens organisering, og foreliggende forslag til endringer, skal vi se litt nærmere på bakgrunnen for den organisering vi i dag har på transportsiden.

2.3.4. Transmisjonsselskapenes rolle og organisering¹⁴

De fleste land på det europeiske kontinentet ga i sin tid enten ett transmisjonsselskap enerett på transport av gass i landet, eller de lot flere selskaper dele landet seg i mellom, slik at hvert selskap hadde enerett til forsyning av en region. Som eksempel på det første tilfelle kan nevnes Frankrike, som ga Gaz de France denne rettigheten i forbindelse med nasjonaliseringen av selskapet i 1946. Tyskland er et eksempel på det andre tilfellet. Her deler 8 transmisjonsselskaper landet seg i mellom; dvs i hver av de 8 regioner har kun ett transmisjonsselskap lovlig tilgang. Denne type organisering virket naturlig, siden rørledningstransport, som mange andre transporttjenester, er en virksomhet med stordriftsfordeler, og dermed utgjør et naturlig monopol. For å forhindre at transmisjonsselskapene i stor grad skulle utnytte sin markedsrett, ble selskapene kontrollert enten direkte gjennom betydelig statlig eierskap, eller indirekte ved omfattende reguleringer. En sterk konsentrasjonen på transportsiden virket også gunstig ved at myndighetene ved denne organiseringen lettere kunne realisere energi og sikkerhetspolitiske målsettinger, slik som videre utbygging av nettet samt bedret forsyningssikkerhet i tilfelle av krig og andre uroligheter.

¹⁴ Framstillingen bygger i sin helhet på: Estrada, Moe og Martinsen (1995), s. 94-110.

2.4. Kritikk av dagens organisering¹⁵

Opp gjennom tiden har den gjeldende markedsorganisering flere ganger blitt kritisert. Adelman (Adelman og Lynch 1986) hevdet i 1986 at naturgassen på dette tidspunkt ikke hadde oppnådd den posisjon i det europeiske energimarked den burde hatt, og at dette i stor grad skyldtes at organiseringen av markedet åpnet for misbruk av markedsrett spesielt fra transmisjonsselskapenes side.

I de siste årene har det fra EU kommisjonens side blitt påpekt at transmisjonsselskapenes monopolstilling er i strid med EU's prinsipper om det indre marked som innebærer fri flyt av varer, kapital, tjenester og arbeidskraft. EU kommisjonen har selv foreslått opprettelse av et indre energimarked i tre trinn, der trinn to og tre skulle innebære tredjepartsadgang (TPA) i rørledningsnett. Formålet med denne planen var, foruten ytterligere å øke den økonomiske og politiske integrasjon, å fremme konkurransen i det europeiske energimarkedet, i håp om å oppnå en mer effektiv ressursutnyttning og lavere priser. Prinsippet om tredjepartsadgang (TPA) går ut på at transmisjonsselskapene er forpliktet til å befrakte, mot en rimelig tariff, gass eid av andre selskaper (den tredje part), såfremt det er ledig kapasitet i rørledningen. Tariffen tenkes fastsatt av myndighetene, og skal kunne gi selskapet en normal avkastning på investert kapital. Under et ideelt TPA regime vil lokale distributører og andre større sluttbrukere dvs. kraftverk og større industribedrifter, kunne inngå leveringskontrakter direkte med produsenter. Det lokale distribusjonsselskap eller andre mottakere vil, mot betaling av den fastsatte tariff til transmisjonsselskapet, få befraktet gassen, såfremt det er ledig kapasitet i rørledningen. I dag er kun første trinn av den opprinnelige planen gjennomført. Dette skjedde ved innføringen av direktivet om prisåpenhet (Price transparency) i 1990 og senere Transittdirektivet i 1992. Direktivet om prisåpenhet pålegger transmisjonsselskapene å rapportere priser, tariffer og andre kontraktsforhold til Kommissjonen. Transittdirektivet åpner for utstrakt handel mellom transmisjonsselskapene. Eiere av hovedledninger kan etter dette selge unna transportoppdrag til andre eiere, men hvordan tariffen skal fastsettes er uavklart (Estrada, Moe og Martinsen 1995 s. 87).

Etter sterk motstand fra gassindustrien og de nasjonale regjeringer trakk Kommissjonen tilbake de opprinnelige planene som skulle gjennomføres under trinn 2 og 3. Kommissjonen fremla i januar 1992 et modifisert forslag til videre endring. Forslaget gikk ut på å redusere det antall lokale distribusjonsselskaper og andre større avtakere som skulle kunne få tredjepartsadgang, ved å innføre høye minsteverdier for kjøp. Videre ble det understreket at i dette tilfellet skulle ikke adgang være obligatorisk, men være gjenstand for forhandlinger mellom vedkommende transmisjonsselskap og det lokale distribusjonsselskap, eller større sluttbruker, som var i ferd med å inngå langtidskontrakt med en produsent (Estrada, Moe og Martinsen 1995 s. 88-89). Dette forslaget er pr. i dag heller ikke blitt vedtatt.

Som konsekvens av de manglende effektive tiltak for å liberalisere gassmarkedet, innehar transmisjonsselskapene fortsatt markedsrett. På grunn av Kommissjonens tidligere fremstøt og holdning er muligens selskapene nå mer forsiktige med å utnytte denne. Det er imidlertid klart at Kommissjonen har til hensikt å fremme ytterligere konkurranse i gassmarkedet, og at det tenkes gjennomført ved å sikre uavhengige lokale distribusjonsselskaper og uavhengige kraftprodusenter de samme betingelser for adgang til markedet.

2.5. Dagens avgifter på naturgass og andre fossile brensler

De aller fleste land i OECD-Europa har i dag innført avgifter på forbruk av gass. Av de fem store forbrukslandene var Storbritannia det eneste landet som ikke hadde innført slike avgifter ved utgangen av 1994. Størrelsene på avgiftene varierer betydelig mellom de land som har innført denne ordningen. Når det gjelder olje og kull, de nærliggende substitutter til gass, er situasjonen annerledes; Samtlige land i OECD-Europa hadde dette året innført ordninger som medførte avgifter på forbruk av ulike oljeprodukter, mens det kun var et lite antall land som hadde innført avgift på forbruk av kull.¹⁶ Tabell 4 illustrerer det gjennomsnittlige avgiftsnivået på de ulike fossile brensler i 1994.

¹⁵ Framstillingen bygger hovedsakelig på Estrada, Moe og Martinsen (1995) s. 69-76 og 82-89.

¹⁶ Tyskland og Spania subsidierer nasjonal kullproduksjon.

Tabell 4. Gjennomsnittlige avgifter¹ på olje, gass og kull i OECD-Europa, 1994

	USD/boe ²
Olje	34,02
Gass	3,60
Kull	0,74

¹ Omfatter ikke merverdi-avgift.

² Boe, barrels oil-equivalent, eller fat olje-ekvivalenter. 1 boe tilsvarer ca. 0,136 toe. Konverteringsfaktor er hentet fra BP (1996)

Kilde: Tallene er beregnet på grunnlag av tall fra ECON (1995)

Tabellen viser at det er betydelige forskjeller med hensyn til beskatningen av de ulike fossile brenslere. Avgiften på olje er i størrelsesorden 10 ganger avgiften på gass, mens avgiften på kull er svært liten. Denne fordelingen gir grunn til å tro at utformingen av avgiftene i liten grad er begrunnet ut fra miljømessige hensyn. I tillegg til at avgiftsnivået på gass varierer mellom landene, er det generelt stor variasjon i avgiftsnivået mellom ulike sektorer i hvert enkelt land. I de fleste land er avgiftene størst for sektorer som omfatter husholdninger og tjenesteytende virksomhet, mindre for industrisektorer, og minst for sektorer som omfatter kraftproduksjon. Dette forhold er illustrert ved tabell 5.

Tabell 5. Gjennomsnittlige avgifter¹ i ulike sektorer i OECD-Europa, 1994

	USD/boe
Andre sektorer	5,50
Industri	2,32
Kraftproduksjon	1,31

¹ Omfatter ikke merverdiavgift.

Kilde: ECON (1995)

3. Modellbeskrivelse og numeriske spesifikasjoner

3.1. Generelt om de to modeller

Vi vil i det følgende analysere den langsiktige utviklingen i det vest-europeiske gassmarkedet ved hjelp av to modeller. Først benyttes en Nash-Cournot modell. Denne modellen er ment å fange opp elementer av markedsrett, som kan synes være tilstede siden markedet nå og antakelig i fremtiden vil være dominert av relativt få produsenter. De tre produsentlandene Russland, Algerie og Norge er spillere i modellen og beslutningene er valg av produksjonsprofiler for leveranser til OECD-Europa. Russlands og Algeries leveranser betraktes uavhengig av utviklingen i deres innenlandske marked. Modellen benyttes for å anslå den fremtidige utvikling i produsentpris og produksjon levert til markedet, samt for en analyse av virkningen av en karbonavgift. Vi ser så på den samme problemstilling innenfor en frikonkurransmodell. Ved å sammenligne likevektene i de to modellene kan man se hvordan utøvelse av markedsrett påvirker markedsutviklingen. Vi vil først presentere viktige fellestrekk i de to modellene, samt redegjøre for størrelsene på de viktigste parametrene som inngår. De to modellene blir forklart nærmere i forbindelse med analysen i kapittel 4 og 5.

Modellene ser på utviklingen innenfor et liberalisert marked der prinsippet om tredjepartsadgang (TPA) er innført. Lokale distribusjonsselskaper og større sluttbrukere kjøper gass direkte fra produsentene. Produsentene utviner og transporterer gassen frem til større sluttbrukerområder. Mot betaling av fastsatte tariffier leier de lokale distribusjonsselskaper/større sluttbrukere transportkapasitet i rørdningene hos transmisjonsselskapene. Det antas at transporttariffene er fastsatt slik at selskapene vil oppnå normal avkastning på investert kapital i likevekt. Det samme gjelder tariffene i den videre del av omsetningskjeden.¹⁷ Siden produsentene i modellene både står for utvinning og transport frem til større sluttbrukerområder, er produsentprisen ment å dekke begge disse forhold. I

¹⁷ Denne antakelsen bygger på Golombek, Gjelsvik og Rosendahl (1995) s. 88.

modellene ser man bort fra problemer knyttet til kapasitetsbegrensninger i rørledningsnettet, det antas underforstått at ny transportkapasitet bygges ut parallelt med økninger i produksjonen. Dette synes rimelig da transportørene oppnår normal avkastning på investert kapital i likevekt.

De to modellene er intertemporale og deterministiske. De er intertemporale i den forstand at produsentene tar hensyn til at utvinning i dag påvirker kostnadene ved utvinning i fremtiden. I likevekt opptrer aktørene som om de kjenner alle relevante økonomiske data. I modellene blir priser og produksjonskvanta på ethvert tidspunkt bestemt simultant. Konsumenter etterspør gass på bakgrunn av gassprisen, samt prisen på de nærliggende substituttene olje og kull, og den samlede inntekten. Prisutviklingen på olje og kull er eksogene i modellene. I referanse-scenariet, tilfellet uten karbonavgift, er prisene på olje og kull hentet fra referansebanen i Petro-modellen (se Berg, Kverndokk og Rosendahl 1996). Prisutviklingen på olje og kull i avgifts-scenariet er hentet fra den samme modell med tilsvarende avgift.

Det er gjennomført simuleringer for tidsperioden 1995-2135 med periodeinndeling på 10 år, dvs. 14 perioder, ved bruk av GAMS/MINOS (se Broke m.fl. 1992). Resultatene for hver periode er dermed gjennomsnittet over 10-års perioden, slik at resultatet for år 2000 er gjennomsnittet for perioden 1995-2005 osv. 1995 er benyttet som basisår i analysen. Alle finansielle størrelser er oppgitt i 1994 amerikanske dollar (USD). Ved formuleringen av modellene er hver enkelt variabel en funksjon av tiden. Eksplisitt tidsnotasjon er imidlertid flere steder utelatt for å gi en mer oversiktlig fremstilling.

3.2. Etterspørselssiden

Etterspørselsområdet i modellene er de land i Europa som ved inngangen til basisåret var medlemmer i OECD. I modellene har vi valgt å representere landenes etterspørsel med en log-lineær etterspørselsfunksjon. Etterspørselsfunksjonen antas å være avtakende i gassprisen, og tiltakende i prisene på olje og kull. Olje og kull antas dermed å være imperfekte substitutter til gass. Videre antas det at etterspørselen er tiltakende i inntekten. Selve funksjonsformen antas å være uavhengig av tiden. Vi antar videre at det eksisterer en karbonfri backstop-vare, som utgjør et perfekt substitutt til gass. Dersom konsumentprisen på gass skulle overstige prisen på substituttvaren vil all etterspørsel etter gass falle bort. Substituttet kan f.eks. være solkraft, vindkraft eller bølgekraft. Vi antar at substituttet finnes i en uendelig mengde på ethvert tidspunkt til en gitt pris, og videre at denne prisen reduseres med en konstant rate over tiden som følge av teknologisk fremgang.

Vi definerer funksjonen

$$(1) \quad \hat{D} = \omega Q_G^a Q_O^b Q_K^c Y^d$$

Her er ω et konstantledd, mens Q_G , Q_O , Q_K betegner henholdsvis konsumentprisene på gass, olje og kull, mens Y betegner inntekten. a, b, c, d utgjør de tilhørende elastisitetene. Vi lar nå \bar{P} betegne konsumentprisen på det perfekte substituttet. Den aggregerte etterspørselsfunksjonen for OECD-Europa er nå gitt ved

$$(2) \quad \begin{aligned} D &= \hat{D} && \text{for } Q_G < \bar{P} \\ D &= 0 && \text{for } Q_G > \bar{P} \\ D &\in [0, \hat{D}] && \text{for } Q_G = \bar{P} \end{aligned}$$

Priselastisitetene er hentet fra Golombek og Bråten (1994). Den direkte priselastisitet er satt lik -0,9, mens hver av krysspriselastisitetene er satt lik 0,1. Inntektselastisiteten er basert på Berg, Kverndokk og Rosendahl (1996), og satt lik 0,5. Etterspørselsfunksjonen er kalibrert til å stemme overens med konsumet i OECD-Europa i 1995 (tall hentet fra BP 1996).

De årlige vekstrater i BNP er basert på Burniaux, Martin, Nicoletti og Martins (1992) og Kverndokk (1994).

Sammenhengen mellom konsumentpris og produsentpris er gitt ved

$$(3) \quad Q_G = P + Z + V$$

Her betegner P produsentprisen, Z betegner den samlede enhetskostnaden knyttet til transmisjon, distribusjon, lagring og trykkregulering ("load balancing"). V betegner skatt/avgift/subsidie på enhetsnivå. I det videre vil V kun bli omtalt som avgift. Størrelsene på de forskjellige kostnads-komponentene som inngår i Z er basert på Golombek, Gjelsvik og Rosendahl (1995). Mens størrelsen på Z antas ligge konstant over tid, antas det som i Berg, Kverndokk og Rosendahl (1996) at avgiften på gass, som følge av en mer integrert verdensøkonomi, over tiden vil harmoniseres med de avgifter på gass man finner i verden forøvrig, slik at avgiften etter 40 år vil tilsvare det globale gjennomsnitt, der etterspørselen i 1994 i de forskjellige verdensregioner er anvendt som vektor. En eventuell innføring av karbonavgift vil slå ut i størrelsen på avgiften, V og kan dermed betraktes som et eksogent skift i denne. På bakgrunn av ECON (1995) er avgiften fastsatt til 3,6 USD i basisåret.

Utviklingen i prisen på det perfekte substituttet er gitt ved

$$(4) \quad \bar{P} = \kappa e^{-\mu t}$$

Her betegner κ initialprisen på substituttet, mens μ betegner raten for teknologisk fremgang ved framstillingen av denne. Initialprisen på substituttet er hentet fra Manne, Mendelsohn og Richels (1995), og er satt lik 106,6 USD/boe. Raten for teknologisk fremgang er hentet fra Berg, Kverndokk og Rosendahl (1996) og satt lik 1,5% pr. år.

Relasjon (4) definerer i praksis en øvre grense for hva konsumentprisen kan være. Produsentene står derfor overfor en felles maksimal produsentpris. Denne prisen kan uttrykkes som

$$(5) \quad P^{\text{maks}} = \bar{P} - Z - V$$

3.3. Tilbudssiden

I de to modellene er det et klart skille mellom kostnaden knyttet til utvinning og kostnaden knyttet til transport. Det er antatt at leddet som omfatter selve utvinningen er stigende i akkumulert produksjon. Siden transportleddet er representert ved en konstant medfører dette at også den totale enhetskostnad er stigende i akkumulert produksjon. I stedet for å betrakte gass som en begrenset eller tømbar ressurs i fysisk forstand, antar vi at enhetskostnaden går mot uendelig når akkumulert produksjon går mot uendelig. Så lenge backstop-prisen er endelig, vil dermed gassen i økonomisk forstand være begrenset (se Heal 1976). Ressursrenta til produsentene i modellen reflekterer det forhold at økt produksjon i dag øker kostnadene ved produksjon i morgen. Modellene omhandler derfor tømning av ressurser i økonomisk forstand (på lang sikt er ressursrenta lik null). Videre antas det at det er teknologisk fremgang i utvinning. Dette er modellert ved at utvinningsleddet avtar med tiden for alt annet gitt. Enhetskostnaden ved utvinning og transport er gitt ved

$$(6) \quad C_t = \alpha_0 e^{\eta A_t - \gamma t} + \sigma$$

Her utgjør det første leddet utvinningsdelen, mens det andre leddet omfatter transportdelen.

α_0 er den initiale enhetskostnad ved utvinning, dvs. enhetskostnaden ved utvinning i 1995.

η er konveksitetsparameteren, som er sentral i bestemmelsen av hvor følsom enhetskostnaden er overfor økt akkumulert produksjon. A_t betegner akkumulert produksjon opp til tidspunkt t, dvs. tar vi

utgangspunkt i tidspunktet τ , er A_τ gitt ved $\int_0^\tau x(t) dt$, hvor $x(t)$ betegner produksjon på tidspunkt t . γ angir raten for teknologisk fremgang ved utvinning, og σ angir enhetskostnaden knyttet til transport frem til etterspørselsområdet.

De initiale enhetskostnader ved utvinning, samt enhetskostnaden ved transport er basert på Golombek, Gjelsvik og Rosendahl (1995). Som nevnt tidligere eksporterte Russland i 1995 13,5% av all produksjon til Vest-Europa, mens den tilsvarende andel for Algerie var 58%. Disse andelene er lagt til grunn ved beregningen av de to lands reserver for eksport til Vest-Europa (jfr. avsn. 2.2 i denne oppgaven), og de to lands konveksitetsparametre. Konveksitetsparameteren i frikonkurrans-modellen er beregnet med utgangspunkt i OECD-Europas og Russlands og Algeries tilgjengelige reserver ved inngangen til 1994 (tall basert på BP 1995).¹⁸ Den initiale enhetskostnad i frikonkurrans-modellen er beregnet som et veiet gjennomsnitt av enhetskostnadene til alle de land som i 1994 leverte til markedet, der leveransene samme år er anvendt som vektorer. Konveksitetsparametrene i modellene er beregnet ved å ta utgangspunkt i enhetskostnadene ved utvinning i basisåret α_0 , og de beregnede reserver, R . I følge BP (1996) er reservene definert som kvanta som med dagens teknologiske og økonomiske forhold vil være aktuelle for utvinning. Vi tenker at reservene er kjennetegnet ved at hvert fat olje-ekvivalent (boe) som inngår vil kunne utvinnes i dag til en kostnad under 20 USD. Konveksitetsparametrene kan da bestemmes ved ligninger med følgende form.

$$(7) \quad 20 = \alpha_0 e^{\eta R}$$

Raten for teknologisk endring ved utvinning er svært usikker. Som i Berg, Kverndokk og Rosendahl (1996) har vi antatt at denne er 1% pr. år.

I modellene opptrer produsentene som om de maksimerer gassformuen. Markedsrenten som brukes er satt til 7% pr. år.

En fullstendig oversikt over modellens datamateriale er gitt i et appendiks til slutt i oppgaven.

3.4. Innføring av karbonavgift i modellene

Det er vanskelig å komme opp med et realistisk anslag på hvor stor en eventuell avgift vil bli. I denne analysen vil vi i likhet med Berg, Kverndokk og Rosendahl (1996) se på virkningen ved innføring av en global avgift tilsvarende 10 USD pr. fat olje, som blir satt etter karboninnholdet i de ulike fossile brensler.¹⁹ For gass blir dermed avgiften 7,1 USD/boe, mens avgiften på kull blir 12,4 USD/boe (karbonkoeffisienter er hentet fra Manne og Richels 1990).

4. Nash-Cournot modellen

4.1. Motivasjon og begrunnelse

Som nevnt i kapittel 2 vil tilbyder-adferden til de tre landene Russland, Algerie og Norge være sentrale for den fremtidige utvikling i det vest-europeiske gassmarkedet. Det er derfor naturlig å konsentrere analysen omkring disse landenes adferd. I dag er hvert av disse landene i stand til, i det minste på lengre sikt, å influere på markedsprisen ved å endre kvantum tilgjengelig på markedet. De tre landene står dermed i et innbyrdes avhengighetsforhold; dersom et av landene øker produksjonen, vil de to andre landene etterhvert kunne oppleve redusert lønnsomhet ved produksjonen på grunn av redusert markedspris.

¹⁸ De beregnede tilgjengelige reserver ved inngangen til 1994 er beregnet på tilsvarende måte som de tilgjengelige reservene ved inngangen til 1995.

¹⁹ Avgiften tilsvarer 90,3 USD pr. tonn karbon.

4.2. Beskrivelse av spillet

I spillet er produksjonsutviklingen til de resterende landene i OECD-Europa eksogent gitt. Denne produksjonen vil fra nå av omtales som egenproduksjonen og er basert på Berg (1995). Spillerne er som nevnt de tre produsentlandene Russland, Algerie og Norge, og beslutningene er valg av produksjonsprofiler for leveranser til OECD-Europa. Produksjonen til hver av de tre omfatter utvinning og transport av gassen frem til sentrale etterspørselsområder. Det er antatt at Norge og Russland leverer gassen ved den tyske grense. Algerie eksporterer hovedsakelig til Italia og Spania. Det er ikke grunn til å tro at etterspørselen fra disse landene vil avvike spesielt i forhold til etterspørselen fra de øvrige deler av Vest-Europa. Vi antar dermed at Algerie fortsatt vil levere mesteparten av eksporten til denne regionen. Som en tilnærming har vi antatt at Algerie leverer gassen i Nord-Italia, nærmere bestemt til byen Bologna, siden avstanden til denne byen synes å være representativ for Algeries eksport. Strategimengden for hver av de tre er formelt den uendelige mengde med produksjonsprofiler, der produksjonen på ethvert tidspunkt kun kan anta ikke-negative verdier.

Den relevante etterspørselsfunksjon for de tre spillerne er restetterspørsels-funksjonen, X . Denne angir hvor mye av den opprinnelige etterspørsel som gjenstår etter at egenproduksjonen er avsatt. Funksjonen er gitt ved

$$(8) \quad \begin{aligned} X &= \text{maks}(\hat{D} - E, 0) \text{ for } Q_G < \bar{P} \\ X &= 0 \quad \text{for } Q_G > \bar{P} \\ X &\in [0, \hat{D} - E] \quad \text{for } Q_G = \bar{P} \end{aligned}$$

Hvor E betegner den eksogene egenproduksjonen, mens \hat{D} er definert ved (1).

I den videre fremstilling lar vi fotskriften i betegne en vilkårlig spiller, $i = (R, A, N)$ der R , A og N betegner henholdsvis Russland, Algerie og Norge.

Vi lar nå x_i betegne produksjonen til spiller i på et vilkårlig tidspunkt, mens $x_i(t)$ betegner en vilkårlig produksjonsprofil til den samme spiller. Lar vi nå x_{it} betegne spiller i 's produksjon på tidspunkt eller periode t , fremkommer produksjonsprofilen til spiller i som samlingen av alle x_{it} , der t gjennomløper hele modellhorisonten.

Det forutsettes at all produksjon fra de tre spillerne selges på markedet, da må vi på ethvert tidspunkt ha markedsklarering

$$(9) \quad x_R + x_A + x_N = X \text{ for alle } t$$

Som tidligere nevnt antas det at produksjonen på ethvert tidspunkt kun kan anta ikke negative verdier, dvs.

$$(10) \quad x_i \geq 0 \text{ for alle } t$$

Enhetskostnadsfunksjonen for spiller i er gitt ved

$$(11) \quad C_i = \alpha_i e^{\eta_i A_i - \gamma t} + \sigma_i$$

Akkumulert produksjon for spiller i , τ perioder fra spillets start er gitt ved

$$(12) \quad A_{i\tau} = \int_0^\tau x_i(t) dt \Rightarrow \dot{A}_{i\tau} = x_i(\tau)$$

Relasjonene (1)-(4) gir at produsentprisen på gass kan uttrykkes ved

$$(13) \quad P = P(x_R + x_A + x_N + E, Z + V, Q_O, Q_K, \bar{P}, Y,)$$

Utbetalingsfunksjonen til spiller i er den neddiskonterte verdi av den fremtidige strøm av gassrente, eller gassformuen

$$(14) \quad \int_0^{\infty} [P(\cdot) - C_i] x_i \cdot e^{-rt} dt$$

Det antas at strukturen i spillet er kjent blant alle spillerne. Strukturen er som følger; hver enkelt spiller skal uavhengig av hverandre fastsette en fremtidig produksjonsprofil som ikke kan fravikes når den er vedtatt. Det antas at hver enkelt spiller kjenner i tillegg til egen utbetalingsfunksjon de andre spillernes utbetalingsfunksjoner. Videre vet hver enkelt spiller at de andre spillerne vet dette, og at denne kunnskapen er felles osv. Problemet for spiller i er i denne situasjonen å fastsette den produksjonsprofil som maksimerer formuen (14), gitt relasjonen (4), samt (10)-(12). Lar vi nå også fotskriftene j og k betegne en vilkårlig spiller, j, k = (R, A, N) og antar ved samtidig bruk i ≠ j ≠ k, kan den største gassformue spiller i kan oppnå for gitte produksjonsprofiler til spillerne j og k uttrykkes ved verdifunksjonen tilordnet (14). Denne er gitt ved

$$(15) \quad J_i(x_j, x_k) = \max_{x_i} \int_0^{\infty} [P(\cdot) - C_i] x_i \cdot e^{-rt} dt$$

(15) understreker at den maksimalt oppnåelige gassformue er en funksjon av de andre spillernes produksjonsprofiler. (15) definerer implisitt den søkte optimale produksjonsprofil for gitte produksjonsprofiler til spillerne j og k.

Nash-Cournot likevekten i dette spillet er gitt ved settet av de tre produksjonsprofiler (x_R, x_A, x_N) som er forenlig med at (15) er oppfylt for hver av de tre spillere simultant. Løst formulert beskriver likevekten produksjonsprofiler som maksimere gassformuen til hver enkelt spiller, gitt de andre spillernes produksjonsprofiler.

Vi vil nå karakterisere egenskapene ved Nash-Cournot likevekten som fremkommer ved spilletts open-loop løsning.²⁰ Problemet for spiller i var å maksimere gassformuen (14) gitt restriksjonen (4), samt (10) - (12), hvor produsentprisen var gitt ved (13).

Den tilordnede Hamiltonfunksjonen i løpende verdi er gitt ved

$$(16) \quad H_i^c = [P(\cdot) - C_i(A_i, t)] x_i + \lambda_i x_i$$

Hvor λ_{it} (< 0) er den momentane skyggekostnad knyttet til spillerens akkumulerte produksjon opp til dette tidspunkt. Ressursrenta for spilleren er definert som $\pi_{it} = -\lambda_{it}$.

Nødvendige betingelser for en optimal løsning er gitt ved Pontryagins maksimumsprinsipp. Fra dette prinsippet får vi følgende utvikling i skyggekostnaden

$$(17) \quad \dot{\lambda}_i - r\lambda_i = -\frac{\partial H_i^c}{\partial A_i} = \frac{\partial C_i}{\partial A_i} x_i$$

(17) kan omformuleres ved å bruke definisjonen av ressursrenta

²⁰ Det kan vises at denne likevekten er tidskonsistent men ikke delspill-perfekt, se f.eks. Hoel (1992)

$$(18) \quad \dot{\pi}_i = r\pi_i - \frac{\partial C_i}{\partial A_i} x_i$$

x_i maksimerer Hamiltonfunksjonen for alle $x_i \geq 0$, som for en indre løsning krever

$$(19) \quad \frac{\partial H_i^c}{\partial x_i} = P - C_i + \frac{\partial P}{\partial x_i} x_i + \lambda_i = 0$$

Som gir produsentprisen så lenge spiller i produserer

$$(20) \quad P = C_i + \pi_i - \frac{\partial P}{\partial x_i} x_i$$

hvor $-\frac{\partial P}{\partial x_i} x_i$ utgjør oligopolrenten til spiller i.

Grenseinntekten for spiller i er definert ved

$$(21) \quad MR_i = P + \frac{\partial P}{\partial x_i} x_i = C_i + \pi_i$$

Ved å bruke (18) og (20) finner vi tidsutviklingen for grenseinntekten

$$(22) \quad \dot{MR}_i = r\pi_i - \gamma[C_i - \sigma_i]$$

Så lenge spiller i produserer skal altså veksten i grenseinntekten være lik markedsrenten multiplisert med ressursrenta minus enhetskostnaden ved utvinning multiplisert med raten for teknologisk endring. Det første leddet representerer Hotellings regel om økning i grenseinntekten som følge av alternative ressursallokeringer, det andre leddet forteller at grenseinntekten ikke trenger å stige så raskt siden enhetskostnaden er fallende på grunn av teknologisk fremgang.

Spiller i vil stoppe produksjonen på tidspunkt $T_i \in (0, \infty)$ når produksjonskostnaden blir lik maksimalprisen, dvs backstop-prisen minus enhetskostnaden ved nasjonal transport og distribusjon, lagring og trykkregulering, samt skatt og avgift. La \bar{A}_i være spiller i's akkumulerte produksjon over hele tidshorizonten. Transversalitetetsbetingelsen kan dermed uttrykkes som

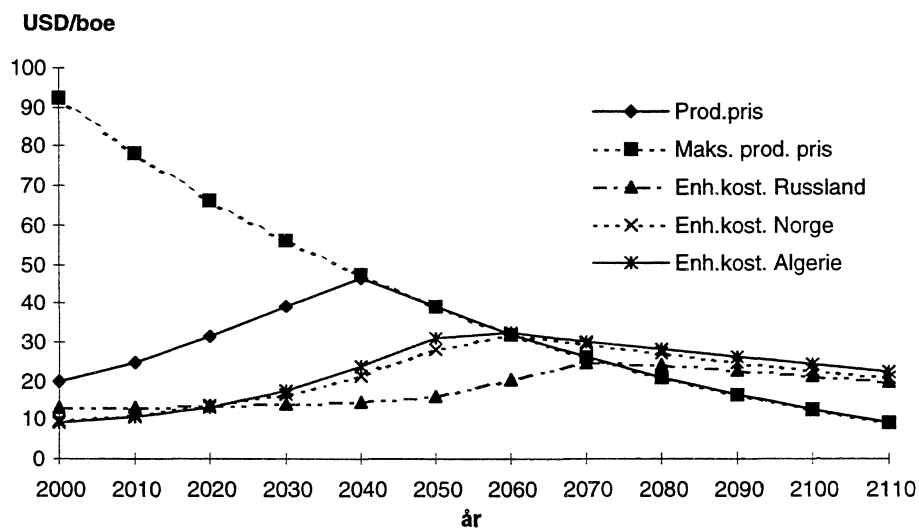
$$(23) \quad (\bar{P}_{T_i} - Z - V) = C_i(\bar{A}_i, T_i)$$

4.3. Referanse-scenariet

Utviklingen i produsentprisen i referanse-scenariet er gitt i figur 3. Produsentprisen stiger fra 19,6 USD pr. fat olje-ekvivalent (boe) i første periode til den når maksimum på 46,5 USD i år 2040. Fra og med 2050 er prisen lik maksimalprisen, slik at prisen er bestemt av prisen på det perfekte substituttet, avgiften samt kostnaden ved transmisjon, distribusjon, lagring og "load-balancing". Fra dette tidspunktet er fallet i produsentprisen bestemt av den teknologiske utvikling i produksjonen av substituttet. Prisnivået i første periode er til sammenligning 37% høyere enn den beregnede initialprisen i 1995 på 14,3 USD. Prisnivået i de to første perioder ligger i overkant av prisintervallet IEA (1995) har beregnet, som er 15,2 - 19,3 og 15,2 - 23,4 USD i henholdsvis år 2000 og 2010. I forhold til basiskjøringen i Dynopolmodellen (Berg 1995) angir modellen en mer moderat prisøkning på lengre sikt; i første periode er den beregnede prisen høyere, mens den fra og med annen periode er lavere. Figur 3 viser også enhetskostnadene til de tre spillerne. I første periode har Russland den høyeste enhetskostnad, 13,1 USD, mens Algerie har den laveste med 9,1 USD. Norges enhetskostnad

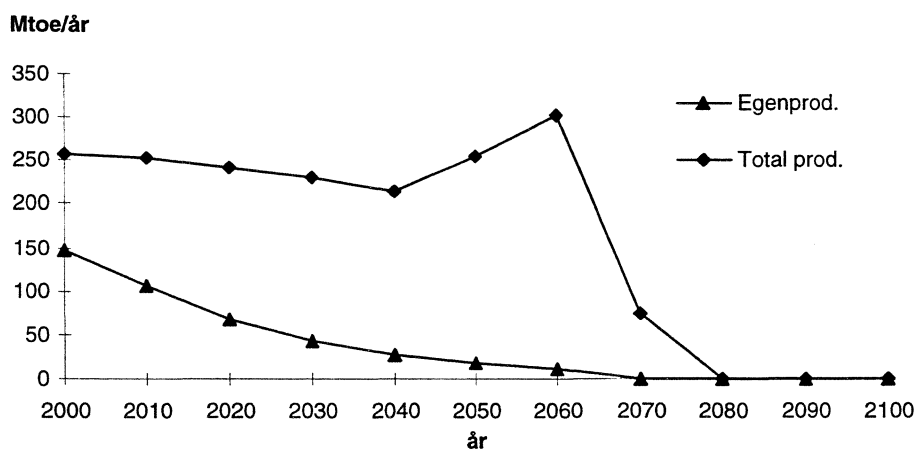
utgjorde i samme periode 9,8 USD. Russland skiller seg ut med en markert svakere vekst i enhetskostnaden enn Norge og Algerie. Dette skyldes Russlands relativt lave produksjon innledningsvis, samt de betydelige reserver landet er utstyrt med.

Figur 3. Pris og enhetskostnader ved gassproduksjon - referanse-scenariet

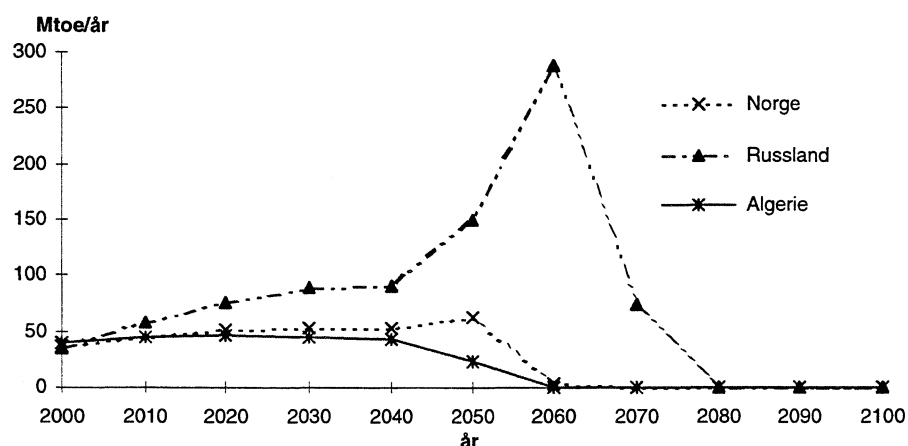


En samlet fremstilling av produksjonen i referanse-scenariet er gitt ved figurene 4 og 5. Den øverste kurven i figur 4 angir utviklingen i samlet produksjon, dvs. produksjonen fra de tre spillerne i tillegg til egenproduksjonen. Den samlede produksjonen er pr. forutsetning lik det samlede konsumet i etter-spørselsområdet. Kurven angir dermed også utviklingen i det samlede gasskonsumet i OECD-Europa. Den nederste kurven i figur 4 viser utviklingen i den eksogene egenproduksjonen. Den vertikale distansen mellom de to kurver angir de tre spillernes samlede produksjon. Figur 5 viser hvordan denne produksjonen fordeles på de tre spillerne.

Figur 4. Total produksjon og egenproduksjonen - referanse-scenariet



Figur 5. Produksjon til Russland, Norge og Algerie - referanse-scenariet



Figur 4 angir en årlig samlet produksjon i første periode på 257,7 millioner tonn olje-ekvivalenter (mtoe), som til sammenligning er 10% lavere enn den tilsvarende produksjonen i basisåret på 286,9 mtoe (BP 1996). I denne perioden sto de tre spillerne for 43% av den samlede produksjonen. Produksjonen var ellers noenlunde likt fordelt mellom spillerne; Algerie hadde størst produksjon med 40,25 mtoe, Russland hadde lavest produksjon med 34,52, mens Norges produksjon var 35,61 mtoe. Produksjonsnivået til hvert av produsentlandene avviker tildels sterkt fra hva man observerte i 1995. I henhold til tall fra BP (1996) er Russlands produksjon redusert med 52,6%, mens produksjonen for Norge og Algerie er økt med henholdsvis 26,2% og 27,8%. Parallelt med prisstigning faller den samlede produksjonen svakt til år 2040, hvor produksjonen er 215 mtoe. Fra dette tidspunkt stiger samlet produksjon betydelig samtidig som prisen faller, og når maksimum i 2060 med en årlig produksjon på 303,1 mtoe. Fra 2060 faller produksjonen kraftig og uteblir helt fra år 2080. Algerie har en forholdsvis flat produksjonsbane, med maksimal produksjon i tredje periode, dvs. år 2020, på 46,8 mtoe. Algerie er den første av de tre spillerne som innstiller produksjonen og dette skjer i syvende periode, dvs. år 2060. Algeries samlede produksjon over modellhorisonten blir i alt 2442 mtoe, som er 29,9% høyere enn de reserver som initialt er beregnet for eksport til Vest-Europa. Den samlede produksjon gir opphav til 86,14 mrd. USD av Algeries gassformue.²¹ Norges produksjon stiger forholdsvis jevnt over tiden, og når maksimum i år 2050 med 62,3 mtoe. Fra dette året faller produksjonen forholdsvis sterkt og opphører helt i år 2070. Modellen angir lavere norsk produksjon de to første perioder enn den som etter all sannsynlighet vil bli realisert. Dette skyldes at Norge gjennom inngåtte kontrakter, allerede er forpliktet til å levere henholdsvis 56,7 og 55,8 mtoe i år 2000 og 2010.²² Norges aggregerte produksjon i modellen blir 3016,4 mtoe, som er 67,5% høyere enn de påviste reserver ved inngangen til basisåret. Norges gassformue blir i alt 85,3 mrd. USD. Til forskjell fra Norge og Algerie har Russland en sterkere vekst i produksjonen. Russlands produksjon øker spesielt sterkt fra og med 2040, da både Algerie og Norge er inne i slutfasen av sine produksjonsprofiler. Russland oppnår maksimal produksjon i 2060 på 288,5 mtoe og har på dette tidspunkt en markedsandel på hele 95%. Russland er alene igjen som produsent i markedet fra og med 2070, og avslutter produksjonen i 2080. Russlands samlede produksjon kommer opp i hele 8615,3 mtoe, som er 47,2% høyere enn den initiale reservemengden som i modellen er avsatt til dette formål. Produksjonen bidrar med i alt 115,5 mrd. USD til Russlands gassformue.

Resultatene avviker klart i forhold til andre studier av den langsiktige utviklingen på det europeiske gassmarkedet. I forhold til IEA's "Capacity Constraint Case" er produksjonen i hver av de tre landene betydelig lavere i både første og annen periode. Spesielt gjelder dette for Russland, hvor produksjonen

²¹ Algerie vil i likhet med Russland oppnå inntekter på gass-salg til land utenfor OECD-Europa, fortrinnsvis ved salg i deres hjemland. De oppgitte formuer utgjør dermed ikke landenes totale gassformuer, men den del av formuene som stammer fra salg til OECD-Europa.

²² Basert på Nærings og energidepartementet (1996): Olje- og gassvirksomhet, utbygging og drift av Åsgårdfeltet samt disponering av innretningene på Odinfeltet, Stortingsproposisjon nr. 50 og Aftenposten 22. januar 1997.

i de to første perioder kun er omkring den halve av den produksjon IEA foreskriver. Tilsvarende avvik, om enn ikke like store, finner man om man sammenligner med basiskjøringen i Dynopol modellen (Berg 1995). Den beregnede produksjonsutvikling for de tre landene er i overensstemmelse med IEA's og Bergs resultater i den forstand at produksjonen i hver av de tre landene stiger over tiden.

For å forstå spillernes produksjon i første periode, og utviklingen i produksjonen forøvrig, er det viktig å merke seg at tilbudet er modellert intertemporalt. Dette betyr at spillerne fordeler produksjon over tid i henhold til både nåværende og fremtidige markedsforhold. Økt produksjon i en periode medfører økte produksjonskostnader i fremtidige perioder. Denne ekstrakostnaden knyttet til dagens produksjon er gitt ved ressursrenta, og bidrar til å begrense produksjonen. Videre vil økt produksjon i en periode redusere markedsprisen i den samme periode. Den tapte inntjening som følge av økt produksjon er ivaretatt i oligopolrenten. Denne renten bidrar også til å begrense produksjonen. Produksjonsbanene er dermed oppstått som et resultat av en avveining mellom økt produksjon og lavere pris, samt økt produksjon og høyere fremtidige produksjonskostnader. For Russland er oligopolrenta i første periode i underkant av 5,1 USD, mens ressursrenta er såvidt under 1,4 USD. For Norge er rentene henholdsvis 5,2 og 4,6 USD, og for Algerie 5,9 og 4,6 USD. Den lave ressursrenta til Russland oppstår som følge av at enhetskostnadsfunksjonen er svært flat, se fig.1. Siden oligopolrenta omhandler dagens markedsforhold, mens ressursrenta omhandler fremtidens markedsforhold, vil sammensetningen av gassrenten vise i hvilken grad dagens markedsforhold i forhold til fremtidens markedsforhold har betydning ved tilpasningen. Tallene ovenfor viser at dagens markedsforhold har hatt størst betydning ved fastsettelse av produksjonen i første periode. Russland skiller seg imidlertid ut fra Norge og Algerie ved at landet har tillagt dagens forhold særlig stor vekt, da oligopolrenta utgjør hele 78,5% av gassrenta. Russland har forholdsvis lav produksjon innledningsvis; den samlede produksjonen i løpet av den første tiårsperiode utgjorde kun 6,2% av reservene i basisåret, mens de tilsvarende andelene for Norge og Algerie var henholdsvis 20,7 og 22,5%. Den lave produksjonen til Russland er hovedsakelig begrunnet ut i fra ønsket om å holde markedsprisen oppe. Til forskjell fra Russland er Algeries og Norges produksjon i større grad bestemt ut fra den fremtidige markedsutvikling. Fallende maksimalpris, neddiskontering av fremtidig inntekt, samt Russlands etterhvert betydelige produksjon taler for en forholdsvis høy produksjon innledningsvis. Fra år 2040 er prisen bestemt av maksimalprisen. Siden prisen er fallende velger Russland å tilpasse produksjonen slik at etterspørselen dekkes så lenge enhetskostnaden er lavere enn prisen. Den sterke økningen i produksjonen frem til 2060 skyldes at Russland finner det lønnsomt å dekke den stigende etterspørsel som følge av redusert pris. I år 2070 finner ikke Russland det lønnsomt å dekke hele etterspørselen. Siden prisen er ytterligere redusert i 2080 vil ikke lønnsom produksjon kunne finne sted og Russland velger dermed å innstille produksjonen.

Det er vanskelig å forklare hvorfor modell-resultatet avviker såpass sterkt i forhold til Berg (1995), uten å vise til de forskjellige forutsetningene som er lagt til grunn i analysene. Berg analyserer markedsutviklingen ved bruk av den dynamiske oligopolmodellen Dynopol. Modellen beskriver et spill mellom Russland, Algerie og Norge. Spillet er dynamisk og trekkene er investeringer i ny produksjon og/eller transportkapasitet utover den maksimale kapasitet allerede inngåtte kontrakter krever. I motsetning til denne analysen tar Berg utgangspunkt i handlingene og dermed utviklingen som følger av spillets delspill-perfekte Nash likevekt eller spillets såkalte "feed-back løsning". Dette er et annet likevektsbegrep enn hva som er benyttet i vår analyse. Et annet forhold som kan trekkes frem er at Dynopolmodellen ikke fanger opp at gass er en tømbar ressurs. I følge vår analyse har dette betydning for utviklingen, spesielt hva gjelder tilbyder-adferden til Norge og Algerie. Siden eksistensen av ressursrente isolert sett bidrar til begrensnig av produksjon, kan dette forhold være med på å forklare at produksjonen i vår modell er lavere enn hva Berg finner. Det kan også tenkes å ha betydning at Berg inkluderer Øst-Europa i etterspørselsområdet.

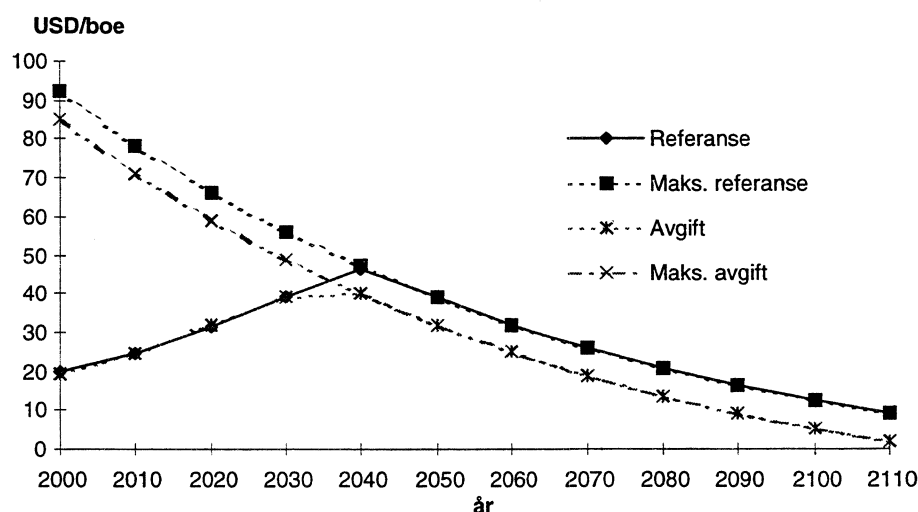
Det er flere forhold som kan forklare avvikene i forhold til IEA (1995). Et viktig forhold er at markedsverdi prinsippet legges til grunn ved fastsettelse av prisen i gassalgs-kontrakter. Markedsverdi prinsippet går i korthet ut på at prisen fastsettes slik at gassen er konkurransedyktig med kundens beste alternative energikilde, f.eks. kull, olje eller kjernekraft. I vår modell blir prisen bestemt ut fra optimale beslutninger vedrørende produksjonens størrelse. Et annet forhold som kan forklare avvik er

at produsentland ofte har interesser i etablering av posisjoner i markedet. Ved å inngå kontrakter om leveranser av gass til nye avtakerland vil tillitsforhold kunne videreutvikles over tid. Dersom man blir oppfattet som en pålitelig leverandør og nødvendig infrastruktur allerede foreligger, vil man ha gode muligheter for å oppnå ny kontrakt når den gamle utløper. En tredje årsak kan være ulik håndtering den kostnadskrevene infrastruktur i virksomheten. Det tar tid å bygge ut kapasitet i rørledningsnett, slik at på kort sikt kan den faktiske kapasitet avvike fra den ønskede eller optimale kapasitet. I vår modell er kapasiteten fullkommen fleksibel i det den følger av produksjonens størrelse.

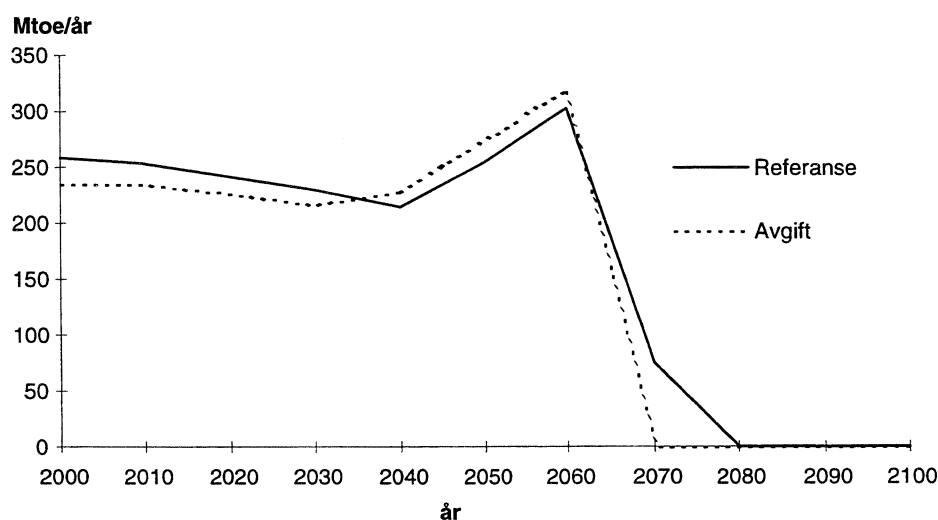
4.4. Virkninger på gassmarkedet ved innføring av karbonavgift

Ved innføring av den omtalte karbonavgift på olje, gass og kull får vi en ny dynamisk likevekt i gassmarkedet (se figurene 6-10). Nye eksogene olje og kullpriser er benyttet jfr. avsnitt 3.1. Det er antatt at egenproduksjonen i regionen ikke endres.

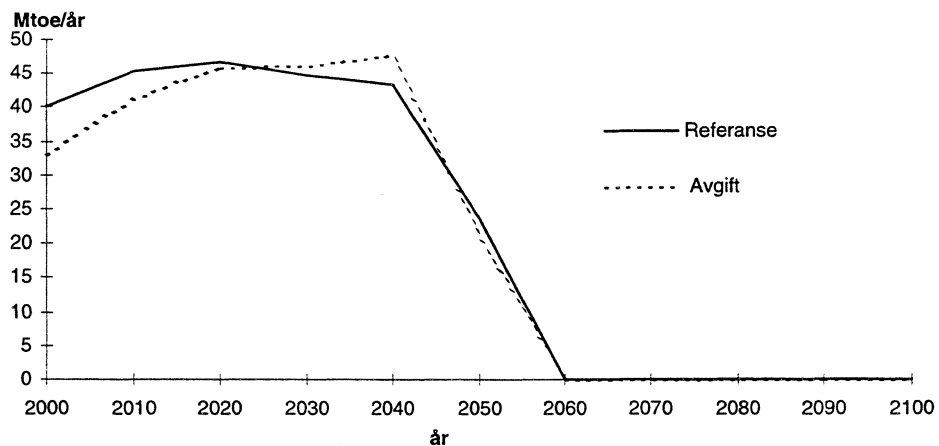
Figur 6. Produsentpris med og uten avgift



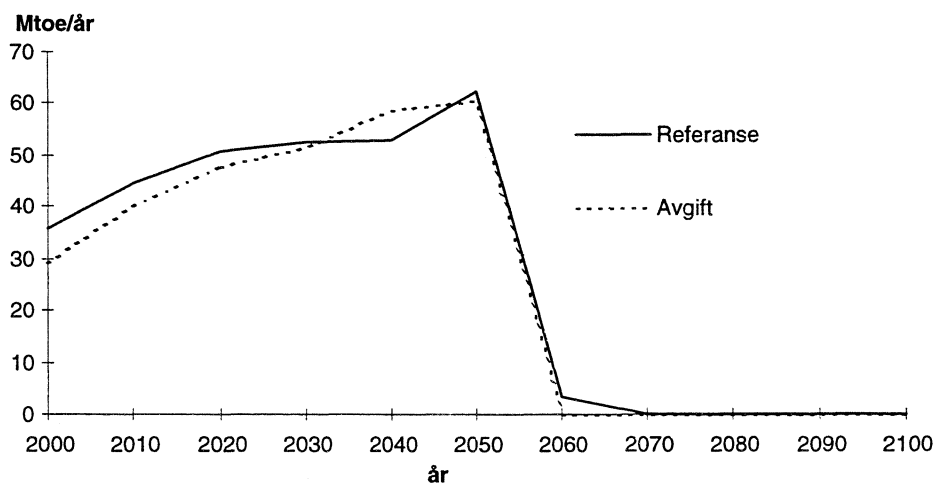
Figur 7. Samlet produksjon med og uten avgift



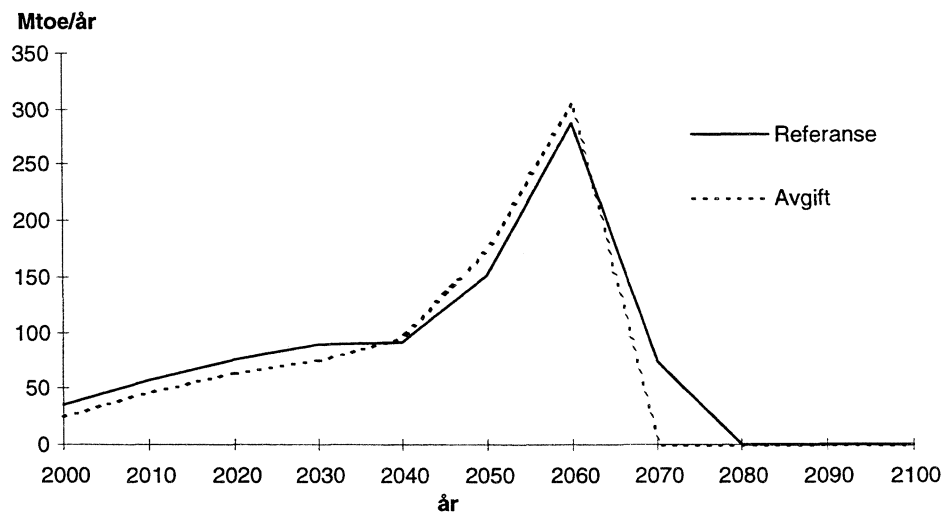
Figur 8. Norges produksjon med og uten avgift



Figur 9. Algeries produksjon med og uten avgift



Figur 10. Russlands produksjon med og uten avgift



Av figur 6 ser vi at produsentprisen i første periode kun blir redusert med 0,4 USD, slik at konsumentprisen stiger med hele 6,7 USD. Konsumentene bærer dermed initialt nesten hele avgiftsbyrden. Forklaringen på dette er ikke at etterspørselen er svært uelastisk. Av figur 7 ser vi at den samlede etterspørsel og produksjon initialt faller med 22,5 mtoe eller omkring 9%. Forklaringen må derfor finnes på tilbudssiden. Figurene 8-10 viser at samtlige av de tre spillere reagerer på ileggelsen av avgift ved å begrense produksjonen initialt. Russland står for den relativt sterkeste reduksjonen; mens Algerie og Norge reduserer produksjonen med henholdsvis 18,3 og 18%, reduserer Russland produksjonen med 25,2%. Det er ellers klare fellestrekk mellom landene hva gjelder hvordan produksjonsprofilene endres som følge av den innførte avgiften. Mens produksjonen innledningsvis er lavere, er imidlertid veksten i produksjonen over tid sterkere, slik at produksjonen etterhvert overgår produksjonen i referanse-scenariet. F.eks. har alle de tre spillerne høyere produksjon i 2040 enn de hadde i tilfellet uten karbonavgift. I motsetning til Algerie velger Norge og Russland nå å avslutte produksjonen en periode tidligere. Spillernes begrensede produksjon innledningsvis fører til at produsentprisen forblir nesten uforandret helt til femte periode (se igjen fig. 6). I tredje og fjerde periode ligger avgiftsbanen faktisk i overkant av referansebanen, slik at konsumentene i denne tiden blir belastet med et høyere beløp enn selve avgiften. Under avgifts-scenariet når produsentprisen maksimum i 2040 med 40,1 USD, som er 6,4 USD lavere enn i referanse-scenariet. Fra 2050 har både referansebanen og avgiftsbanen nådd opp til banene for de maksimale produsentpriser. Siden den maksimale produsentprisen har falt med 7,1 USD i avgifts-scenariet, vil produsentene bære hele avgiftsbyrden fra og med 2050.

For å forstå spillernes reaksjon på avgiften er det igjen interessant å se på sammensetningen av gassrenten. Vi så at for Russland var gassrenten i større grad enn for de andre to spillerne dominert av oligopolrente. Dette er antakelig hovedårsaken til at Russland står for den største reduksjon i produksjonen initialt. Russland reduserer produksjonen for å holde prisen og grenseinntekten oppe. Siden Russland tar på seg den største byrde for å holde produsentprisen oppe, aggregert produksjon over modellhorisonten reduseres med 8,5%, opplever denne produsenten det største tap i gassformue; formuen reduseres med 17,8%. Produksjonsprofilene til Norge og Algerie er i større grad påvirket av det dynamiske aspektet knyttet til ressursrenten. De nye forholdsvis brattere produksjonsbane til hver av de to andre produsentene gir isolert sett incentiv til å forskyve produksjonen fremover i tid, slik at en skulle vente at produksjonen initialt ville øke. Å forskyve produksjon fremover i tid kan synes fordelaktig siden den negative eksterne effekt de andre spillerne utøver på markedsprisen ved deres produksjon er blitt redusert i de innledende perioder. Norge og Algerie reduserer likevel produksjonen innledningsvis, og hovedårsaken ligger igjen i ønsket om å bidra til å holde markedsprisen oppe. Som følge av den introduserte avgiften reduseres Norges aggregerte produksjon med 4,5%, mens formuen reduseres med 9%. De tilsvarende tallene for Algerie er henholdsvis 3,7 og 8%.

Resultatene kan sammenlignes med Berg, Kverndokk og Rosendahl (1996) som har analysert virkningen på verdensmarkedene for fossile brenslere ved innføring av tilsvarende avgift ved hjelp av Petro-modellen. Verdens oljemarked er her modellert som et Nash-Cournot spill med OPEC og en rest-fløy som spillere. OPEC bestemmer prisen i det den tar fløyens produksjon som gitt, mens fløyen tilpasser produksjonen og betrakter prisutviklingen som gitt. Som i vår modell får de som resultat at avgiftsbyrden hovedsakelig faller på konsumentene innledningsvis. OPEC reagerer på avgiften ved å redusere produksjonen betydelig, mens fløyen reagerer ved å øke produksjonen marginalt. Tilsvarende som i vår modell er det produsenten med mest reserver, og som dermed har størst markedsrett, her OPEC, som får det største tapet i formue.

Tabell 6. Prosentvise reduksjoner i gassformuen til produsentland i avgifts-scenariet i forhold til referanse-scenariet

	Nash-Cournot modellen
Russland	17,8%
Algerie	8,0%
Norge	9,0%

5. Frikonkurransmodell

5.1. Motivasjon og begrunnelse

I kapittel 2 ble det nevnt at Russland, Norge og Algerie i dag ikke er alene om å eksportere gass til konsumenter i Vest-Europa. Nederland vil fortsatt kunne eksportere forholdsvis betydelige kvanta, om enn ikke for en så lang periode. Storbritannia vil kunne starte opp med eksport til kontinentet etter ferdigstillingen av Interconnector rørledningen fra Bacton til Zeebrugge i Belgia²³. Som nevnt i samme kapittel vil nok ikke Nederland, Storbritannia, eller andre land i OECD-Europa med unntak av Norge kunne påvirke den langsiktige markedsutvikling i stor grad, siden landenes reserver er forholdsvis små. Deres produksjon og eksport vil likevel for en kortere periode kunne bidra til større konkurranse enn den konkurranse som ligger innbakt i Nash-Cournot modellen. Som et grensetilfelle kan det være interessant å se på likevekten som fremkommer innenfor en perfekt frikonkurransøkonomi. En slik økonomi består av mange små uavhengige produsenter som hver for seg tar markedsprisen for gitt. Problemet for en frikonkurransprodusent er å allokere produksjon over tid slik at den neddiskonterte renprofitt, eller gassformuen maksimeres, gitt den fremtidige prisutvikling. En slik frikonkurranslikevekt for OECD-Europa fremkommer formelt som løsningen av maksimeringsproblemet

$$(24) \quad \underset{x_F}{\text{maksimer}} \int_0^{\infty} [P_F - C_F] x_F \cdot e^{-rt} dt$$

gitt

(1) - (3) som definerer produsentprisen

$$(25) \quad P_F = P_F(x_F, Z+V, Q_O, Q_K, \bar{P}, Y)$$

(4) som angir utviklingen i backstop-prisen, samt restriksjonene

$$(26) \quad \dot{A}_F = x_F$$

$$(27) \quad x_F \geq 0$$

$$(28) \quad C_F = \alpha_F e^{\eta_F A_F - \gamma t} + \sigma_F$$

x_F angir nå produsentenes samlede produksjon. Fotskriften F indikerer ellers størrelsen på vedkommende variabel under fullkommen konkurranse.

Den tilordnede Hamiltonfunksjon i løpende verdi er gitt ved

$$(29) \quad H^C = [P_F - C_F(A_F, t)] x_F + \lambda_F x_F$$

$\lambda_{Ft} (<0)$ er som før den momentane skyggekostnad knyttet til akkumulert produksjon opp til tidspunkt t. Ressursrenta er igjen definert som den negative av denne, $\pi_{Ft} = -\lambda_{Ft}$

Pontryagins maksimumsprinsipp gir følgende utvikling i ressursrenta

$$(30) \quad \dot{\pi}_F = r\pi - \frac{\partial C_F}{\partial A_F} x_F$$

x_F maksimerer Hamiltonfunksjonen for alle $x_F \geq 0$, som for en indre løsning krever

²³ Denne er planlagt ferdigstilt i 1998

$$(31) \quad P_F = C_F + \pi_F$$

(30) og (31) gir sammen prisutviklingen

$$(32) \quad \dot{P}_F = r\pi_F - \gamma(C_F - \sigma_F)$$

Så lenge det produseres i markedet skal prisen ha et tillegg utover enhetskostnaden lik ressursrenten. Videre skal veksten i prisen være lik markedsrenten multiplisert med ressursrenten minus raten for teknologisk fremgang multiplisert med enhetskostnaden ved utvinning. De to leddene som inngår har tilsvarende tolkning som i Nash-Cournot modellen.

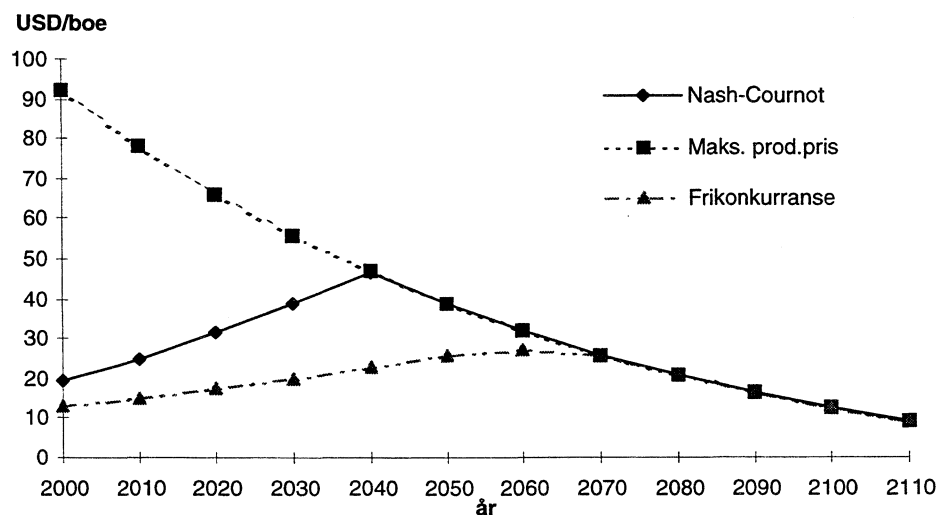
Transversalitetetsbetingelsen blir her tilsvarende som i Nash-Cournot modellen. La $T_F \in (0, \infty)$ betegne tidspunktet all produksjon innstilles, og \overline{A}_F betegne den akkumulerte produksjon på dette tidspunkt. Transversalitetetsbetingelsen er da gitt ved

$$(33) \quad \overline{P}_{T_F} - Z - V = C_F(\overline{A}_F, T_F)$$

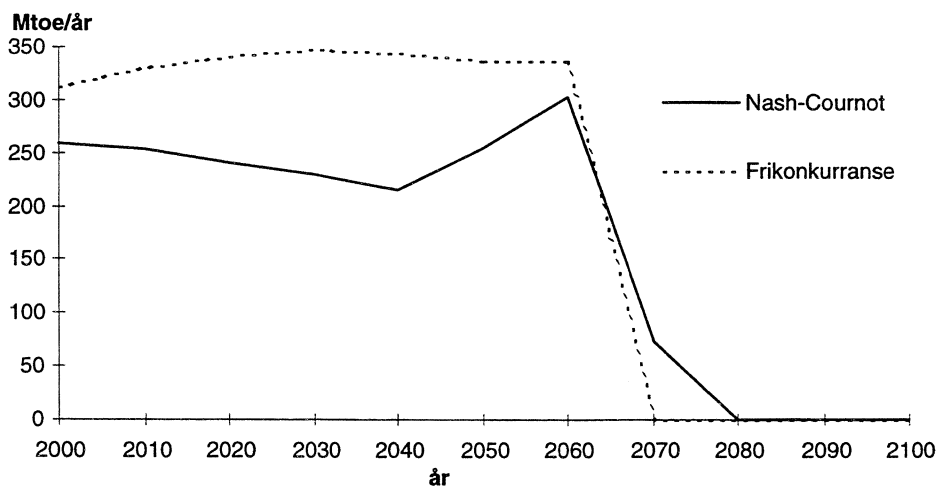
5.2. Referanse-scenariet

Frikonkurranselikevekten er angitt i figur 11 og 12. Figur 11 viser utviklingen i produsentprisen, mens figur 12 viser den tilhørende utvikling i produksjonen. For å kunne sammenligne er likevekten i Nash-Cournot modellen også angitt. Produsentprisen stiger fra 13,1 USD i første periode og når maksimum i 2060 med 27,1 USD. Dette er også siste periode med positiv produksjon. Produsentprisen i første periode er lavere enn den beregnede prisen i basisåret på 14,3 USD. I annen periode ligger prisen såvidt i underkant av prisen angitt i IEA's "The Energy Savings Case", se IEA (1995). Den forholdsvis lave prisbanen skyldes høyere produksjon enn i Nash-Cournot modellen. I år 2000 er produksjonen 312 mtoe, som er 21% høyere enn den totale produksjonen i Nash-Cournot modellen, og 11% høyere enn den faktiske produksjon i basisåret. Den årlige produksjonen når maksimum i 2030 med 347,9 mtoe. Den akkumulerte produksjon i frikonkurransemodellen blir i alt 23513 mtoe, som er 28,5% høyere enn den tilsvarende produksjon i Nash-Cournot modellen. Den samlede gassformue i frikonkurransemodellen blir 169,9 mrd USD. Til sammenligning utgjorde summen av de tre spillernes gassformuer i Nash-Cournot modellen 287 mrd. USD. Det forholdsvis store avviket i produsentprisen mellom de to modellene indikerer at begrenset konkurranse på tilbudssiden åpner for utøvelse av markedsrett som kan gi tildels betydelig høyere priser.

Figur 11. Pris i de ulike modeller - referanse-scenariet



Figur 12. Produksjon i de ulike modeller - referanse-scenariet

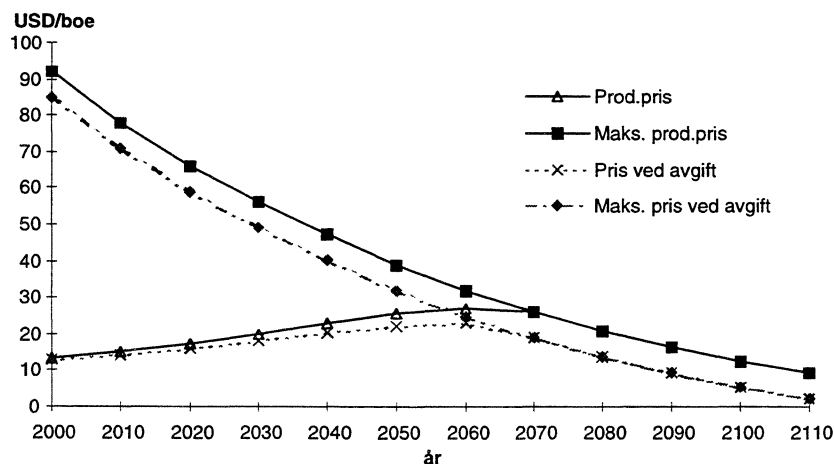


I motsetning til i Nash-Cournot modellen tar alle produsentene i frikonkurransen prisbanen som eksogent gitt. Utviklingen i produksjonen er dermed utelukkende bestemt av det dynamiske aspekt; økt produksjon i en periode øker kostnaden ved produksjon i senere perioder. Produksjonen i en periode er dermed oppstått som resultat av fastsettelsen av den optimale kostnadsutvikling over tiden. Det er derfor fundamentalt å betrakte hele markedsutviklingen når man ser på tilpasningen i en enkelt periode. Det dynamiske aspektet er som før nevnt fanget opp i ressursrenta, som i dette tilfellet utgjør hele gassrenta. Utviklingen i ressursrenta i modellen, som i første periode er beregnet til å være 2,4 USD, kan ses på som en avspeiling av den optimale produksjons og kostnadsutvikling. Forklaringen på det store avviket i produsentprisene i de to modellene er hovedsakelig å finne i spesifikasjonen av tilbyderadferden. I Nash-Cournot modellen tar produsentene hensyn til at deres tilbud påvirker markedsprisen. Siden økt produksjon reduserer markedsprisen, holder produsentene i Nash-Cournot modellen i større grad enn produsentene i frikonkurransen-modellen produksjon tilbake. Dette forklarer den høyere prisbanen.

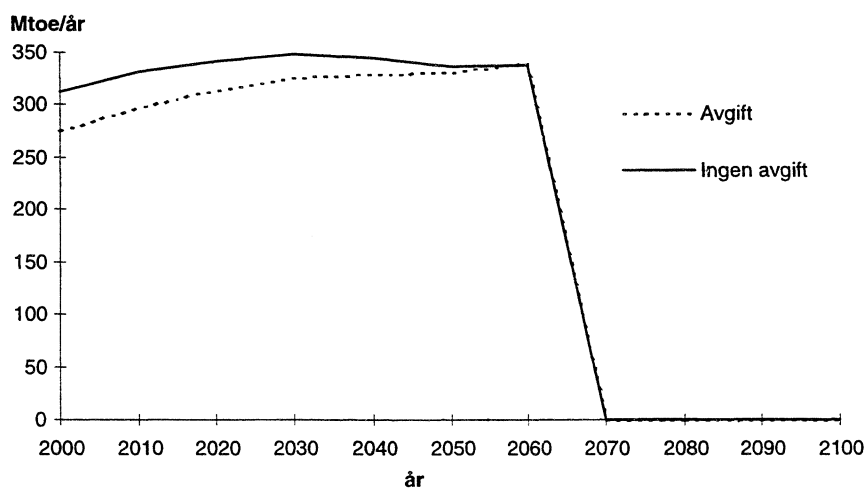
5.3. Innføring av avgift i frikonkurransen-modellen

Figurene 13 og 14 viser henholdsvis virkningen på utviklingen i produsentprisen og utviklingen i samlet produksjon ved innføring av den aktuelle karbonavgiften. Som følge av avgiften blir produsentprisen redusert over hele tidshorizonten. Initialt reduseres produsentprisen fra 13,1 til 12,7 USD, dvs. med 0,4 USD. Konsumentene bærer dermed også i denne modellen nesten hele avgiftsbyrden initialt. Produsentprisen når maksimum i 2060 med 23 USD. Dette er også siste periode med positiv produksjon. I forhold til referanse-scenariet er produsentprisen nå redusert med 4,1 USD. Som følge av avgiften reduseres produksjonen over hele horisonten unntatt i år 2060, da produksjonen er såvidt høyere. Produksjonen er i første periode 275 mtoe, som er 12% lavere enn i referanse-scenariet. Maksimal produksjon oppnås i år 2060 med 340 mtoe. I forhold til referanse-scenariet reduseres akkumulert produksjon over horisonten med 5,8%, mens den samlede gassformue reduseres med 23,7%.

Figur 13. Prisutvikling med og uten avgift



Figur 14. Produksjonsutvikling med og uten avgift



Siden veksten i produsentprisen er blitt redusert, slik at differansen mellom fremtidige og nåværende priser er blitt mindre, skulle man vente at produsentene ville reagere på avgiften ved å skyve produksjon fremover i tid. Som vi nettopp har sett er dette ikke tilfelle. Den reduserte produksjonen innledningsvis kan forklares ved substitusjonseffekter på etterspørselssiden. Som tidligere nevnt er utviklingen i olje og kullprisen under de to scenarier eksogent gitt. Den faktiske økningen i oljeprisen som følge av avgiften er større enn den tilsvarende økning i gassprisen. Dette skyldes blant annet at oljen er ilagt en høyere avgift, da brenselet er mer karbonholdig. Siden konsumentprisen på olje i utgangspunktet er vesentlig høyere enn konsumentprisen på gass, som blant annet skyldes at oljen er langt mer avgiftsbelagt, er likevel den relative økning i konsumentprisen på olje mindre enn for gass. Dette medfører at man i motsetning til hva man kanskje ville vente får en substitusjon i etterspørselen fra gass over mot olje.

6. Sensitivitetsanalyse

Ved analyser av utviklingen over et så langt tidsrom vil usikkerheten omkring parametrene som inngår i modellene være stor. Sensitivitets analyse er utført på Nash-Cournot modellen for å teste i hvilken grad resultatene er robuste overfor endringer i enkelte usikre parametre.

Et mer pessimistisk fremtidsbilde, i det minste sett fra miljøbevegelsens side, vil kunne støtte opp under en høyere *backstop-pris*. En økning i backstop-prisen på 50% vil i referanse-scenariet gi en marginal økning i gassprisen de første 50 årene. En høyere maksimalpris gir større inntjeningsmuligheter i senere perioder. Russland øker produksjonen innledningsvis, mens Norge og Algerie reduserer produksjonen. Hvert av de tre landene velger å produsere en periode lenger. Den ulike adferd innledningsvis skyldes landenes ulike situasjon. Algerie og Norge, som i større grad tar hensyn til den fremtidige markedsutvikling ved fastsettelse av produksjonen, velger å redusere produksjonen innledningsvis for å kunne imøtekomme fremtiden med lavere enhetskostnader, og dermed kunne oppnå høyere profitt i de senere perioder. Introduksjon av karbonavgift gir små endringer i produsentprisen de første 50 år. Konsumtne bærer dermed den største del av avgiftsbyrden innledningsvis. Som følge av økt initial backstop-pris tar det nå lenger tid før produsentprisen når maksimalprisen og hele avgiftsbyrden faller på produsentene. Dette er årsaken til at de relative reduksjoner i gassformuene ikke blir så store i dette tilfellet. Reduksjonen i formuen til Russland, Algerie og Norge blir henholdsvis 14,4, 6,5 og 6,4%.

Høyere *teknologisk fremgang* ved fremstilling av backstop-varen kan oppfattes som et mer optimistisk syn på fremtiden. En økning i den årlige prosentvise reduksjon i backstop-prisen fra 1,5 til 2% gir noe lavere produsentpris de første 40 årene. I motsetning til foregående tilfelle reduserer Russland nå produksjonen marginalt, mens Norge og Algerie øker produksjonen. Et raskere fall i backstop-prisen medfører reduserte muligheter for fremtidig inntjening. Dette er antakelig årsaken til at Norge og Algerie øker produksjonen innledningsvis. Hvert av landene innstiller nå produksjonen en periode tidligere. De relative virkningene ved innføring av avgiften avviker lite. Også i dette tilfellet må konsumentene bære mesteparten av avgiftsbyrden de første 50 år. Den relative reduksjon i Russlands formue blir i dette tilfellet så høy som 20,5%.

En økning av raten for teknologisk fremgang ved utvinning av gass fra 1 til 1,5% gir noe lavere produsentpriser. I referanse-scenariet reduseres produsentprisen i første periode fra 19,6 til 19,3 USD. Avviket stiger frem til 2050, som er året maksimalprisen nås. Hvert av de tre landene støtter opp om prisreduksjonen ved økt produksjon. Økt teknologisk framgang medfører at mer gass kan produseres lønnsomt. Videre favoriserer økt teknologisk fremgang en lengre produksjonsprofil. Ved å forlenge produksjonshorisonten vil man i større grad kunne utnytte kostnadsreduksjonen som følge av den økte teknologisk framgang. Dette kan forklare at hvert av landene i dette tilfellet har større aggregert produksjon, og at Algerie og Norge i dette tilfellet avslutter produksjonen en periode senere. De relative effekter ved innføring av avgift ser også i dette tilfellet ut til å være som før.

En høyere markedsrente gir lavere produsentpriser. En økning av markedsrenten fra 7 til 10% gir lavere produsentpriser de første 50 år. I referanse-scenariet blir nå produsentprisen i første periode redusert med en dollar til 18,6. Reduksjonen i produsentprisen skyldes først og fremst økt produksjon fra Algerie og Norge. Mens Algerie og Russland innstiller produksjonen i samme periode som tidligere, velger Norge å innstille en periode før. Økt markedsrente tilsier at man skal tillegge nåtiden ytterligere vekt i forhold til fremtiden. Alt annet likt medfører dette at produksjon bør skyves fremover i tid. Årsaken til at Russland ikke øker produksjonen i samme grad er at landet har større markedsrett og vil derfor holde mer igjen. Ved innføring av avgift endres produsentprisen som før lite de første 40 årene, slik at avgiften i all hovedsak må bæres av konsumentene. Som i de foregående tilfeller er det Russland som reduserer produksjon relativt mest innledningsvis. Og videre er det igjen Russland som lider det største tap i formue ved ileggelse av avgiften.

Det forhold at konsumentene bærer den klart største del av avgiftsbyrden innledningsvis, samt at Russland lider det største tapet i formue ved innføring av karbonavgift synes å være robuste resultater i denne analysen.

7. Konklusjoner

Vi har i denne oppgaven analysert virkningen på utviklingen i produsentprisen ved innføring av karbonavgift under ulike forutsetninger om konkurranseforholdene i markedet. Fokuset har vært rundt det intertemporale optimeringsproblem produsentene står overfor ved sine tilpasninger. Til forskjell fra ordinære Hotelling-modeller har vi i denne analysen tatt hensyn til viktige aspekter slik som tilstedeværelse av markedsrett, samt kostnadsfunksjoner som er stigende i akkumulert produksjon og avtakende i raten for teknologisk fremgang

Resultatene indikerer at konsumentene vil bære den klart største del av avgiftsbyrden innledningsvis. Videre ser det ut til at Russland har mest å tape ved innføring av slik avgift, siden dette landet opplever den største reduksjon i gassformue.

Innføring av avgift i Nash-Cournot modellen medførte en reduksjon i produsentprisen initialt på kun 0,4 USD. Den forholdsvis begrensede reduksjon i prisen oppsto som følge av at samtlige produsenter reduserte produksjonen. Russland reduserte produksjonen relativt mest, som skyldes at dette landet har større markedsrett enn de andre landene. Siden Russland tar på seg den største byrde for å holde markedsprisen oppe, lider dette landet også det største tapet i gassformue. Som følge av avgiften ble Russlands gassformue redusert med 17,8%, mens Algeries og Norges formuer ble redusert med henholdsvis 8 og 9%. Dersom man ser bort fra de miljømessige gevinstene ved innføring av en avgift vil taperne være konsumentene og de store eksportlandene, herunder spesielt Russland, mens vinnerne blir myndighetene i de store forbrukslandene som nå blir tilført mer midler som følge av øket skatteinntekt.

I frikonkurranse-modellen fikk man betydelig lavere priser. Dette indikerer at begrenset konkurranse i gassmarkedet gir produsentene et potensiale til utøvelse av markedsrett som kan resultere i høyere priser. Ved introduksjon av avgift blir produsentprisen redusert noe mer i denne modellformuleringen, men fortsatt bærer konsumentene den klart største del av avgiftsbyrden innledningsvis.

Resultatene av analysen tyder på at virkeligheten antakelig bedre kan beskrives ved en modell som ligger et sted i mellom de to som er anvendt. Dette kan være en tilsvarende Nash-Cournot modell, men som i tillegg inkluderer Nederland og eventuelt Storbritannia som aktive spillere.

Referanser

- Adelman, M.A. og M.C. Lynch, (1986): "Natural gas trade in Western-Europe, The permanent surplus", i: *Western Europe Natural Gas Trade*, Center for Energy Policy Research, Energy Laboratory, MIT.
- Aftenposten (1997): Gass for milliarder til Italia, 22 januar.
- Berg, E. (1995): Utviklingen på det europeiske gassmarkedet, *Økonomiske analyser*, 4/95, 3-12, Statistisk Sentralbyrå
- Berg, E., S. Kverndokk, og K. E. Rosendahl (1996): Market Power, International CO₂ Taxation and Petroleum Wealth, Discussion Paper No.170, Statistisk Sentralbyrå.
- Bjerkholt, O., Ø. Olsen, og S.Ø. Strøm (1990): *Olje og Gassøkonomi*, Oslo: Universitetsforlaget.
- BP (1995): *Statistical Review of World Energy*.
- BP (1996): *Statistical Review of World Energy*.
- Brooke, A., D. Kendrick og A. Meeraus (1992): GAMS: A User's Guide - Release 2.25, Redwood City: The Scientific Press.
- Burniaux, J. M., J. P. Martin, G. Nicoletti og J. Oliveira Martins (1992): The Cost of Reducing CO₂ Emissions: Evidence from GREEN, Working Paper No. 115, Economics Department, OECD, Paris.
- ECON (1995): Energy Taxes in the OECD, ECON-rapport nr. 332/95.
- Estrada, J., A. Moe og K. D. Martinsen, (1995): *The Development of European Gas Markets, Environmental, Economic, and Political Perspectives*, New York: John Wiley & Sons.
- Golombek, R. og J. Bråten (1994): Incomplete International Climate Agreements: Optimal Carbon Taxes, Market Failures and Welfare Effects, *The Energy Journal* **15**, 141-165.
- Golombek, R., E. Gjelsvik, og K. E. Rosendahl (1995): Effects of Liberalizing the Natural Gas Markets in Western Europe, *The Energy Journal* **16**, 85 - 111.
- Heal, G. (1976): The relationship between price and extraction cost for a resource with a backstop technology, *The Bell Journal of Economics* **7**, 371-378.
- Hoel, M. (1992): Emission Taxes in a Dynamic International Game of CO₂ Emissions, i: R. Pethig (red.), *Conflicts and Cooperation in Managing Environmental Resources*, ss. 39-68, Berlin: Springer-Verlag
- Hotelling, H. (1931): The Economics of Exhaustible Resources, *Journal of Political Economy* **39**, 137-175.
- IEA (1995): Oil, Gas & Coal Supply Outlook, Paris: OECD/IEA
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (1995a): *Climate Change 1995. The Science of Climate Change*, Contributions of Working group I to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge: Cambridge University Press.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (1995b): *Climate Change 1995. Impacts, Adaptions and Mitigation of Climate Change: Scientific - Technical Analysis*, Contributions of

Working group II to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge: Cambridge University Press.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (1995c): *Climate Change 1995. Economic and Social Dimensions of Climate Change*, Contributions of Working group III to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change: Cambridge: Cambridge University Press.

Kverndokk, S. (1994): Coalitions and Side Payments in International CO₂ Treaties, i: E. C. van Ierland (red.), *International Environmental Economics, Theories and Applications for climate change, acidification and international trade*, ss. 45-74, Amsterdam: Elsevier Science Publishers.

Kverndokk, S. (1995): Tradeable CO₂ Emissions Permits: Initial Distribution as a Justice Problem, *Environmental Values* 4, 129-148.

Lassere, P. (1991): *Long-Term Control of Exhaustible Resources*, Chur, Sveits: Harwood Academic Publishers.

Manne, A. S. og R.G. Richels (1990): CO₂ Emission Limits: An Economic Cost Analysis for the USA, *The Energy Journal* 11, 51-74.

Manne, A. S., R. Mendelsohn og R. G. Richels (1995): MERGE - A model for evaluating regional and global effects of GHG reduction policies, *Energy Policy* 23, 17-34.

Miljøverndepartementet (1993): Om FN-Konferansen for miljø og utvikling, Stortingsmelding nr.13.

Miljøverndepartementet (1995): Om norsk politikk mot klimaendringer og utslipp av nitrogendioksider, Stortingsmelding nr. 41.

Nærings- og energidepartementet (1996): Olje og gassvirksomhet, utbygging og drift av Åsgårdfeltet samt disponering av innretningene på Odinfeltet, Stortingsproposisjon nr. 50.

Strahler, A. og A. Strahler (1994): *Introducing Physical Geography*, New York: John Wiley & Sons

Vedlegg A

Tabell A1. Vekstrater i BNP, prosent pr. år

1995	2005	2015	2025	2035	2045	2055	2065	2075	2085	2095	2105	2115	2125
2004	2014	2024	2034	2044	2054	2064	2074	2084	2094	2104	2114	2124	2134
2,2	1,9	1,6	1,4	1,3	1,2	1,1	1,05	1,0	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75

Tabell A2. Konsumentpriser på olje og kull, 1994USD/boe

	1995	2005	2015	2025	2035	2045	2055	2065	2075	2085	2095	2105	2115	2125
	2004	2014	2024	2034	2044	2054	2064	2074	2084	2094	2104	2114	2124	2134
Referanse														
Olje	62,5	61,5	61,5	61,7	59,4	51,1	44,0	37,9	32,6	28,1	24,1	20,8	17,9	15,4
Kull	16,8	15,6	14,4	13,2	12,1	11,8	11,4	11,1	10,8	10,5	10,2	9,8	9,7	9,5
Avgift														
Olje	72,3	71,0	70,3	68,4	59,4	51,1	44,0	37,9	32,6	28,1	24,1	20,8	17,9	15,4
Kull	29,2	28,0	26,4	25,6	24,5	24,2	23,8	23,5	23,2	22,9	22,6	20,8	17,9	15,4

Tabell A3. Egenproduksjon i OECD-Europa, Nash-Cournot modellen, mtoe/år

1995	2005	2015	2025	2035	2045	2055	2065	2075	2085	2095	2105	2115	2125
2004	2014	2024	2034	2044	2054	2064	2074	2084	2094	2104	2114	2124	2134
147,3	106,0	67,9	43,6	27,9	17,8	11,4	0	0	0	0	0	0	0

Tabell A4. Avgifter på gass, V, referanse-scenariet²⁴, 1994USD/boe

1995	2005	2015	2025	2035	2045	2055	2065	2075	2085	2095	2105	2115	2125
2004	2014	2024	2034	2044	2054	2064	2074	2084	2094	2104	2114	2124	2134
3,6	2,8	2,0	1,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

Tabell A5. Pris og inntektselastisiteter

Direkte priselastisitet	-0,90
Krysspriselastisiteter	0,10
Inntektselastisitet	0,50

Konstant parameter i etterspørselsfunksjonen, ω , mtoe/år: 2913,3

Initial pris på backstop- teknologi, 1994USD/boe: 106,6

Teknologisk fremgang ved fremstilling av backstop-teknologi, prosent pr. år: 1,5

²⁴ I avgifts-scenariet øker avgiften med karbonavgiftens størrelse, 7,1 USD.

Tabell A6. Parametre i kostnadsfunksjonene

	Initial enhetskostnad ved utvinning, a, 1994 USD/boe	Enhetskostnad ved transport, s, 1994 USD/boe	Teknologisk fremgang, g, prosent pr. år	Konveksitets- parameter, h
Nash-Cournot				
Russland	5,74	7,44	1,0	0,3051
Algerie	1,70	6,94	1,0	1,877
Norge	5,40	3,86	1,0	1,0408
Frikonkurrans	7,0	3,0	1,0	0,12

Tabell A7. Enhetskostnad ved transmisjon, distribusjon og bearbeiding, Z, 1994 USD/boe

Transmisjon	2,1
Distribusjon	6,8
Lagring og "load balancing"	2,0
Tilsammen	10,9

De sist utgitte publikasjonene i serien Notater fra Forskningsavdelingen

- 94/22 M.W. Arneberg: LOTTE-TRYGD. Teknisk dokumentasjon
- 95/5 D. Fredriksen: MOSART Teknisk dokumentasjon
- 95/7 K. Olsen: Nytte- og kostnadsvirkninger av en norsk oppfyllelse av nasjonale utslippsmålsettinger
- 95/15 T. Karlsen: Opptimal karbonbeskatning og virkningen på norsk petroleumsformue
- 95/17 Å. Cappelen, T. Skjerpen og J. Aasness: Konsumetterspørsel, tjenesteproduksjon og sysselsetting. En mikro til makroanalyse
- 95/24 H.T. Mysen: Nordisk energimarkedsmodell. Dokumentasjon av delmodell for energi- etterspørsel i industrien
- 95/26 I. Aslaksen, T. Fagerli og H.A. Gravningsmyhr: Produksjon og konsum i husholdningene
- 95/29 B.E. Naug: Eksport- og importlikninger i KVARTS
- 95/31 B.E. Naug: Etterspørsel etter arbeidskraft - en litteraturoversikt
- 95/35 T.J. Klette: Vekst og produktivitet i norsk industri. Hovedrapport fra et NFR-prosjekt
- 95/40 L. Lerskau: Oversikt over konjunkturindikatorer i databasen NORMAP og FAME
- 95/46 B.E. Naug: Estimering av eksportrelasjoner på disaggregerte kvartalsdata
- 95/47 K. Moum: Beregning av bruttoproduksjon og eierinntekt i boligsektoren i nasjonalregnskapet - noen metodiske synspunkter
- 95/52 T. Kornstad: Simulering av konsum og arbeidstilbud i et livsløpsperspektiv
- 95/56 A. Langørgen: Faktorer bak kommunale variasjoner i utgifter til sosialhjelp og barnevern
- 95/58 T. W. Karlsen: Energimarkedet fra 1973 og fram mot 2010
- 96/3 I. M. Smestad: Valg under usikkerhet: En analyse av eksperimentdata basert på kvalitative valgbehandlingsmodeller
- 96/8 B. Lian og K. O. Aarbu: Dokumentasjon av LOTTE-AS
- 96/9 D. Fredriksen: Datagrunnlaget for modellen MOSART, 1993
- 96/10 S. Grepperud og A. C. Bøeng: Konsekvensene av økte oljeavgifter for råoljepris og etterspørsel etter olje. Analyser i PETRO og WOM
- 96/16 K. Gerdrup: Inntektsfordeling og økonomisk vekst i norske fylker: En empirisk studie basert på data for perioden 1967-93
- 96/31 A. Bruvoll og H. Wiig: Konsekvenser av ulike håndteringsmåter for avfall
- 96/33 M. Rolland: Militærutgifter i Norges prioriterte samarbeidsland
- 96/35 A.C. Hansen: Analyse av individers preferanser over lotterier basert på en stokastisk modell for usikre utfall
- 96/36 B.H. Vatne: En dynamisk spillmodell: Dokumentasjon av dataprogrammer
- 96/44 K.-G.Lindquist og B.E.Naug: Makro-økonometriske modeller og konkurransevne.
- 96/45 R. Golombek og S. Kverndokk (red): Modeller for elektrisitets- og gassmarkedene i Norge, Norden og Europa.
- 96/53 F.R. Aune: Konsekvenser av en nordisk avgiftsharmonisering på elektrisitetsområdet.
- 97/2 E. Berg og K. Rypdal: Historisk utvikling og fremskrivning av forbruket av noen miljøskadelige produkter
- 97/5 Å. Cappelen: SSBs arbeid med investeringsrelasjoner: erfaringer og planer
- 97/30 K.-G. Lindquist: Database for energiintensive næringer. Tall fra industristatistikken
- 97/35 A. Langørgen: Faktorer bak variasjoner i kommunal ressursbruk til pleie og omsorg
- 97/36 S. E. Førre: Registerdataene i lys av industristatistikken
- 97/37 K. Gimming: Virkninger på prisutviklingen på naturgass i Vest-Europa ved innføring av felles karbonavgift

Statistisk sentralbyrå

Oslo:
Postboks 8131 Dep.
0033 Oslo

Telefon: 22 86 45 00
Telefaks: 22 86 49 73

Kongsvinger:
Postboks 1260
2201 Kongsvinger

Telefon: 62 88 50 00
Telefaks: 62 88 50 30

ISSN 0806-3745

