

Rapport
5/2000

**Deregulering av det vest-
europæiske gassmarkedet
- korttidseffekter**

Rolf Golombek
Sverre A. C. Kittelsen
Ove Wolfgang



*Stiftelsen Frichsenteret for samfunnsøkonomisk forskning
Ragnar Frisch Centre for Economic Research*

Rapport 5/2000

Deregulering av det vest-europeiske gassmarkedet - korttidseffekter

Rolf Golombek
Sverre A. C. Kittelsen
Ove Wolfgang

Sammendrag: Rapporten drøfter virkninger på kort sikt av en omfattende liberalisering av gass- og kraftmarkedene i Vest-Europa. Analysene er basert på en empirisk likevektsmodell som gir en helhetlig og konsistent behandling av energimarkedene i Europa. Modellen tar vare på de strukturelle trekkene ved produksjon, transport og konsum av gass og elektrisitet i Europa, samt den nye konkurransesituasjonen som følger fra liberaliseringen. Modellen benyttes også til å studere virkninger av økt norsk salg av gass, samt hvordan endringer i beskatningen av energi påvirker prisen på gass.

Nøkkelord: Gass, kraft, liberalisering

Kontakt: rolf.golombek@frisch.uio.no, www.frisch.uio.no, tlf 22 95 88 12

Rapport fra prosjektet "Gassmarkedssimuleringer" (3106), finansiert av Statoil

ISBN 82-7988-017-8
ISSN 1501-9721

Sammendrag

Vi studerer virkninger på kort sikt av en omfattende liberalisering av gass- og kraftmarkedene i Europa. Analysen er basert på en statisk anvendt likevektsmodell som gir en helhetlig og konsistent behandling av energimarkedene i Europa. Modellen tar vare på de strukturelle trekkene ved produksjon, transport og konsum av gass og elektrisitet i Europa, samt den nye konkurransesituasjonen som følger fra liberaliseringen. Modellen, som omfatter 13 europeiske land (inkludert Norge), fastlegger alle energipriser og –kvanta i samspillet mellom etterspørselen etter, og tilbudet av, energivarer.

Modellen benyttes også til å studere virkninger på bl.a. produsentprisen på gass i Nordsjøen når en eller flere av de bakenforliggende forholdene i basislikevekten skifter. De viktigste konklusjonene er som følger:

1. Liberaliseringen leder til prisfall på gass. Prisfallet reflekterer dels økt konkurranse og dels at en lavere kraftpris reduserer etterspørselen etter gass. Brukerprisen på gass – aggregert over modell-landene og sektorer – er ca. 20 prosent lavere enn i 1996 (modellens basisår). Produsentprisen i Nordsjøen er 49 øre/Sm³.
2. Liberalisering leder til et kraftig prisfall på elektrisitet. Prisfallet reflekterer økt konkurranse, samt at ledig kapasitet i kraftsektoren brukes til å øke produksjonen av elektrisitet. Sammenliknet med de faktiske observasjonene i 1996 halveres prisene for sluttforbrukerne. Gjennomsnittlig produsentpris i Europa (på årsbasis) er 22 øre/kWh, mens produsentprisen i Norge er 19 øre/kWh.
3. Prisen på kraft varierer både over døgnet (dag/natt) og over året (sommer/vinter). For modell-landene er forskjellen mellom høyeste gjennomsnittlige produsentpris (vinterdag) og laveste gjennomsnittlige produsentpris (sommernatt) 13 øre. I Norge er forskjellen 4 øre.

4. Lavere kraftpris innebærer økt konsum og produksjon av kraft. Sammenliknet med 1996 øker produksjonen med ca. 15 prosent. Produksjonsøkningen er spesielt stor for kullkraft. Økningen i gasskraft er mer beskjeden, mens oljekraftproduksjonen faller. Etter liberaliseringen har kullkraft høyest markedsandel, mens atomkraft har nest høyest markedsandel (før liberaliseringen er rekkefølgen motsatt).
5. Økt kraftproduksjon i modell-landene, kombinert med økt markedsandel til kullkraft, leder til at utslippene av CO₂ stiger med 8 prosent (i forhold til 1996).
6. Produsentprisen på gass i Nordsjøen er høyere jo høyere (absoluttverdien av) etterspørselastisitetene er. Forskjellene i etterspørselastisitetene i basislikevekten (på tvers av brensler/sektorer/land) spiller liten rolle for nivået på produsentprisen.
7. Hvis Norge (hypotetisk) selger bare 1 mtoe gass (ikke 33,8 mtoe som i 1996), blir produsentprisen i Nordsjøen ca. 50 prosent høyere enn i basislikevekten. Hvis motsatt Norge selger så mye gass at alle de tre rørledningene er akkurat fullt utnyttet (nesten 50 mtoe gass), blir produsentprisen på gass i Nordsjøen ca. 25 prosent lavere enn i basislikevekten.
8. Hvis Russland selger bare 1 mtoe (ikke 60,5 mtoe som i 1996), øker produsentprisen i Nordsjøen med mer enn 100 prosent (sammenliknet med basislikevekten). Hvis derimot Russland selger ca. 75 mtoe gass (full utnyttelse av transmisjonskapasiteten til modell-landene), er produsentprisen i Nordsjøen ca. 20 prosent lavere enn i basislikevekten.
9. Hvis alle brukere av fossile brensler i modell-landene må betale CO₂-avgift, stiger produsentprisen på gass i Nordsjøen. I intervallet 0 til 70 USD/tonn CO₂ er produsentprisen i Nordsjøen høyere jo høyere CO₂-skatt som pålegges. Hvis CO₂ skatten økes ytterligere (opp til 100 USD/tonn CO₂), stiger produsentprisen bare marginalt.

10. Hvis energiskattene som var pålagt i 1996 fjernes, reduseres produsentprisen på gass i Nordsjøen med omtrent 50 prosent.
11. Hvis energiskattene som var pålagt i 1996 fjernes, men det innføres en energiskatt som er lik for alle energivarer (pr. enhet energi), reduseres produsentprisen i Nordsjøen når nivået på den nye skatten økes. Hvis den nye skatten er nesten 200 USD/toe, er produsentprisen i Nordsjøen null (I 1996 var gjennomsnittlig energiskatt – veid over modell-landene og brensler – ca. 250 USD/toe).
12. Hvis CO₂-skattene som var pålagt i 1996 fjernes, mens alle energiskatter holdes uendret, endres produsentprisen i Nordsjøen marginalt. Dette skyldes at i 1996 var CO₂-skattene generelt lave (ofte null for mange land/sektorer/brensler).
13. Hvis CO₂-skattene som var pålagt i 1996 fjernes, mens de pålagte energiskattene holdes uendret og det innføres en ny energiskatt som er lik for alle energivarer (pr. enhet energi), reduseres produsentprisen i Nordsjøen når nivået på den nye skatten økes. Hvis den nye skatten er nesten 400 USD/toe, er produsentprisen i Nordsjøen null.

1 Innledning

I løpet av de siste 15 årene har det vært en tiltagende tendens til liberalisering av de nasjonale gass- og kraftmarkedene i Vest-Europa. Prosessen har vært gjennomført både på nasjonalt nivå, spesielt i Storbritannia og Tyskland, og på europeisk nivå. EU-kommisjonen har i flere år arbeidet for å styrke konkurransen i alle ledd i gass- og kraftmarkedene slik at regulerte nasjonale markeder blir erstattet av effektive europeiske markeder. Et viktig steg i liberaliseringsprosessen var EUs vedtak i 1998 om å etablere et indre marked for gass, se f.eks. Thackeray (1999). Medlemslandene, som er forpliktet til å innarbeide vedtaket (gassdirektivet) i sine nasjonale lover innen sommeren 2000, skal bl.a. sørge for en omfattende innfasing av tredjepartsadgang til gasstransport og -distribusjon. Grunnideene bak gassdirektivet svarer langt på vei til det tidligere vedtatte kraftdirektivet, som legger opp til omfattende åpning av de nasjonale kraftmarkedene, se f.eks. IEA (2000).

Ingen kan med sikkerhet predikere om, og i tilfelle når, den pågående liberaliseringsprosessen vil lede til effektive energimarkeder i Europa. Det er mulig at prosessen stopper opp, og til og med at pendelen begynner å slå andre veien (mer regulering). Men det er også mulig at EU klarer å etablere effektive markeder for gass og kraft i Vest-Europa. I det følgende skal vi ta utgangspunkt i at EU lykkes. Vårt siktemål er å benytte økonomisk teori til å analysere virkninger av en omfattende liberalisering av gass- og kraftmarkedene i Vest-Europa. Analysen gjennomføres innenfor en empirisk modell som tar vare på de strukturelle trekkene ved produksjon, transport og konsum av gass og elektrisitet i Vest-Europa, samt den nye konkurransesituasjonen som følger fra liberaliseringen. Modellen gir en helhetlig og konsistent behandling av energimarkedene i Vest-Europa, samt verdensmarkedene for olje og kull, *etter* at en omfattende liberalisering er slutført i Vest-Europa. I modellen fastlegges alle energipriser og -kvanta i samspillet mellom etterspørselen etter, og tilbudet av, energivarer (generell likevekt). Etterspørselen avspeiler sluttbrukernes betalingsvillighet for energivarene, mens tilbudet avspeiler kostnadene knyttet til produksjon og transport av energi. Modellen, som omfatter 13 europeiske land inklusive Norge, tar bl.a. hensyn til

- internasjonal handel med energi (olje, kull, gass og elektrisitet)
- tredjepartsadgang til transmisjon av gass og kraft
- bruk av fossile brensler til produksjon av kraft
- konkurransen mellom olje, kull, gass og kraft i sluttforbruket av energi.

Som angitt ovenfor bestemmer den empiriske modellen alle energipriser og -kvanta etter at en omfattende liberalisering er slutført i Europa. Modellen søker å besvare spørsmål som:

- Hva blir prisen på gass for produsenter og konsumenter i ulike land? Hva blir produsentprisen for gass i Nordsjøen?
- Hva blir konsumet av gass i hvert land? Hvordan endres fordelingen av gasskonsumet mellom ulike brukergrupper?
- Hva blir prisen på elektrisitet? I hvilken grad vil kraftprisen variere over døgnet og året? Blir prisvariasjonen den samme i alle land?
- Hvor mye kraft blir konsumert i ulike land? Hvordan endres sammensetningen av kraftproduksjonen?
- Hva blir utslippet av CO₂?
- Hvilke internasjonale transmisjonsledninger for gass og kraft blir fullt utnyttet?
- I hvilken grad påvirker liberaliseringen av gass- og kraftmarkedene i Europa de internasjonale prisene på olje og kull?

Disse spørsmålene blir først analysert innenfor et basis scenario. Deretter fokuserer vi på noen få variable, bl.a. produsentprisen på gass i Nordsjøen, og drøfter hvordan disse variablene endres i scenarioer som avviker fra basis scenario langs en eller flere dimensjoner:

- Andre etterspørselastisiteter
- Økt utvinning av gass i Norge og Russland
- Økt skatt på utslipp av CO₂
- Forbruksavgift på energi

Resten av dette notatet er disponert som følger. I kapittel 2 presenterer vi en kort, teoretisk rettet, drøfting av effekter ved å liberalisere energimarkedene i Vest-Europa. I kapittel 3 gjør vi rede for den statiske empiriske generelle likevektsmodellen som alle analysene er tuftet på. Virkninger på kort sikt av en omfattende liberalisering av energimarkedene i Europa er presentert i kapittel 4.

I de neste kapitlene drøfter vi hvordan en del avvik fra forutsetningene i basis scenarioet påvirker produsentprisen på gass i Nordsjøen. Noen ganger dokumenterer vi også hvordan endringene påvirker samlet bruk av fossile brensler og samlede utslipp av CO₂ i modell-landene. I kapittel 5 undersøker vi hvordan produsentprisen i Nordsjøen avhenger av etterspørselastisitetene. Vi ser både på endringer i etterspørselastisitetenes nivå og betydningen av at etterspørselastisitetene varierer på tvers av brensler, sektorer og land. I kapittel 6 drøfter vi hvordan (kvantums)endringer i salg av norsk gass påvirker produsentprisen i Nordsjøen og Norges eksportinntekter. Dessuten identifiserer vi virkninger av at Russland selger mer gass. I kapittel 7 drøfter vi virkninger av at alle aktører i modell-landene blir pålagt CO₂ skatter, mens vi i kapittel 8 drøfter hvordan energiskatter påvirker produsentprisen på gass i Nordsjøen. Vi ser både på tilfellet der nye energiskatter kommer i tillegg til dagens skatter, og tilfellet der nye energiskatter kommer i stedet for dagens energiskatter. I begge tilfeller antar vi at den nye energiskatten er den samme for alle brensler pr. energienhet ("uniform forbruksavgift på energi").

2 Deregulering av energimarkedene i Europa – teoretisk drøfting

Formålet med dette kapittelet er å gi en kort teoretisk drøfting av effekter ved å liberalisere dagens vest-europeiske energimarkeder. Tradisjonelt har disse markedene vært kjennetegnet ved bl.a. prisdiskriminering, dvs. at ”samme vare” selges til to forskjellige priser. Dette betyr at de observerte prisforskjellene ikke utelukkende reflekterer faktiske kostnadsforskjeller ved å lever samme fysiske vare til forskjellige kjøpere. Hvis transportkostnaden for leveranser til en kjøper er 1 krone, mens transportkostnaden for leveranser til en annen kjøper er 5 kroner, hersker det prisdiskriminering hvis prisforskjellen mellom de to kjøperne ikke er 4 kroner.

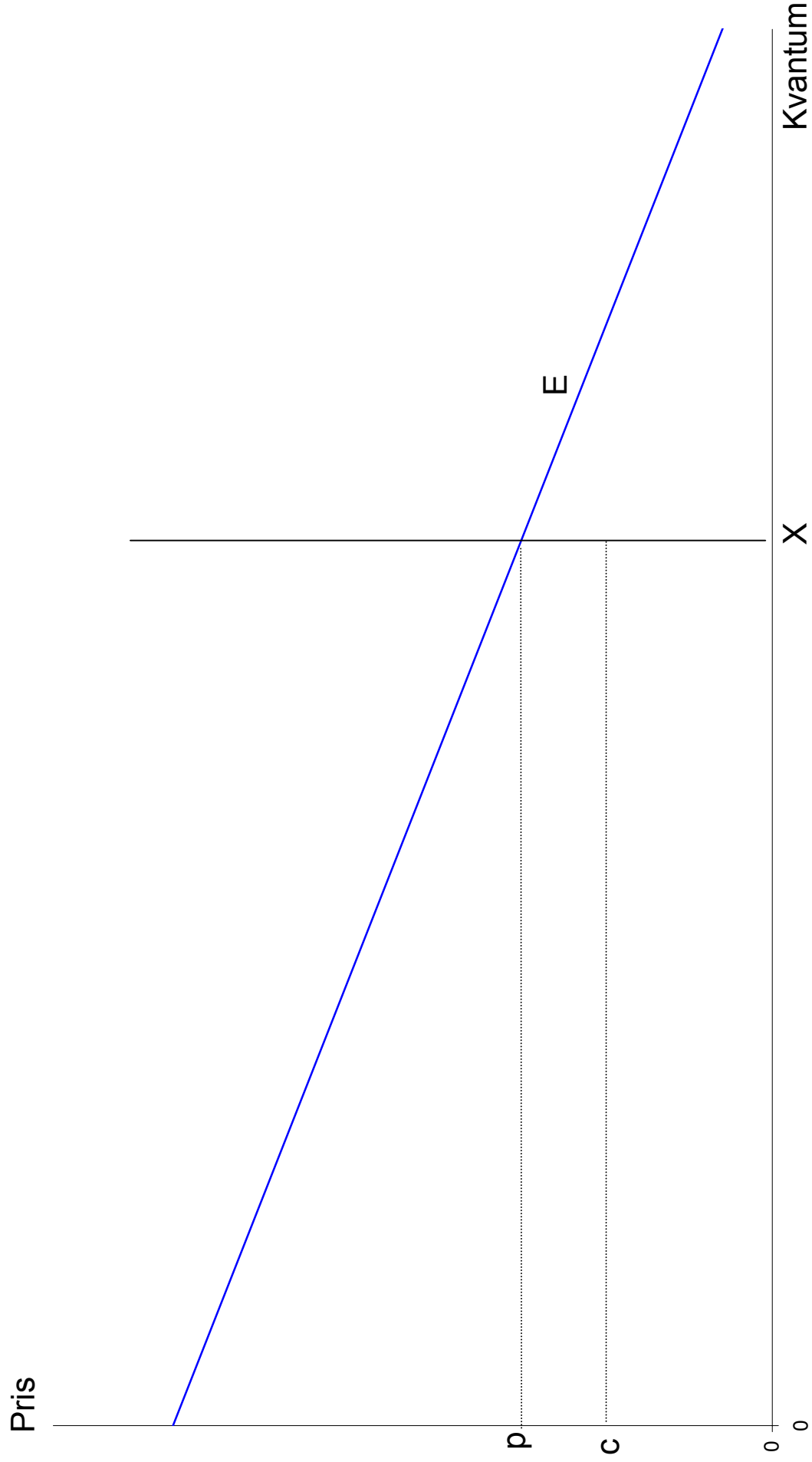
Prisdiskriminering kan oppstå som følge av at i) selger utnytter sin markedsrett og ii) kjøpernes prisfølsomhet varierer. Det siste innebærer at for en gitt prisøkning reduserer noen kjøpere sine etterspurte kvanta mer enn andre. I henhold til økonomisk teori er det kjøpere som er lite prisfølsomme (små endringer i etterspurt kvantum som følge av en gitt prisendring) som vil måtte betale den høyeste prisen. I gassmarkedene har tradisjonelt småkundene, f.eks. husholdninger, være prisdiskriminert. Det er vanlig å anta at disse kundene har færre alternative leveranser av energi enn storkunder. Andre forhold kan også forklare den observerte prisdiskrimineringen.

I det følgende skal vi drøfte hvordan en liberalisering påvirker pris og omsatt mengde. Av pedagogiske hensyn skiller vi mellom to tilfeller;

- i) liberalisering når mengden av varen er gitt (f.eks. gassmarkedet på kort sikt)
- ii) liberalisering når mengden av varen er variabel.

Vi starter med tilfellet der det fins en gitt tilgjengelig mengde av varen, og der varen omsettes i ett marked. Forutsetningen om en gitt mengde av en vare kan være relevant for gassmarkedet på kort sikt, enten p.g.a. at det tar tid å endre utvinningen eller p.g.a. forpliktelsene som følger fra tidligere inngåtte kontrakter. I figur 1 symboliserer X den gitte mengden, og E etterspørselen etter denne varen. Anta først at varen omsettes i et marked som er gjenstand for reguleringer, f.eks. at prisen for transporttjenester er regulert til c . Hva er da effekten av en deregulering, dvs. hvordan vil endringer i transportprisen påvirke prisen til brukerne?

Figur 1: Ett gassmarked



Det følger fra etterspørselskurven E at alle kjøperne betaler p for varen. Denne prisen er uavhengig av transportprisen. Endret transportpris vil derfor ikke påvirke prisen til brukerne, bare inntekten til transportøren og produsentene. Jo lavere transportpris, jo høyere blir inntekten til produsentene.

Anta så at den gitte mengden av varen (X) omsettes i to markeder. De to markedene betegnes 1 og 2. I figur 2 er E_1 etterspørselen i marked 1, mens E_2 er etterspørselen i marked 2. Tilsvarende er g_1 grenseinntekten i marked 1, mens g_2 er grenseinntekten i marked 2.¹ I figur 2 er E samlet etterspørsel fra de to markedene, dvs. kurven E angir hvor mye alle kjøperne til sammen ønsker å kjøpe til ulike priser. Endelig er g samlet grenseinntekt.

Under fullkommen konkurranse er makedsliekevekten kjennetegnet ved likhet mellom samlet etterspørsel (E) og samlet tilbud (X), jf. punktet FK i figuren. Da vil alle varene omsettes til prisen p_{FK} . Fra figur 2 ser vi at etterspørerne i marked 1 vil kjøpe x_1 enheter, mens etterspørerne i marked 2 vil kjøpe x_2 enheter.² Videre ser vi fra figuren at under denne løsningen er grenseinntekten i marked 1 lik a_1 , mens grenseinntekten i marked 2 er a_2 . Siden a_2 er større enn a_1 tjener produsentene mer på den siste enheten de selger i marked 2 enn i marked 1. Dette betyr at hvis det er mulig (se nedenfor) å omfordele salget slik at mer selges i marked 2, vil samlet salgsinntekt øke. En slik omfordeling innebærer imidlertid at den samme varen vil bli solgt til forskjellige priser i de to markedene (høyest pris i marked 1), dvs. produsentene prisdiskriminerer. Det må derfor være juridisk og fysisk mulig å foreta prisdiskriminering, noe som bl.a. innebærer at det ikke kan foregå handel mellom de to markedene.

Det følger fra diskusjonen ovenfor at det beste for produsentene er å omfordele totalkvantumet helt til grenseinntektene er like i de to markedene (lik verdien a i figur 2). Da vil samlet inntekt til produsentene være maksimal, dvs. gjennomsnittsinntekten (samlet salgsinntekt delt på omsatt kvantum X) er høyest mulig. Dette betyr motsatt at

¹ Grenseinntekten uttrykker økningen i samlet inntekt som følge av at ytterligere en enhet blir solgt. Grenseinntekten består av to komponenter. For det første mottar selger inntekt fra en enhet til. På den annen side reduseres prisen i markedet som følge av at en enhet til er lagt ut til salg (fallende etterspørselskurve). Siden alle enhetene selges til samme pris, reduseres inntekten fra de øvrige enhetene når ytterligere en enhet selges.

hvis det foregår prisdiskriminering, og diskrimineringen opphører, så faller gjennomsnittsprisen. Dette er en effekt vi vil finne igjen i kapittel 4, der vi presenterer virkninger av en omfattende liberalisering av gass- og kraftmarkedene i Vest-Europa.

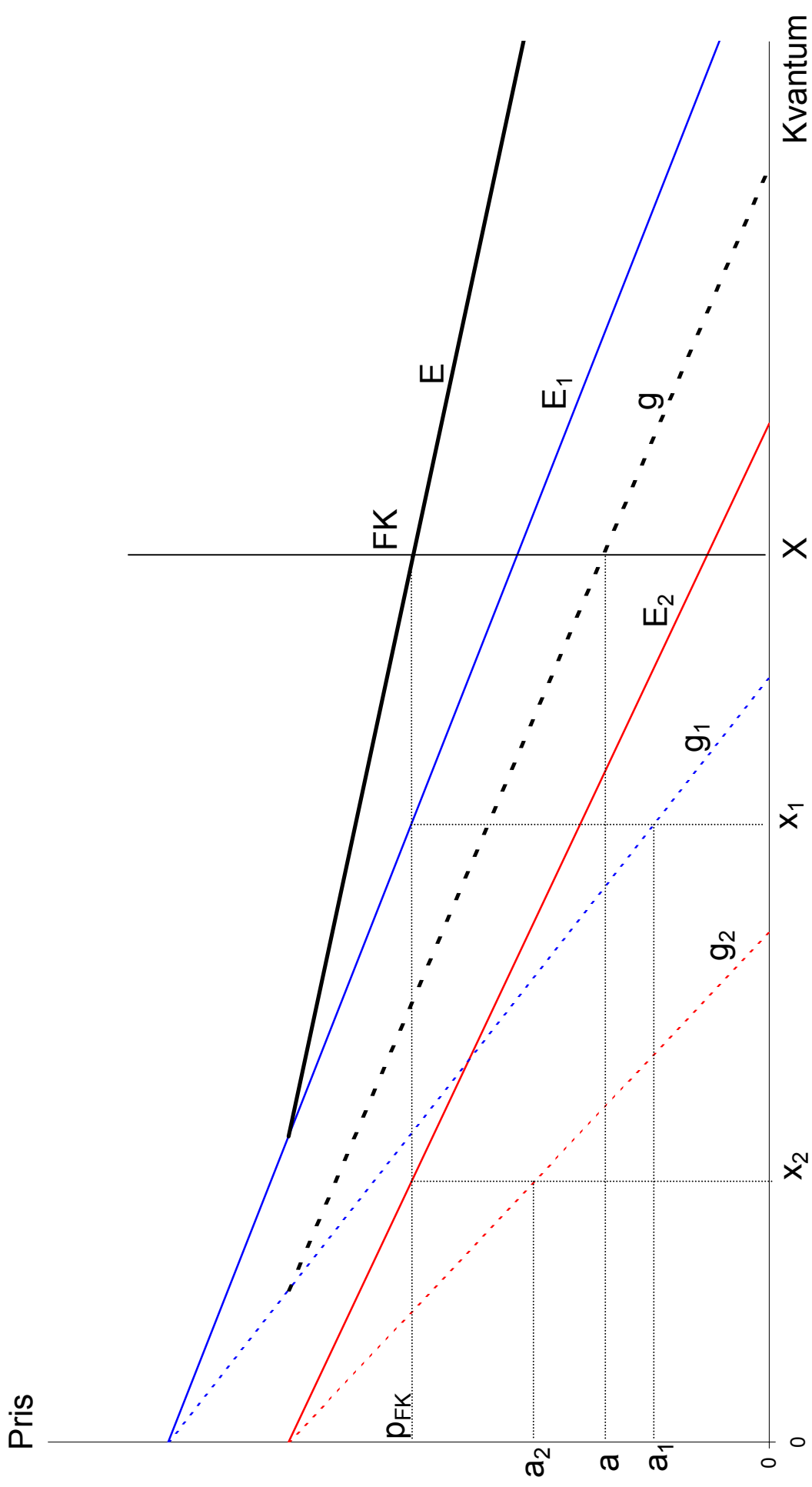
Så langt har vi diskutert virkninger av en liberalisering når mengden av den tilbudte varen (gassen) er gitt. Vi skal nå se på tilfellet der den tilbudte mengden ikke er gitt. I figur 3 er igjen etterspørselskurven angitt ved E , mens g angir grensekostnadskurven. Den stigende kurven angir markedets grensekostnad, dvs. merkostnaden ved å frembringe ytterligere en enhet av varen når samlede produksjonskostnader er så lave som mulig (kostnadseffektivitet).

Anta først at produsentene har sluttet seg sammen til et monopol. Da er markedsløsningen (monopolløsningen) kjennetegnet ved likhet mellom grenseinntekt og grensekostnad. Monopolisten selger kvantumet x_M og mottar prisen p_M . Hvis monopolisten øker kvantumet utover x_M , vil han tape penger fordi den tilhørende inntektsøkningen (grenseinntekten) er mindre enn den tilhørende merkostnaden knyttet til å produsere ytterligere en enhet til (grensekostnaden). Og motsatt: Hvis monopolisten reduserer sitt kvantum fra x_M , taper han penger fordi den tilhørende reduksjonen i salgsinntekt (grenseinntekten) er større enn den tilhørende kostnadsbesparelsen (grensekostnaden).

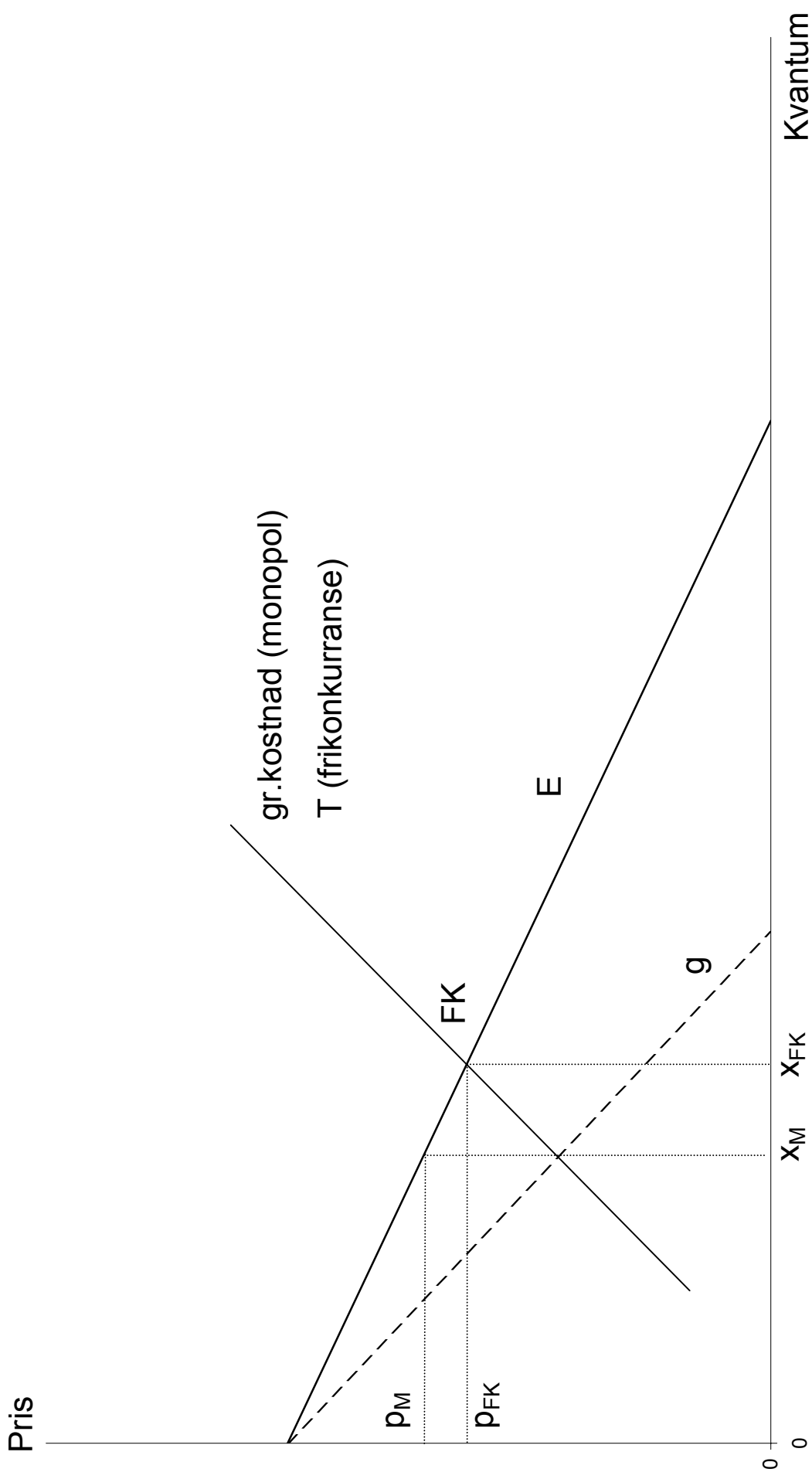
Anta nå at f.eks. gjennom lovregulering blir monopolet brutt opp i mange små enheter. Hver produsent vil ta prisen for gitt, og markedsformen endres fra monopol til fullkommen konkurranse. Hver produsents tilpasning er nå karakterisert ved likhet mellom pris og grensekostnad. Markedets grensekostnadskurve (den stigende kurven i figuren) angir derfor også hvor mye produsentene til sammen ønsker å selge for ulike priser (tilbudskurven T). I figur 3 er markedsløsevekten under fullkommen konkurranse angitt ved punktet FK . Omsatt kvantum er x_{FK} og varen omsettes til prisen p_{FK} . Vi ser at overgangen fra monopol til fullkommen konkurranse leder til en prisreduksjon. Siden prisen er lavest under fullkommen konkurranse, mens (den fallende) etterspørselskurven er den samme i begge markedsformene, må omsatt kvantum være høyest under fullkommen konkurranse, se figur 3.

² Vi finner disse kvantaene ved å se hvor prisen p_{FK} skjærer hver av etterspørselskurvene.

Figur 2: To gassmarkeder



Figur 3: Monopol versus frikonkurranse



De europeiske kraftmarkedene har tradisjonelt vært karakterisert ved ulike regionale monopoler og konkurransebegrensende reguleringer. Når vi derfor presenterer virkninger av en omfattende liberalisering i kapittel 4, vil finne igjen effektene av økt konkurranse (lavere pris og økt kvantum) i kraftmarkedet. Lavere kraftpris vil slå inn i gassmarkedet. Siden sluttbrukerne kan velge mellom ulike energivarer, vil de substituere seg mot den varen som har blitt relativt billigere (kraft), dvs. de vil substituere seg bort fra bl.a. gass. Lavere kraftpris vil derfor bidra til å redusere etterspørselen etter gass, slik at prisen på gass faller.

På sikt er det mulig at også oppstrømssiden av det europeiske gassmarkedet, som tradisjonelt har vært kjennetegnet ved få tilbydere, skifter karakter i retning av økt konkurranse:

- En liberalisering av nedstrømssiden av det europeiske gassmarkedet innebærer mer gjennomsiktighet og åpenhet. En sammenslutning som GFU kan bli forbudt ved lov, og det blir letter med nyetableringer i alle deler av markedet. Dermed kan antall aktører på tilbudssiden øke.
- En liberalisering av nedstrømssiden av det europeiske gassmarkedet innebærer at det etableres et spotmarked. Dermed endres den strategiske posisjonen til tilbyderne. Med konkurranse på nedstrømssiden kan utvinnerne av gass - gjennom kjøp av transporttjenester - levere gassen direkte til brukerne. Dermed vil tilbyderne i større grad konkurrere direkte mot hverandre.
- Golombek, Gjelsvik og Rosendahl (1998) analyserer – innenfor en formell økonomisk modell - virkninger av at det etableres et spotmarked for gass i Vest-Europa (se ovenfor). Tilbyderne av gass omfatter Norge, Nederland og Storbritannia, samt Algerie og Russland. Grunnet politiske forhold i Algerie og Russland antas det at gass-salget fra disse landene ikke avhenger av økonomiske forhold (gitt salg). For de tre øvrige landene antas det at utvinnerne av gass søker maksimal profitt. Ettersom det er et begrenset antall produsenter i de tre landene, er det antatt at hver produsent vet, og tar hensyn til, at endringer i eget salg påvirker markedsprisen, og dermed egen profitt (Cournot spill).

For et gitt antall produsenter i hvert av de to andre landene, f.eks. en i hvert land, eller to i hvert land, undersøker forfatterne om det tredje landet har insentiv til å splitte opp sin(e) produsent(er). De finner at generelt har det tredje landet insentiv til en slik oppsplitting. Rett nok vil en oppsplitting øke konkurransen, men alt i alt vil landet som splitter opp sin(e) produsent(er) få en større markedsandel. For et gitt antall produsenter i de to øvrige landene fins det et optimalt antall produsenter i det tredje landet.³ Dette optimale antallet er større jo flere produsenter som fins i de to øvrige landene. Men siden dette er tilfelle for alle de tre landene, vil en oppsplitting fra ett land bli besvart med en oppsplitting fra et annet land, som igjen besvares med en oppsplitting, osv. Forfatterne konkluderer derfor at antall produsenter (i modellen) vil øke mot uendelig. Dette betyr at gitt at det er etablert effektiv konkurranse på nedstrømssiden, så vil markedet sørge for en oppsplitting av utvinnerne slik at det også blir etablert effektiv konkurranse på oppstrømssiden. Denne teoretiske studien predikerer derfor at etter at nedstrømssiden er liberalisert, vil de norske gasselgerne opptre uavhengig av hverandre, dvs. mer som frikonkurranseaktører.

³ En oppsplitting har to effekter på samlet nasjonal profitt (jf. grenseinntekten til en monopolist). Landet mottar profitt fra den nye produsenten, men profitten fra de øvrige nasjonale produsentene reduseres.

3 En empirisk modell for energimarkedene i Vest-Europa

Vi studerer virkninger av en omfattende liberalisering av energimarkedene i Europa innenfor en statisk empirisk generell likevektsmodell (LIBEMOD). I modellen er markedene effektive ved at det hersker fullkommen konkurranse etter at en omfattende liberalisering har funnet sted. Videre er markedene integrerte ved at det kan handles med energivarer både mellom brukere i samme land, og mellom brukere i forskjellige land. Kombinasjonen av effektive og integrerte gass- og kraftmarkeder sikrer at alle arbitrasjegevinster er uttømt: det ikke er mulig å tjene penger ved å kjøpe gass eller kraft i ett marked, transportere varen til et annet marked, og så selge varen. Følgelig er modellens løsning (likevekt) kjennetegnet ved at alle prisforskjeller mellom sluttbrukerne utelukkende avspeiler kostnadsforskjeller ved transport og skatteforskjeller. I den forstand fins det ett marked for gass i Vest-Europa, og ett marked for kraft i Vest-Europa.

Viktige trekk ved modellen er som følger:

- Modellen fokuserer på konkurransesituasjonen mellom alle energivarer; olje, kull, gass og kraft. Modellen fastlegger prisene på alle energivarene, samt bestemmer konsum, produksjon og handel med energivarer på nasjonalt nivå i Vest-Europa.
- Etterspørselen etter energi er disaggregert. Modellen omfatter 13 europeiske land, inkludert Norge. I hvert land etterspør tre sektorer olje, kull, gass og kraft. Mens det er årsetterspørsel etter fossile brenslere, rommer modellen fire periodemarkeder for kraft (sommer/vinter, dag/natt).
- I hvert land fins det en rekke teknologier for produksjon av kraft. Hovedkategoriene er i) gasskraft, ii) oljekraft, iii) kullkraft, iv) pumpekraft, v) magasinkraft, vi) atomkraft, vii) søppelkraft og viii) fornybare energikilder. Innen hver kategori fins det mange kraftverk, men disse har forskjellig effektivitet.
- Alle energivarer handles internasjonalt. Handelen med gass og kraft skjer gjennom transmisjonsledninger.
- Kapasitetene i alle internasjonale transmisjonsledninger er gitt. Dessuten har alle kraftverk en gitt produksjonskapasitet.

Nedenfor følger en mer detaljert beskrivelse av modellen:

1. *Markedsstruktur*. Fullkommen konkurranse i omsetningen av alle energivarer.
2. *Region*. Modellen omfatter 13 europeiske land; Belgia, Danmark, Finland, Frankrike, Italia, Nederland, Norge, Spania, Storbritannia, Sveits, Sverige, Tyskland og Østerrike. Dessuten spesifiserer modellen andre land, bl.a. Algerie og Russland, som er nettoeksportører av energivarer.
3. *Energivarer*. Modellen opererer med fire varer; olje, kull, gass og kraft.
4. *Energimarkeder*. Olje omsettes i et verdensmarked, og kull omsettes i et verdensmarked. Gass og kraft omsettes i hvert sitt integrerte europeiske marked.
5. *Perioder*. Alle fossile brensler omsettes i årsmarkeder. Variasjoner i etterspørselen over året utjevnes ved lagerjusteringer. Siden elektrisitet ikke kan lagres, må etterspørselsendringer momentant matches med produksjonsendringer. Modellen opererer derfor med fire periodemarkeder for kraft: sommerdag, sommernatt, vinterdag og vinternatt.
6. *Etterspørsel etter energi*. Modellen opererer med tre etterspørselsgrupper: "husholdninger", "industri" og kraftproduksjon. Sektoren "husholdninger" omfatter primært husholdninger og tjenesteyting, mens "industri" rommer alle sektorer bortsett fra "husholdninger" og kraftproduksjon. Sektorene husholdninger og industri etterspør alle de fire energivarene. I hvert land, og for hver energivare, har både husholdninger og industri fallende etterspørselsfunksjoner. Disse er kalibrert ved å ta utgangspunkt i de observerte markedspunktene i modellens basisår (1996), samt etterspørsel弹弹弹. Strukturelle forskjeller i etterspørselen er tatt hensyn til ved at etterspørsel弹弹弹 varierer mellom land, energivarer og sluttbrukere. Etterspørselen etter en vare, f.eks. gass, avhenger av prisen på denne varen, men også av prisen på alle andre energivarer.

Fossile brensler blir også etterspurt av varmekraftprodusentene, f.eks. etterspør gasskraftprodusentene gass. Hvert kraftverk har en gitt (konstant) effektivitet som angir hvor mye energi (f.eks. gass) som trengs for å produsere 1 kWh. Hvis det er lønnsomt å produsere kraft, utnytter et kraftverk hele sin gitte kapasitet. Etterspørselen etter gass fra alle gasskraftverkene er derfor høyere jo lavere prisen på gass er, og jo høyere prisen på kraft er.

Landene utenfor regionen er representert ved aggregerte fallende etterspørselsfunksjoner etter olje og kull.⁴

7. *Tilbud av fossile brensler.* Hvert modell-land utvinner en gitt mengde av hvert fossile brensel. Denne mengden er lik observert utvinning i modellens basisår (1996).

Landene utenfor regionen er representert ved stigende aggregerte tilbudsfunksjoner for olje og kull. Endelig har enkelte land, primært Algerie og Russland, et gitt mengde gass som tilbys i det europeiske gassmarkedet. Mengdene er satt lik faktisk nettoeksport til Vest-Europa i modellens basisår.

8. *Tilbud av kraft.* Hvert modell-land har tilgang til en rekke teknologier for fremstilling av kraft. Hovedkategoriene er i) gasskraft, ii) oljekraft, iii) kullkraft, iv) pumpekraft, v) magasinkraft, vi) atomkraft, vii) søppelkraft og viii) fornybare energikilder (alle hovedkategoriene fins ikke i alle land). Innen hver kategori fins det mange kraftverk, men disse har forskjellig effektivitet.

Alle kraftverk må ta ned anlegget i deler av året, bl.a. p.g.a. vedlikehold og utbedringer. Maksimal driftstid er derfor lavere enn kraftverkene rapporterte kapasitet. For varmekraftprodusenter har vi antatt at maksimal driftstid kan være inntil 90 prosent av rapportert kapasitet.

For atomkraft har vi som en tommelfingerregel satt maksimal driftstid lik observert driftstid i basisåret. Unntaket fra denne regelen er Frankrike, som har

⁴ Vi ser bort fra (de regionale) gass- og kraftmarkedene utenfor Vest-Europa.

mye lavere *observert* driftstid enn de øvrige landene. Dette skyldes trolig at atomkraftkapasiteten i Frankrike er større enn kraftetterspørselen i lavlastperioder (produksjonen er til tider begrenset av økonomiske forhold). Vi har derfor antatt at maksimal driftstid for atomkraft i Frankrike er på nivå med den observerte gjennomsnittlige driftstiden for atomkraft i resten av Europa.

Kraftverk som benytter fossile brensler, samt atomkraftverk, har tre typer kostnader; i) løpende driftskostnader, ii) start-stopp kostnader og iii) vedlikeholdskostnader. De løpende driftskostnadene er primært brenselkostnader, og er regnet som øre/kWh. Hvis et kraftverk produserer bare deler av døgnet, f.eks. produksjon bare om dagen, må verket tas ned om natten og fyres opp igjen om dagen. Sammenliknet med drift hele døgnet påløper det en start-stopp kostnad som primært avspeiler at en del energi benyttes til å fyre opp verket. Strømproduksjonen fra denne energimengden er mindre enn ved ordinær drift. Denne ekstrakostnaden påvirker beslutningen til produsenten. *Hvis* verket produserer på dagtid, øker kostnaden hvis verket velger å ikke produsere om natten. Hvis derimot verket ikke produserer på dagtid, blir kostnaden ved å produsere om natten ekstra stor som følge av at start-stopp kostnaden kommer i tillegg til ordinære driftskostnader. Start-stopp kostnader drar derfor i retning av at verk produserer jevnt over døgnet. Jevnere produksjon av døgnet, kombinert med høyere etterspørsel om dagen enn om natten, bidrar til større prisforskjeller mellom dag og natt (enn uten start-stopp kostnader).

Alle kraftverk må utføre vedlikeholdsarbeid og utbedringer (se ovenfor). Noen vedlikeholdskostnader avhenger av at verket er i drift (driftsbetingede vedlikeholdskostnader), andre ikke. I vår modell må alle verk som er i drift oppnå et ikke-negativt dekningsbidrag, dvs. over året skal samlede driftsinntekter dekke summen av (de løpende) driftskostnadene, start-stopp kostnadene og driftsbetingede vedlikeholdskostnader. De driftsbetingede vedlikeholdskostnadene er en fast kostnad (kr/år), og påvirker derfor utelukkende hvorvidt *et verk* vil produsere eller ikke. Gitt at det er optimalt for et verk å produsere elektrisitet, påvirker derfor ikke denne kostnadskomponenten kraftproduksjonen i hver tidsperiode. Hvis derimot et verk initialt ikke produserer i noen perioder, men verket begynner å produsere i én periode, blir marginalkostnaden i driftsperioden

lik summen av ordinære driftskostnader, start-stopp kostnaden og vedlikeholdskostnaden.

Modellen spesifiserer to vannkraftteknologier: pumpekraft og magasinkraft. Pumpekraftprodusenter kjøper kraft når prisen er lav (typisk om natten). Kraften brukes til å pumpe opp vann, som sendes ned til kraftverket når prisen på kraft er høy (typisk om dagen). Aktiviteten er lønnsom hvis variasjonen i kraftprisen over døgnet er tilstrekkelig stor. Magasinkraftprodusenter samler vann i magasiner, og slipper vannet ned til kraftverket. Siden tilsiget av vann (fra nedbør og snøsmelting) varierer en del over tid, er modellens tall for tilsig basert på gjennomsnittsbetraktninger over flere år (ikke observert tilsig i modellens basisår). Produksjonen av magasinkraft (i alle land) er derfor lik "normalårsproduksjonen", og er derfor ikke lik faktisk produksjon i 1996.

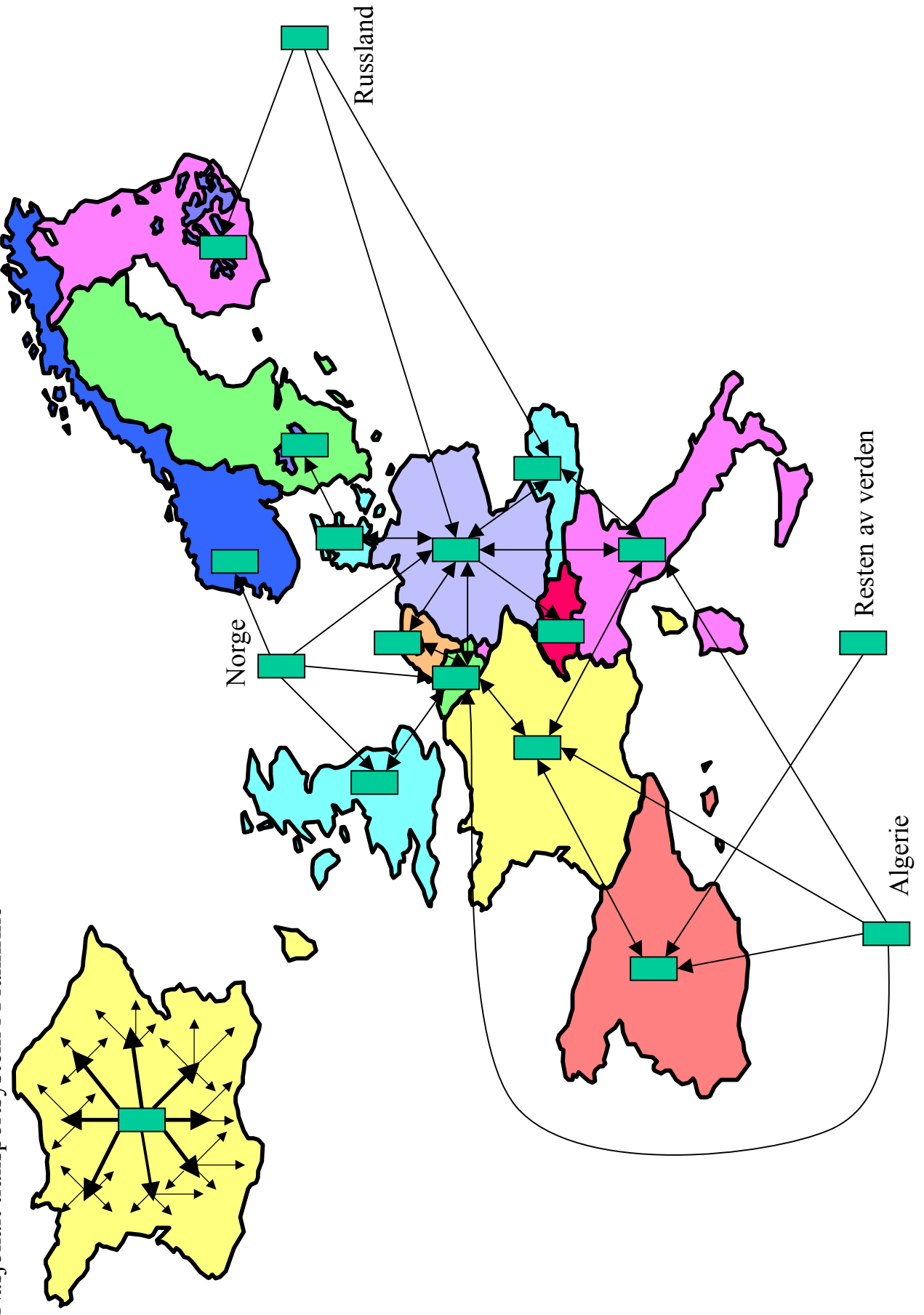
Enkelte land utenfor regionen har en gitt nettoeksport av kraft til det europeiske kraftmarkedet. For hvert land er årlig nettoeksport satt lik observert nettoeksport i modellens basisår. Med bakgrunn i tilgjengelig statistikk er årstallene fordelt på perioder.

9. *Handel.* Alle energivarer handles internasjonalt. Transport av gass og kraft fra produsent til sluttbruker foregår på tre nivåer: internasjonal transport, nasjonal transport og distribusjon.

Vi tenker oss at det i hvert modell-land fins en sentralt plassert markedsnode, se figur 4. Med unntak av norsk utvinning av gass antar vi at gassutvinningen og kraftproduksjonen i modell-landene foregår i disse markedsnodene. I likhet med gass- og krafteksportører fra 3. land er gassutvinningen i Norge representert ved en egen produksjonsnode. Internasjonal transport av gass og kraft skjer gjennom ledninger som enten forbinder en produksjonsnode med en markedsnode, eller forbinder to markedsnoder. Hver ledning mellom nodepar er karakterisert ved en gitt kapasitet.

Figur 4 Gastransport i Europa

Nasjonalt transportsystem i Frankrike



Vi antar at det eksisterer perfekt tredjepartsadgang til det internasjonale transmisjonsnett. Gjennom kjøp av rørtjenester kan alle få fraktet gass (eller kraft) mellom noder. Prisen på internasjonale transporttjenester består av to komponenter. For det første en fast komponent (f.eks. fastsatt av EU), som skal avspeile den totale gjennomsnittskostnaden ved å legge ledningen, inkludert normalforrentning av investert kapital, se Thackeray (1999). For det andre en variabel komponent (skyggeprisen på kapasitetsranken) som skal sikre at etterspørselen etter en transporttjeneste ikke overstiger kapasiteten. I likevekt kan den variable komponenten (skyggeprisen) være null for en rekke transportstrekninger.

Foruten internasjonal transport blir gass og kraft transportert og distribuert i hvert enkelt land. Energien transporteres fra landets markedsnode til lokale distribusjonsverk. Sektoren husholdninger mottar gass og kraft fra lokale distribusjonsverk. Som en forenkling tenker vi oss at sektorene industri og gasskraftverk er direkte koblet til det nasjonale transportsystemet. Mens den nasjonale transportkostnaden er lik mellom alle sektorer, varierer distribusjonskostnaden betydelig mellom husholdninger og industri (samt gasskraftverk). Prisen på nasjonal transport og distribusjon er fast (f.eks. fastsatt av EU), og skal avspeile den totale gjennomsnittskostnaden, inkludert normalforrentning av investert kapital, ved å tilby tjenesten. I motsetning til internasjonal transport ser vi bort fra kapasitetsproblemer ved nasjonal transport og distribusjon.

10. Markedsliekevt. I hvert energimarked er tilbudet lik etterspørselen. For olje og kull gjelder denne likheten på verdensmarkedet, mens den gjelder for gass i det europeiske markedet. I hver periode er tilbud lik etterspørsel i det europeiske kraftmarkedet.

Fra forutsetningene om gitt utvinning av gass i modell-landene og gitt nettoeksport av gass til Vest-Europa, følger det at samlet konsum av gass i modell-landene er lik samlet konsum i basisåret. Modellen bestemmer imidlertid prisen på gass, og hvor mye gass som anvendes i ulike sektorer (husholdninger, industri og gasskraftproduksjon) i hvert modell-land.

For hver vare avspeiler prisforskjellene mellom sluttbrukerne utelukkende kostnadsforskjeller ved transport og skatteforskjeller. Tilsvarende avspeiler forskjellene mellom produsentprisene utelukkende kostnadene knyttet til transport (inkludert skyggeprisene på transportkapasitetene) mellom nodene.

11. *Kapasiteter.* I modellen er kapasitetene for de internasjonale transmisjonsledningene gitte. Også kapasitetene i kraftverkene er gitte. Alle kapasitetene er lik de faktiske verdiene i modellens basisår. Modellen finner markedslivekten, gitt disse kapasitetene (korttidsmodell).

12. *Basisår.* Modellen har 1996 som basisår. Modellen søker derfor å besvare det *hypotetiske* spørsmålet: Hva ville priser og kvanta vært i det vest-europeiske gass- og kraftmarkedet i 1996 hvis det hadde blitt gjennomført en omfattende liberalisering (tidlig) i 1996? Resultatene fra våre analyser kan ikke uten videre benyttes til å avgjøre effekter av en hypotetisk liberalisering i f.eks. 2000. Men siden liberaliseringen av energimarkedene neppe er kommet vesentlig lenger i (begynnelsen av) 2000 enn den var i 1996, og det er fremdeles betydelig overkapasitet i kraft- og transmisjonssektorene i Europa, vil vi trolig få *samme type effekter* av en liberalisering i 2000 som de modellen predikerer for basisåret 1996.

Generelt påvirkes *alle* variable som er bestemt av modellen (endogene variable) av skifte i variable som ikke er bestemt av modellen (eksogene variable). Hvis f.eks. eksporten av russisk gass til Tyskland øker, vil gasskonsumet i Tyskland øke, og prisen på gass i Tyskland presses ned. Lavere gasspris gir insentiv til å eksportere en del av gassen til andre land. Dermed endres også konsumet og prisen på gass i alle andre land. Siden gass konkurrerer med de andre fossile brenslene i sluttforbruket av energi, vil lavere pris på gass redusere etterspørselen etter både olje og kull. Prisen på verdensmarkedene vil derfor falle (marginalt). Lavere gasspris styrker lønnsomheten til gasskraftprodusentene, men konkurransefordelen blir marginalt svekket av at også lønnsomheten til olje- og kullkraftprodusenter bedres (p.g.a. marginalt fallende priser på verdensmarkedet). Kostnadsreduksjonene i kraftsektoren innebærer økt kraftproduksjon og lavere pris på kraft i alle land, dessuten endres sammensetningen

av kraftproduksjonen. Lavere kraftpris påvirker konkurranseforholdet mellom kraft og fossile brensler i sluttforbruket av energi, osv. Den generelle likevektsmodellen regner ut den nye markedsløsningen når *alle* reperkusjoner er tatt hensyn til. I den nye likevekten vil fremdeles prisforskjellene mellom sluttbrukerne utelukkende avspeile kostnadsforskjeller ved transport og skatteforskjeller.

4 Basis scenarioet⁵

I dette kapitlet skal vi rapportere resultater fra den empiriske modellen. Med utgangspunkt i etterspørselsfunksjonene, produksjonsforholdene, transmisjonsnettverkene og kapasitetene i basisåret finner vi markedsløsningen (basislikevekten) etter at gass- og kraftmarkedene i Vest-Europa er liberalisert. I de neste avsnittene skal vi studere hvordan basislikevekten endres når en eller flere av de bakenforliggende forholdene skifter, f.eks. utvinningen av gass i Norge.

4.1 Gasspriser

Deregulering av energimarkedene leder til at gassprisene faller. Siden samlet tilgang av gass er gitt, jf. kapittel 3, leder konkurransen til en omfordeling av gasskonsumet. Husholdningssektoren, som tradisjonelt har betalt langt mer enn det kostnadene ved leveranser skulle tilsi, får tilgang til billigere gass. Prisen mellom brukergruppene (korrigert for kostnadsforskjeller) utjevnes, og gasskonsumet øker i husholdningssektoren (med 1-2 prosentpoeng). Den gjennomsnittlige produsentprisen på gass faller fordi prisdiskrimineringen har opphørt. Dessuten forsterkes gassprisreduksjonen av at prisen på kraft har falt, se nedenfor. I vår modell faller kraftprisen prosentvis mer enn gassprisen. Sluttkunderne substituerer seg derfor fra gass mot kraft, mens etterspørselen etter gass fra gasskraftprodusentene faller pga. svekket lønnsomhet (lavere kraftpris).

Produsentprisen på gass (veid over modell-land) er 60 øre/Sm³, mens produsentprisen i Nordsjøen er 50 øre/Sm³ (85,8 USD/toe), se tabell 1. Siden alle arbitrasjevinster er uttømt, reflekterer forskjellene i gassprisene kun skatteforskjeller og kostnadsforskjeller mellom land, inkludert eventuelle positive skyggepriser på internasjonal transportkapasitet (positiv skyggepris avspeiler full kapasitetsutnyttelse). En nærmere analyse av resultatene viser at det kun for to rørledninger er full kapasitetsutnyttelse i basislikevekten.⁶

⁵ Tallene i dette kapitlet avviker marginalt fra tilsvarende tall i Aune, Golombek, Kittelsen og Rosendahl (2000). Dette skyldes at dataene for transmisjonskapasiteter for gass er litt forskjellige i de to rapportene.

⁶ Følgende gassrørledninger har full kapasitetsutnyttelse (tallene i parentes er skyggeprisene regnet i USD/toe): Russland-Tyskland (8,2 og Russland-Finland (50,8).

Brukerprisen på gass (veid over modell-land og sektorer) er 148 øre/Sm³ (24 prosent lavere enn i 1996). I husholdningssektoren reduseres brukerprisen med 31 prosent. For industrisektoren og kraftsektoren er prisreduksjonene h.h.v. 6 og 1 prosent. Tabell 1 viser også brukerprisen for ulike sektorer i Frankrike, Italia og Tyskland. Vi ser at for kundene i industrien og kraftsektoren er gassprisene relativt like på tvers av de tre landene. Derimot er husholdningsprisen i Italia betydelig høyere enn i Frankrike og Tyskland. Forskjellen avspeiler primært skatteforskjeller mellom Italia og de to andre landene.

Tabell 1. Gasspriser (øre/Sm³). Tall for 1996 i parentes.

	Produsentpriser	Konsumentpriser		
		Husholdninger	Industri	Kraftverk
Frankrike	65.7 (-)	208.5 (306.0)	115.4 (105.3)	115.3 (79.0)
Italia	65.7 (-)	354.9 (477.0)	107.6 (128.7)	96.6 (99.5)
Tyskland	64.3 (-)	203.5 (285.5)	118.4 (131.1)	117.6 (112.3)
Alle 13 land	59.8 (-)	200.2 (292.6)	100.6 (106.8)	85.1 (94.6)

4.2 Kraftpriser

Deregulering av kraftmarkedet leder til et kraftig prisfall på elektrisitet (sammenliknet med basisåret 1996). Prisfallet, som regnet i prosent er sterkere enn prisreduksjonen for gass, reflekterer dels økt konkurranse innen hvert land, dels at alle arbitrasjegevinster ved handel med kraft er uttømt, og dels at deler av den ledige produksjonskapasiteten blir brukt til å øke kraftproduksjonen. *Sluttbrukerprisen* for kraft (veid over alle modell-land, sluttbrukere og perioder) er 37,1 øre/kWh, dvs. 52 % lavere enn i 1996. Reduksjonen er noe større for husholdninger (55 %) enn for industri (43 %). Prisreduksjonen varierer mellom land, og spenner fra 5 % til 67 %.

Produsentprisen for kraft (veid over alle modell-land og perioder) er 21,6 øre/kWh. De landspesifikke produsentprisene løper fra 19 til 27 øre/kWh.⁷ I Norge er produsentprisen 19,4 øre/kWh, som er litt lavere (5 prosent) enn observert pris i 1996. Det er imidlertid viktig å understreke at mens den faktiske prisen i 1996 reflekterer

⁷ Produsentprisene er: Belgia 24 øre/kWh, Danmark 19 øre/kWh, Finland 21 øre/kWh, Frankrike 18 øre/kWh, Italia 27 øre/kWh, Nederland 21 øre/kWh, Norge 19 øre/kWh, Spania 23 øre/kWh, Storbritannia 20 øre/kWh, Sveits 25 øre/kWh, Sverige 21 øre/kWh, Tyskland 23 øre/kWh og Østerrike 25 øre/kWh.

tørrår i Norge, har vi i modellen antatt at nivået på magasinkraftproduksjonen (i alle land) svarer til et år med ”normalt” tilsig av vann, jf. kapittel 3. Hvis 1996 hadde vært et normalår, ville observert pris (i 1996) vært lavere, og trolig lavere enn 19 øre/kWh.⁸

Produsentprisene, og dermed sluttbrukerprisene, varierer over året (sommer vs. vinter, dag vs. natt). Prisvariasjonene avspeiler dels at etterspørselen etter kraft varierer over året, dels at (den totale) marginalkostnaden for kraftproduksjon stiger ved økt elektrisitetsproduksjon, og dels at start-stopp kostnaden bidrar til økte prisforskjeller mellom dag og natt, jf. kapittel 3. Produsentprisen (veid over alle modell-land og sektorer) er høyest på vinterdag (25,2 øre/kWh), nest høyst på sommerdag (23,8 øre/kWh), nest lavest på vinternatt (17,2 øre/kWh) og lavest på sommernatt (17,1 øre/kWh). For enkelte land (Norge og Sverige) er prisen på sommerdag, sommernatt og vinternatt den samme, mens prisen på vinterdag er noe høyere (ca. 3,5 øre/kWh).⁹ For de øvrige landene varierer prisene mellom alle tidsperiodene. På det meste er forskjellen mellom høyeste og laveste produsentpris ca. 10 øre/kWh (Italia, Nederland og Storbritannia).¹⁰

4.3 Bruk av gass

Siden samlet tilgang av gass er gitt, er samlet bruk av gass i basislikevekten lik faktisk bruk i 1996. Imidlertid er sammensetningen av gassen, både på tvers av land og på tvers av sektorer, endret, se tabell 2. For gruppen av alle de 13 landene øker bruken av gass i husholdningssektoren med 1 prosentpoeng, mens bruken i industrisektoren reduseres tilsvarende. På nasjonalt nivå er imidlertid endringene i gassbruken større. I Frankrike stiger bruken i husholdningssektoren med 3 prosentpoeng. Økningen motsvares av en liten reduksjon i industrien, samt at gasskraftverkene i Frankrike fases ut. I Tyskland stiger bruken av gass i husholdningssektoren med hele 12 prosentpoeng, mens bruken av gass i industrien stiger med 7 prosentpoeng. Økningen motsvares av at nesten hele gasskraftsektoren fases ut.

⁸ I de to ”normalårene” 1994 og 1997 var spotprisen på Nordpool h.h.v. 18,3 øre/kWh og 13,5 øre/kWh, mens spotprisen var 25,4 øre/kWh i tørråret 1996.

⁹ I Norge er prisen på vinterdag og vinternatt h.h.v. 21,8 øre/kWh og 18,2 øre/kWh. Den lave forskjellen mellom periodene avspeiler at i ”magasinkraftlandene” Norge og Sverige utjevnes etterspørselssvingningene ved å overføre vann (i magasin) mellom periodene.

¹⁰ Verdensmarkedsprisene på kull og olje endres bare marginalt.

Tabell 2. Bruk av gass i prosent av total gassbruk. Tall for 1996 i parentes.

	<i>Husholdninger</i>	<i>Industri</i>	<i>Kraftverk</i>
Frankrike	60 (57)	40 (41)	0 (2)
Italia	45 (43)	36 (35)	19 (22)
Tyskland	62 (50)	38 (31)	1 (19)
Alle 13 land	49 (48)	31 (32)	20 (20)

4.4 Produksjon og konsum av elektrisitet

Lavere kaftpris avspeiler at konsumet av elektrisitet har økt. For alle modell-landene øker konsumet med 14 prosent. Samlet produksjon øker tilsvarende. Produksjonsøkningen er spesielt stor for pumpekraft (71 prosent)¹¹ og kullkraft (49 prosent), men også gasskraft øker en del (10 prosent). Derimot reduseres produksjonen av oljekraft med 22 prosent. Med unntak av Østerrike øker kraftproduksjonen i alle land. Økningen (i prosent) er spesielt stor i Nederland (primært pga. økt gasskraftproduksjon), Belgia (primært pga. økt kull-, gass- og pumpekraftproduksjon), Danmark (primært pga. økt kull- og gasskraftproduksjon) og Storbritannia (primært pga. økt kull- og gasskraftproduksjon).

Sammensetningen av kraftproduksjonen (etter teknologi) endres noe som følge av liberaliseringen. Etter liberaliseringen er kullkraft den største teknologien for gruppen av de 13 landene (produksjonsandel på 35 prosent mot 29 prosent initialt), se tabell 3a-3d. Atomkraft, som øker produksjonen marginalt, er den nest største teknologien (produksjonsandel på 31 prosent mot 35 prosent initialt). Magasinkraft, som er den tredje største teknologien, har en produksjonsandel på 15 prosent (13 prosent initialt).¹² Gasskraftens andel faller med 1 prosentpoeng (fra 13 til 12 prosent), mens oljekraftens markedsandel faller med 2 prosentpoeng (fra 7 til 5 prosent).

¹¹ Økt pumpekraftproduksjon kan avspeile at i basislikevekten er prisforskjellene mellom dag og natt større enn i basisåret 1996.

¹² Økningen i magasinkraft avspeiler at vi har antatt normalårsnedbør i basis scenarioet, noe som svarer til en viss økning sammenliknet med faktisk nedbør i 1996.

Tabell 3a. Kraftproduksjon i Frankrike. Produksjonsandel og kapasitetsutnyttning (prosent). Tall for 1996 i parentes.

	<i>Produksjonsandel</i>	<i>Kapasitetsutnyttingsandel</i>
Magasinkraft	12 (13)	38 (36)
Pumpekraft	0 (1)	6 (13)
Gasskraft	0 (1)	0 (52)
Kullkraft	12 (6)	77 (32)
Oljekraft	2 (1)	15 (8)
Atomkraft	73 (77)	84 (76)
Søppelkraft	0 (0)	45 (44)
Vind, sol og geovarme	0 (0)	26 (25)
Totalt	100 (100)	63 (53)

Tabell 3b. Kraftproduksjon i Italia. Produksjonsandel og kapasitetsutnyttning (prosent). Tall for 1996 i parentes.

	<i>Produksjonsandel</i>	<i>Kapasitetsutnyttingsandel</i>
Magasinkraft	15 (18)	35 (37)
Pumpekraft	1 (2)	5 (8)
Gasskraft	16 (20)	23 (26)
Kullkraft	23 (10)	90 (35)
Oljekraft	44 (48)	83 (78)
Atomkraft	0 (0)	-
Søppelkraft	0 (0)	25 (25)
Vind, sol og geovarme	1 (2)	72 (72)
Totalt	100 (100)	47 (41)

Tabell 3c. Kraftproduksjon i Tyskland. Produksjonsandel og kapasitetsutnyttning (prosent). Tall for 1996 i parentes.

	<i>Produksjonsandel</i>	<i>Kapasitetsutnyttingsandel</i>
Magasinkraft	3 (4)	53 (58)
Pumpekraft	3 (1)	50 (12)
Gasskraft	0 (11)	1 (30)
Kullkraft	66 (53)	90 (67)
Oljekraft	0 (2)	0 (10)
Atomkraft	25 (27)	80 (80)
Søppelkraft	1 (2)	56 (56)
Vind, sol og geovarme	0 (0)	15 (15)
Totalt	100 (100)	57 (53)

Tabell 3d. Kraftproduksjon i alle 13 land. Produksjonsandel og kapasitetsutnyttning (prosent). Tall for 1996 i parentes.

	<i>Produksjonsandel</i>	<i>Kapasitetsutnyttingsandel</i>
Magasinkraft	15 (13)	42 (30)
Pumpekraft	1 (1)	13 (8)
Gasskraft	12 (13)	40 (37)
Kullkraft	35 (29)	83 (56)
Oljekraft	5 (7)	23 (30)
Atomkraft	31 (35)	84 (80)
Søppelkraft	1 (2)	46 (46)
Vind, sol og geovarme	0 (0)	28 (27)
Totalt	100 (100)	56 (46)

Fra diskusjonen ovenfor følger det at også kapasitetsutnyttningen for de ulike teknologiene endres i kjølvannet av liberaliseringen. For kullkraft øker kapasitetsutnyttningen fra 56 prosent (før liberaliseringen) til 83 prosent (etter liberaliseringen). Videre leder liberaliseringen til at kapasitetsutnyttningen for gasskraft øker fra 37 prosent til 40 prosent. Imidlertid har atomkraft den høyeste kapasitetsutnyttningen både i 1996 (80 prosent) og etter liberaliseringen (84 prosent).

4.5 Utslipp av CO₂

I basis scenarioet antar vi at CO₂ skattene (og energiskattene) i modell-landene er lik de faktiske skattene i 1996. Sammenliknet med basisåret 1996 stiger utslippene av CO₂ med 8 prosent. Bortsett fra Sverige, Sveits og Østerrike, stiger utslippene i alle modell-landene. Utslippene stiger med mer enn 10 prosent i Danmark, Nederland og Storbritannia. I Norge stiger utslippene med 1,2 prosent. I de fleste landene skyldes utslippøkningen primært økt kullkraftproduksjon (se ovenfor).

5 Produsentprisen på gass - robusthet

I forrige kapittel presenterte vi resultatene av en omfattende liberalisering av gass- og kraftmarkedene i Europa (kortsiktige effekter). Resultatene bygde på en rekke forutsetninger om elastisiteter, utvinningsnivåer, skatter, kapasiteter osv. I dette kapittelet skal vi drøfte hvordan andre anslag på våre *etterspørselastisiteter* påvirker produsentprisen på gass i Nordsjøen.

I faglitteraturen benyttes termen (direkte) etterspørselastisitet til å angi hvordan endringer i konsumert mengde av en vare varierer med brukernes marginale betalingsvillighet for varen, eller motsatt hvordan endret pris påvirker etterspurt kvantum. Mer presist angir etterspørselastisiteten den prosentvise endringen i konsumert mengde av en vare som følge av at prisen øker med 1 prosent. Generelt varierer etterspørselastisiteten mellom brukergrupper og land. Dessuten varierer etterspørselastisiteten mellom kort sikt og lang sikt. Vår modell er en korttidsmodell. Dette innebærer at vi antar at alt kapitalutstyr er uendret, også på etterspørselssiden. Dermed blir kvantumsendringen av en gitt prisendring mindre på kort sikt enn på lang sikt (mest uelastisk etterspørsel på kort sikt) siden brukerne på lang sikt kan justere kapitalutstyret som en respons på prisendringen, f.eks. skifte til mer energibesparende maskiner og prosesser hvis energiprisene stiger.

Med utgangspunkt i våre datakilder har vi antatt at i basisårets observasjonspunkter varierer de kortsiktige etterspørselastisitetene for gass (på tvers av land) mellom -0.12 og -0.41 i husholdningssektoren, og mellom -0.16 og -0.38 i industrisektoren. Veid over alle modell-land er etterspørselastisiteten -0.22 for husholdninger og -0.27 for industri.

For å kartlegge sammenhengen mellom nivået på etterspørselastisitetene og produsentprisen på gass i Nordsjøen har vi utført to robusthetsanalyser. De to analysene er forskjellige mht. om etterspørselastisitetene varierer mellom brensler/sektorer/land:

- i) *Heterogene etterspørselselastisiteter.* Vi tar utgangspunkt i de antatte etterspørselselastisitetene i basislikevekten. Så rekalibreres (og kjøres) modellen ved at vi først øker verdien av alle etterspørselselastisitetene med 0,05, så øker vi verdien av alle etterspørselselastisitetene med ytterligere 0,05, osv. Når en etterspørselselastisitet når verdien -0,05 kan den ikke endres mer. Dernest tar vi på nytt utgangspunkt i etterspørselselastisitetene i basislikevekten. Denne gangen rekalibrerer vi modellen ved først å redusere verdien av alle etterspørselselastisitetene med 0,05, så reduserer vi verdien av alle etterspørselselastisitetene med ytterligere 0,05, osv. Når en etterspørselselastisitet når verdien -1 kan den ikke endres mer. Vi lar krysspriselastisitetene være de samme på tvers av brensler, sektorer og land. Krysspriselastisitetene antas å stige lineært med gjennomsnittet av etterspørselselastisitetene (regnet i absoluttverdi). Vi antar at krysspriselastisitetene er null når alle etterspørselselastisitetene har verdien -0,05. Endelig antar vi at krysspriselastisitetene er 0,025 (som i basislikevekten¹³) når alle etterspørselselastisitetene har de samme verdiene som i basislikevekten.
- ii) *Uniforme etterspørselselastisiteter.* I dette tilfellet antar vi at etterspørselselastisitetene er de samme på tvers av brensler, sektorer og land. Først rekalibrerer (og kjører) vi modellen når alle etterspørselselastisitetene har verdien -0,05. Så rekalibrerer vi modellen ved å redusere verdien av alle etterspørselselastisitetene med 0,05, så reduserer vi verdien av alle etterspørselselastisitetene med ytterligere 0,05, osv. Prosessen stopper når alle etterspørselselastisitetene når verdien -1. Krysspriselastisitetene behandles på samme måte som i tilfelle i).

Figur 5 viser sammenhengen mellom produsentprisen i Nordsjøen og gjennomsnittsverdien av etterspørselselastisitetene (punktet A i figur 5 representerer basislikevekten). Vi ser at både med heterogene og uniforme etterspørselselastisiteter

¹³ Strengt tatt har vi i basislikevekten antatt at halvparten av krysspriselastisitetene er 0,025. Størrelsen på de øvrige krysspriselastisitetene beregnes ved å pålegge visse restriksjoner som følger fra økonomisk teori.

er produsentprisen høyere jo høyere (absoluttverdien av) etterspørselselastisitetene er (bevegelse mot venstre i figuren). For alle gjennomsnittsverdier av etterspørselselastisitetene er det liten forskjell mellom produsentprisen i de to tilfellene, dvs. forskjellene i etterspørselselastisitetene i basislikevekten (på tvers av brensler/sektorer/land) spiller liten rolle (Det er nivået på gjennomsnittsverdien av etterspørselselastisitetene som er viktig). Figuren viser at produsentprisen i Nordsjøen er omtrent 25 prosent lavere enn i basislikevekten hvis alle etterspørselselastisitetene er $-0,05$. Hvis derimot alle etterspørselselastisitetene er -1 er produsentprisen i Nordsjøen omtrent 60 prosent høyere enn i basislikevekten.

Hvorfor er produsentprisen størst når etterspørselselastisitetene er høyest? Betrakt figur 6 der E_u illustrerer en uelastisk etterspørselskurve. Anta at vi vet (fra observasjoner) at til gassprisen p omsettes gasskvantumet x (punktet a i figur 6). Derfor skjærer etterspørselskurven E_u gjennom punkt a. Ved en liberalisering faller prisen på kraft (jf. diskusjonen ovenfor). Dermed reduseres etterspørselen etter gass, først og fremst ved at gasskraftverkene blir mindre lønnsomme, men også ved at sluttbrukerne skifter fra gass til elektrisitet. Til samme gasspris blir derfor en mindre gassmengde etterspurt. I figur 6 er denne effekten illustrert ved at etterspørselskurven E_u skifter nedover. Til den samme gassprisen p vil etterspørerne nå ønske å kjøpe gassmengden x_1 . Den nye etterspørselskurven (som skjærer gjennom punkt b) betegnes E'_u . Den gjennomsnittlige prisen på gass faller fra p til p_u siden omsatt mengde gass er konstant lik x .

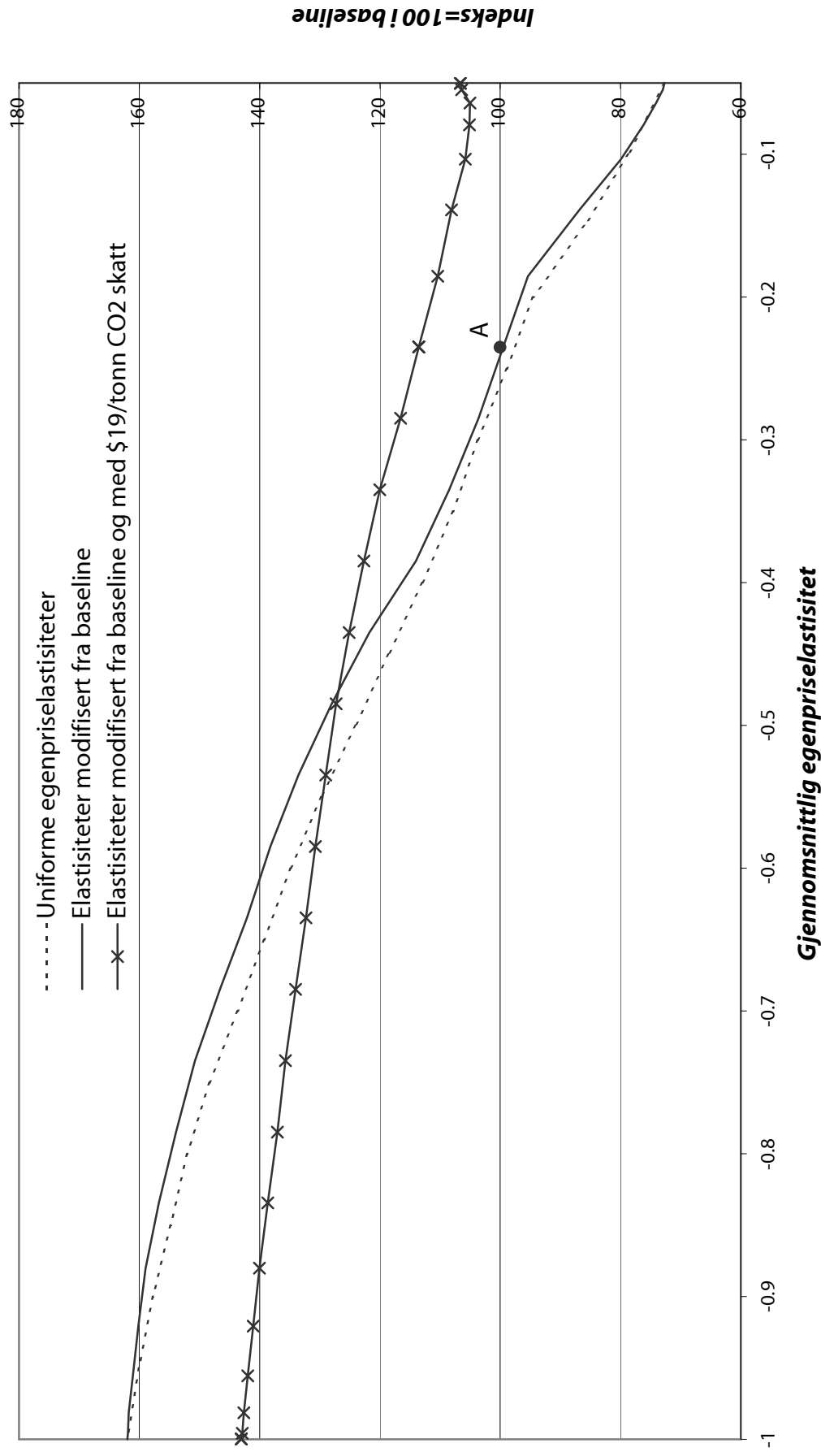
Anta nå at etterspørselen er mer elastisk. Siden vi har observert at gasskvantumet x omsettes til prisen p , må den mer elastiske etterspørselskurven E_e også skjære gjennom punkt a. Som ovenfor vil etterspørselskurven E_e skifte nedover som følge av at prisen på kraft faller. I figur 6 er dette illustrert ved at den nye elastiske etterspørselskurven, E'_e , skjærer gjennom punkt b.¹⁴ Siden omsatt gassmengde skal være lik x , ser vi at gassprisen faller til p_e , som er høyere enn p_u , dvs. gassprisen blir

¹⁴ Vi har her forenklet fordi strengt tatt vil ikke E'_e skjære gjennom punkt b. For det første kan nivået på krysspriselastisitetene være forskjellig i de to tilfellene (uelastisk versus elastisk etterspørsel), jf. diskusjonen ovenfor. For det andre avhenger fallet i kraftprisen også av etterspørselens prisfølsomhet. Vær også oppmerksom på at vi i fremstillingen har undertrykket at liberalisering av gassmarkedet (opphevelse av prisdiskriminering) leder til en lavere gasspris. Den siste forenklingen kan forsvares ved at denne effekten påløper uavhengig av etterspørselens prisfølsomhet (men størrelsen på effekten er

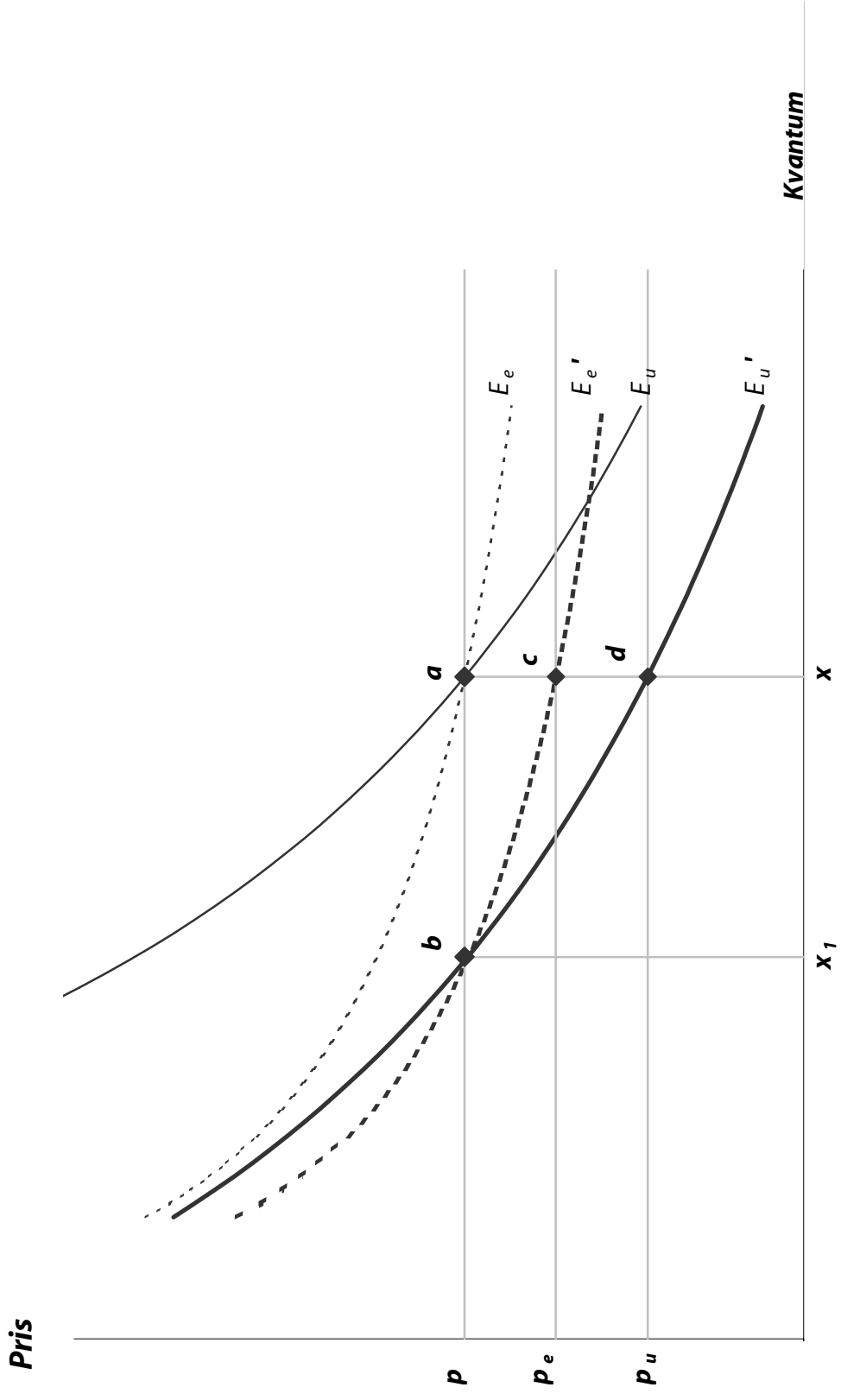
høyest i tilfellet med elastisk etterspørsel. Dette resultatet kan forstås som følger: Når prisen på kraft faller (som følge av liberaliseringen) ønsker etterspørerne å kjøpe mindre gass. Siden omsatt gassmengde skal – pr. forutsetning – være den samme, må prisen på gass ned. Jo mer prisfølsom (elastisk) etterspørselen er, jo *mindre* må gassprisen ned for at brukerne skal være villige til å kjøpe mer gass. Gassprisen faller derfor minst, dvs. er høyest, i tilfellet med elastisk etterspørsel.

generelt avhengig av etterspørselens prisfølsomhet). Alternativt kan en betrakte E_u og E_e som etterspørselskurver etter at prisdiskrimineringen av gassmarkedet er opphørt.

Figur 5. Produsentpris på norsk gass for ulike etterspørselselastisiteter



Figur 6



Figur 5 viser også produsentprisen for gass i Nordsjøen med heterogene etterspørselstettheter når alle aktører i alle modell-landene betaler en karbonskatt på 125 kroner pr. tonn CO₂.¹⁵ Vi ser at også i dette tilfellet er produsentprisen høyere jo høyere (absoluttverdien av) etterspørselstetthetene er. Når (absoluttverdien av) de gjennomsnittlige etterspørselstetthetene er mindre enn ca. 0,45, stiger produsentprisen for gass når alle aktørene i alle modell-landene blir pålagt å betale 125 kroner pr. tonn CO₂. Hvis derimot gjennomsnittsverdien av etterspørselstetthetene er større enn ca. 0,45 (regnet i absoluttverdi), faller produsentprisen når alle aktørene i alle modell-landene blir pålagt å betale en karbonskatt på 125 kroner pr. tonn CO₂.

Resultatet fra forrige avsnitt kan forstås som følger: Skatt på utslipp av CO₂ endrer de relative prisene mellom gass, kull og olje som følge av at utslippet av CO₂ pr. enhet energi varierer mellom brenslene. Siden utslippet er minst for gass, men størst for kull, endres de relative prisene i favør av gass, dvs. gassprisen stiger. Dette tilsier at kurven som viser sammenhengen mellom produsentprisen på gass og nivået på etterspørselstetthetene skifter oppover. Dette betyr at for hver verdi av etterspørselstetthetene er den korresponderende produsentprisen høyere enn før. På den annen side leder økt skatt på bruk av gass direkte til en lavere produsentpris (og en høyere konsumentpris), dvs. kurven som viser sammenhengen mellom produsentprisen på gass og nivået på etterspørselstetthetene skifter nedover når en skatt innføres. Vi har derfor to effekter som drar i hver sin retning. Imidlertid vet vi fra standard teori at for en gitt skatteøkning er reduksjonen i produsentprisen større jo mer elastisk (prisfølsom) etterspørselen er, dvs. jo mer til venstre vi er i figuren.¹⁶ Ved uelastisk etterspørsel (helt til høyre i figuren) vil konsumentene bære hele skatten, og produsentprisen vil ikke presses ned av skatten i det hele tatt. Dermed blir skiftet i kurven (sammenhengen mellom produsentpris og nivået på etterspørselstetthetene) som vist i figur 6.

¹⁵ Dette anslaget, som skal avspeile utslippsskatten/prisen på utslippskvoter hvis Kyotoavtalen blir implementert, er hentet fra NOU 2000:1. I basislikevekten, der enkelte brukere i enkelte land betaler en karbonskatt, er alle karbonskatter lavere enn 125 kroner pr. tonn CO₂.

¹⁶ I yttertilfellet med fullstendig elastisk etterspørselskurve, dvs. gitt konsumentpris, vil ikke en skatteøkning påvirke konsumentprisen. Da er reduksjonen i produsentprisen lik nivået på skatteøkningen.

Med utgangspunkt i våre kunnskaper om etterspørselastisiteter, f.eks. at de veide etterspørselastisitetene for de ulike brenslene varierer mellom $-0,2$ og $-0,3$ i basislikevekten, tror vi at produsentprisen stiger (på kort sikt) hvis aktørene blir stilt overfor en skatt på 125 kroner pr. tonn CO₂. Vi viser til kapittel 7 for en mer omfattende analyse av sammenhengen mellom produsentprisen i Nordsjøen og skatt på utslipp av CO₂.

6 Økt utvinning av gass

I kapittel 4 analyserte vi virkninger av en omfattende liberalisering av gass- og kraftmarkedene i Vest-Europa. Analysen bygde bl.a. på at hvert modell-land solgte det samme totale gasskvantumet i et liberalisert marked som i modellens basisår, dvs. i 1996.¹⁷ Tilsvarende antok vi at alle nettoeksportører av gass til Vest-Europa solgte det samme totale gasskvantumet i Vest-Europa som i modellens basisår. Hvis vi alternativt øker samlet tilgang på gass i modell-landene, reduseres alle brukerpriser og produsentpriser på gass, også produsentprisen i Nordsjøen. I dette avsnittet skal vi derfor analysere hvordan produsentprisen i Nordsjøen avhenger av samlet salg av gass fra Norge og samlet salg av gass fra Russland.

Som nevnt i kapittel 5 er våre etterspørselselastisiteter (veid over alle modell-land) -0.22 for husholdninger -0.27 for industri. Dette kan kanskje få en til å tro at hvis samlet tilgang på gass til sluttbrukerne øker med 1 prosent, så faller gassprisen med ca. 4 prosent. Det er imidlertid flere forhold som tilsier at prisreduksjonen kan bli en annen enn 4 prosent:

- *Variierende etterspørselselastisiteter.* Vi har avledet etterspørselsfunksjonene fra kvadratiske nyttefunksjoner, dvs. alle etterspørselsfunksjonene er lineære. Med lineære etterspørselsfunksjoner varierer nivået på etterspørselselastisitetene med prisen. Jo lavere pris, og dermed høyere etterspurt kvantum, jo mindre er (absoluttverdien) av etterspørselselastisitetene, dvs. jo mer uelastisk er etterspørselen ("lite kvantumsutslag ved en prisendring").
- *Partielt mål.* Etterspørselselastisiteten er en teoretisk konstruksjon der en antar at alle andre priser (og inntekter) er uendret. Siden prisen på kraft faller betydelig ved en liberalisering, vil etterspørselsfunksjonene for gass skifte innover, dvs. til samme gasspris vil brukerne etterspørre mindre gass. Med lineære etterspørselsfunksjoner og (hypotetisk) samme gasspris som før endringen av kraftprisen, vil (absoluttverdien av) etterspørselselastisitetene øke, dvs.

¹⁷ I et liberalisert marked vil fordelingen av disse kvantaene mellom ulike markeder være forskjellig fra fordelingen i modellens basisår.

etterspørselen blir mer elastisk. Generelt vil likevektseffekter medføre at alle priser endres ved en liberalisering, også prisen på olje og kull. Prinsipielt leder alle prisendringer til skifte i etterspørselsfunksjonene for gass.

- *Gasskraftsektoren.* Gass benyttes også til å produsere gasskraft. Også i denne sektoren leder økt pris på gass til mindre bruk av gass siden noen gasskraftverk blir ulønnsomme, og dermed avstår fra å fremstille kraft. Effekten av en prisøkning på kraft varierer på tvers av land og mellom perioder, og kan godt avvike fra etterspørselastisitetene i sluttbrukersektorene.

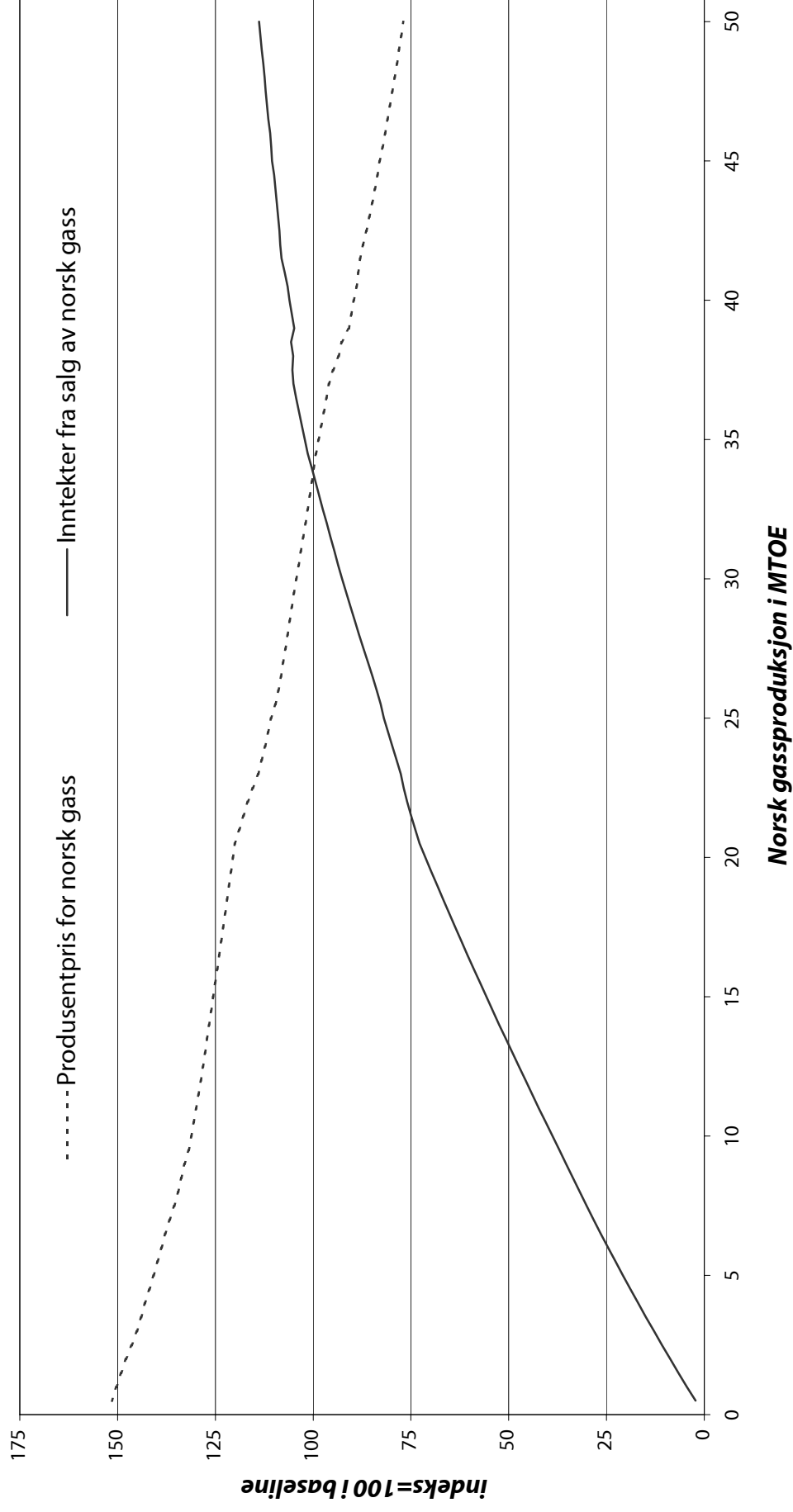
Diskusjonen ovenfor illustrerer at det ikke er rett frem å avgjøre hvordan prisen på gass vil endres som følge av endringer i samlet tilgang på gass. Det er nødvendig å kjøre modellen for alternative verdier på samlet tilgang av gass for å kartlegge sammenhengen mellom prisen på gass og samlet mengde omsatt gass.

6.1 Økt salg av gass fra Norge

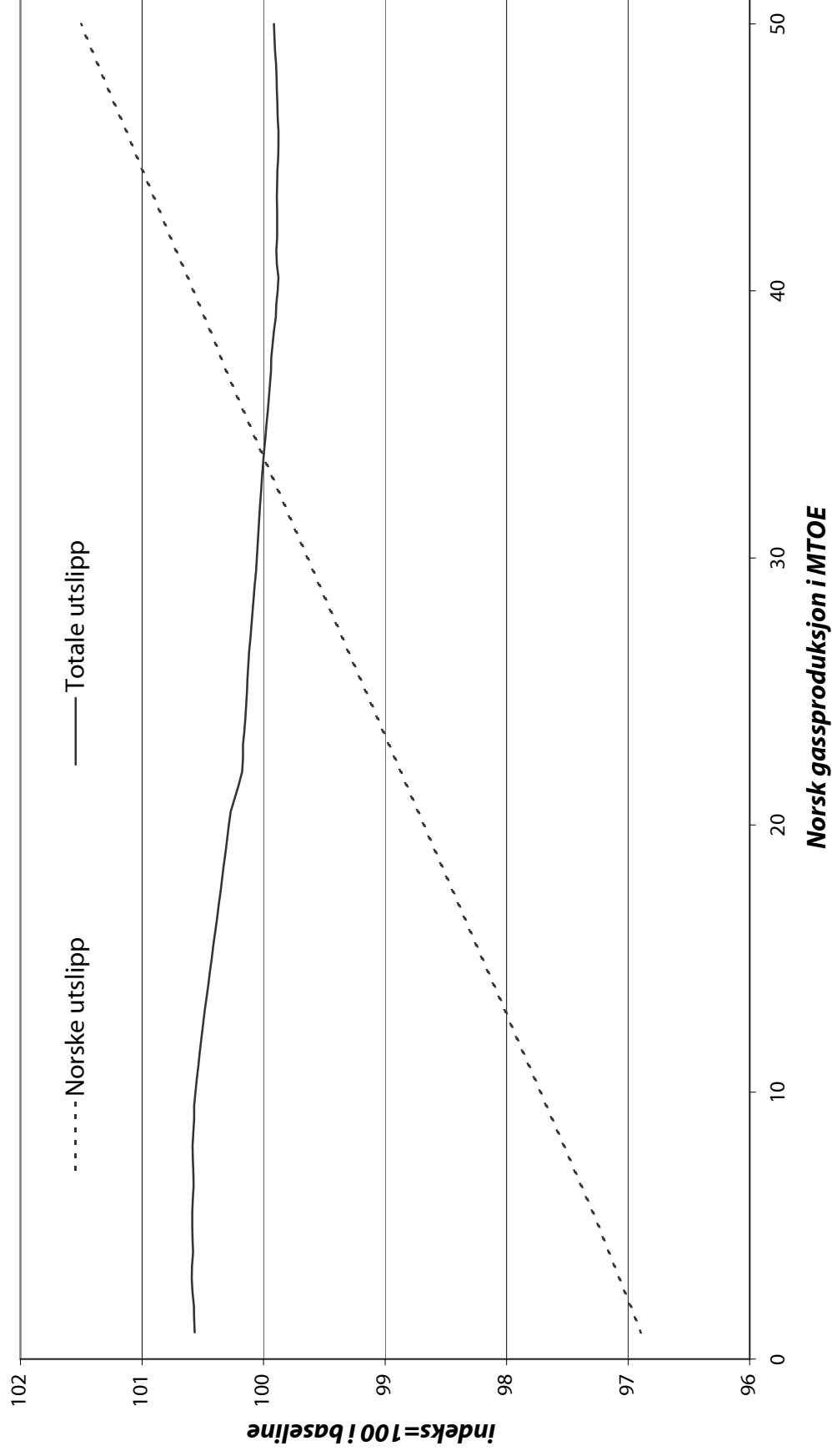
I kapittel 4 antok vi at Norge selger det samme totale gasskvantumet som i 1996. I modellen fordeler Norge dette gasskvantumet mellom de tre rørledningene fra Norge (til Belgia, Storbritannia og Tyskland) slik at landets netto eksportinntekt maksimeres. På marginen mottar derfor gassen den samme avkastningen i de tre mottakerlandene (gitt at det er ledig kapasitet i alle rørledningene).

Figur 7 viser sammenhengen mellom produsentprisen på gass i Nordsjøen og samlet salg av norsk gass (stiplet kurve). I basislikevekten (jf. kapittel 4) selger Norge 33.8 mtoe gass, og mottar 50 øre/Sm³ i Nordsjøen. Denne gassprisen har fått indeksverdi 100 i figur 4. Vi ser at hvis Norge selger bare 1 mtoe gass (ikke 33,8 mtoe som i 1996), blir produsentprisen i Nordsjøen ca. 50 prosent høyere enn i basislikevekten. Hvis motsatt Norge selger så mye gass at alle de tre rørledningene er akkurat fullt utnyttet (nesten 50 mtoe gass), blir produsentprisen på gass i Nordsjøen ca. 25 prosent lavere enn i basislikevekten.

Figur 7. Produsentpris og inntekter for norsk gass ved ulike nivåer på norsk gassproduksjon



Figur 8. CO2-utslipp fra Norge og totalt fra modellandene ved ulike nivåer på norsk gassproduksjon



Hvordan påvirker økt salg av norsk gass landets samlede eksportinntekt? Hvis Norge øker salget av gass med 10 prosent (i forhold til basislikevekten), reduseres produsentprisen i (bl.a.) Nordsjøen med ca. 4 prosent, dvs. eksportinntekten øker (med ca. 5 prosent). Siden sammenhengen mellom produsentprisen i Nordsjøen og samlet salg av norsk gass er tilnærmet lineær (se figuren), stiger (nesten alltid) Norges eksportinntekt med økt salg av gass fra Norge. I figur 7 er dette illustrert ved den heltrukne kurven. Vi ser at hvis norsk salg av gass stiger fra 33.8 mtoe til nærmere 50 mtoe, øker eksportinntektene med ca. 15 prosent.¹⁸

Ovenfor så vi at når norsk gassalg øker med 10 prosent, så faller produsentprisen med ca. 4 prosent. Siden markedsandelen til norsk gass er ca. 10 prosent, betyr dette at produsentprisen faller med ca. 4 prosent når samlet tilgang på gass stiger med 1 prosent. Dette bytteforholdet mellom økt kvantum og redusert pris svarer bra til anslaget basert på etterspørselselastisitetene, jf. ovenfor.

Økt utvinning av gass i Norge leder til lavere priser på gass i hele Vest-Europa. Generelt øker bruken av gassen i alle land og i alle sektorer (husholdninger, industri og gasskraft). Brukerne vil et stykke på vei substituere seg bort fra de konkurrerende fossile energibrensene olje og kull. Mens økt gassbruk direkte innebærer økte utslipp av CO₂, reduseres utslippene av CO₂ som følge av substitusjonen bort fra kull og olje. Figur 8 viser at samlede utslipp i modell-landene faller jo mer gass Norge utvinnet og selger, dvs. substitusjonseffekten dominerer over den direkte effekten.^{19,20} Nettovirkningen på samlede utslipp er imidlertid beskjeden. Årsaken er at i basislikevekten utgjør forbrenning av gass som er utvunnet i Norge bare 0,9 prosent av samlede utslipp i modell-landene. Vi ser at hvis Norge ikke selger gass, så stiger totalutslippene i modell-landene med ca. 0,5 prosent (sammenliknet med basislikevekten). Hvis derimot Norge øker utvinningen fra 33.8 mtoe til nærmere 50 mtoe, faller totalutslippene med ca. 0.1 prosent (sammenliknet med basislikevekten).

¹⁸ Økt salg av gass betinger betydelige utbyggingskostnader. Så langt vi kjenner til er imidlertid utbyggingskostnadene for gass i Nordsjøen, se Golombek, Gjelsvik og Rosendahl (1998), lavere enn produsentprisen på gass i Nordsjøen når Norge selger (nesten) 50 mtoe. På den annen side er det mulig at det er enda mer lønnsomt å utvinne denne gassen senere (hvis prisene i framtiden blir "høye" og/eller realkostnadene ved utvinning reduseres "mye").

¹⁹ En nærmere analyse av tallmaterialet viser at substitusjonseffekten er klart sterkest i kraftsektoren, dvs. gasskraft konkurrerer ut kullkraft (og delvis også oljekraft).

²⁰ Økt utvinning av gass leder til økte totalutslipp i Norge. Årsaken er primært at økt gassutvinning gir økte utslipp gjennom produksjon og transmisjon av gass.

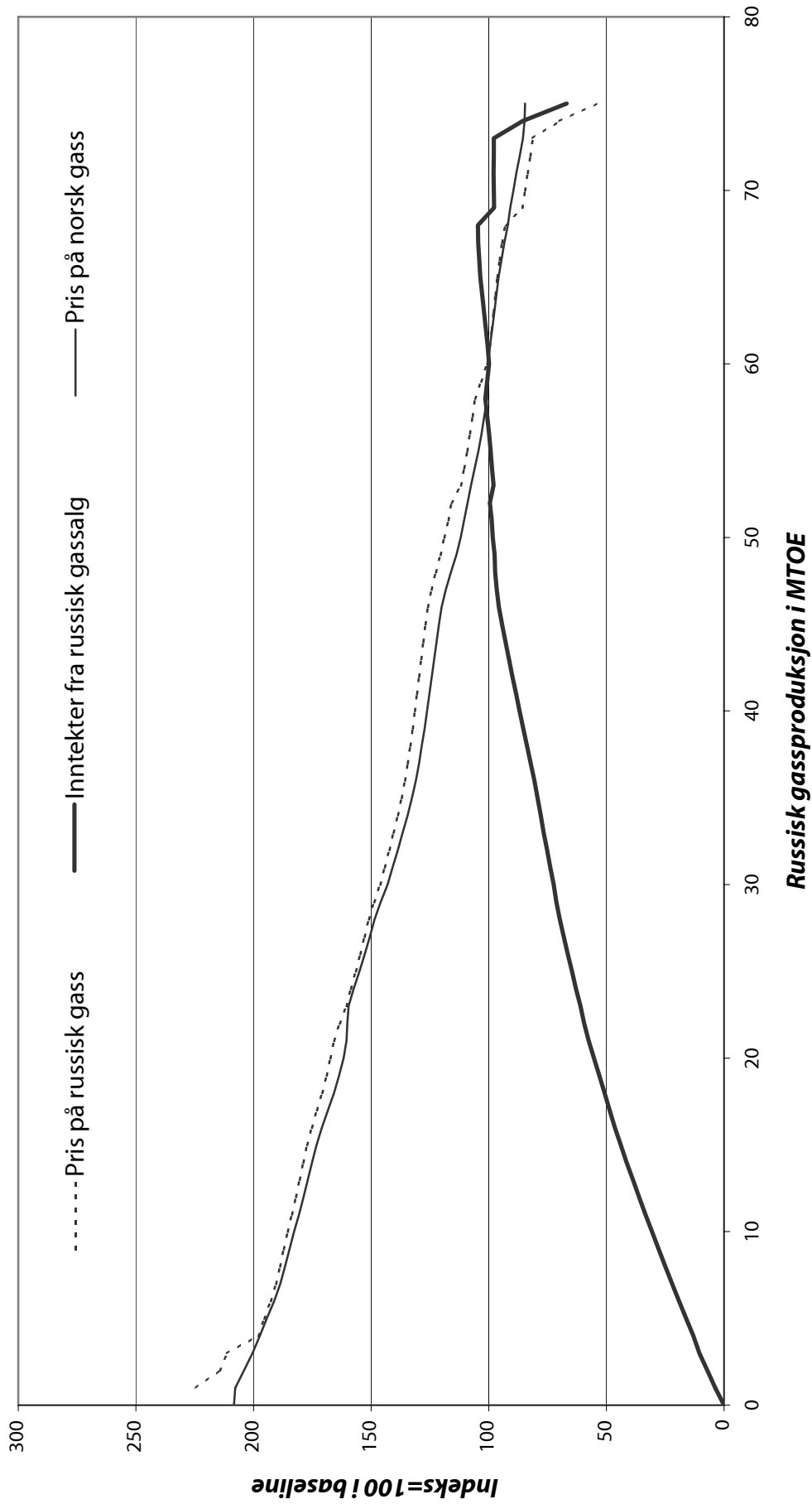
6.2 Økt salg av gass fra Russland

Figur 9 viser sammenhengen mellom produsentprisen i Nordsjøen, produsentprisen for Russland og samlet salg av russisk gass. Hvis Russland selger 60,5 mtoe gass (basislikevekten), blir prisen på russisk gass 60 øre/Sm³. I figur 9 er denne prisen tilordnet indeksverdien 100. Tilsvarende er også basislikevektens verdi for produsentprisen på gass i Nordsjøen tilordnet indeksverdien 100. Vi ser at hvis Russland selger bare 1 mtoe (ikke 60,5 mtoe som i 1996), øker de to produsentprisene med mer 100 prosent (sammenliknet med basislikevekten). Videre viser figuren at hvis Russland selger ca. 75 mtoe gass (full utnyttelse av transmisjonskapasiteten til modell-landene), er produsentprisen i Nordsjøen ca. 20 prosent lavere enn i basislikevekten. Siden Norges salg av gass er holdt uendret i figuren, er de prosentvise endringene i produsentprisen i Nordsjøen lik de prosentvise endringene i Norges eksportinntekt.

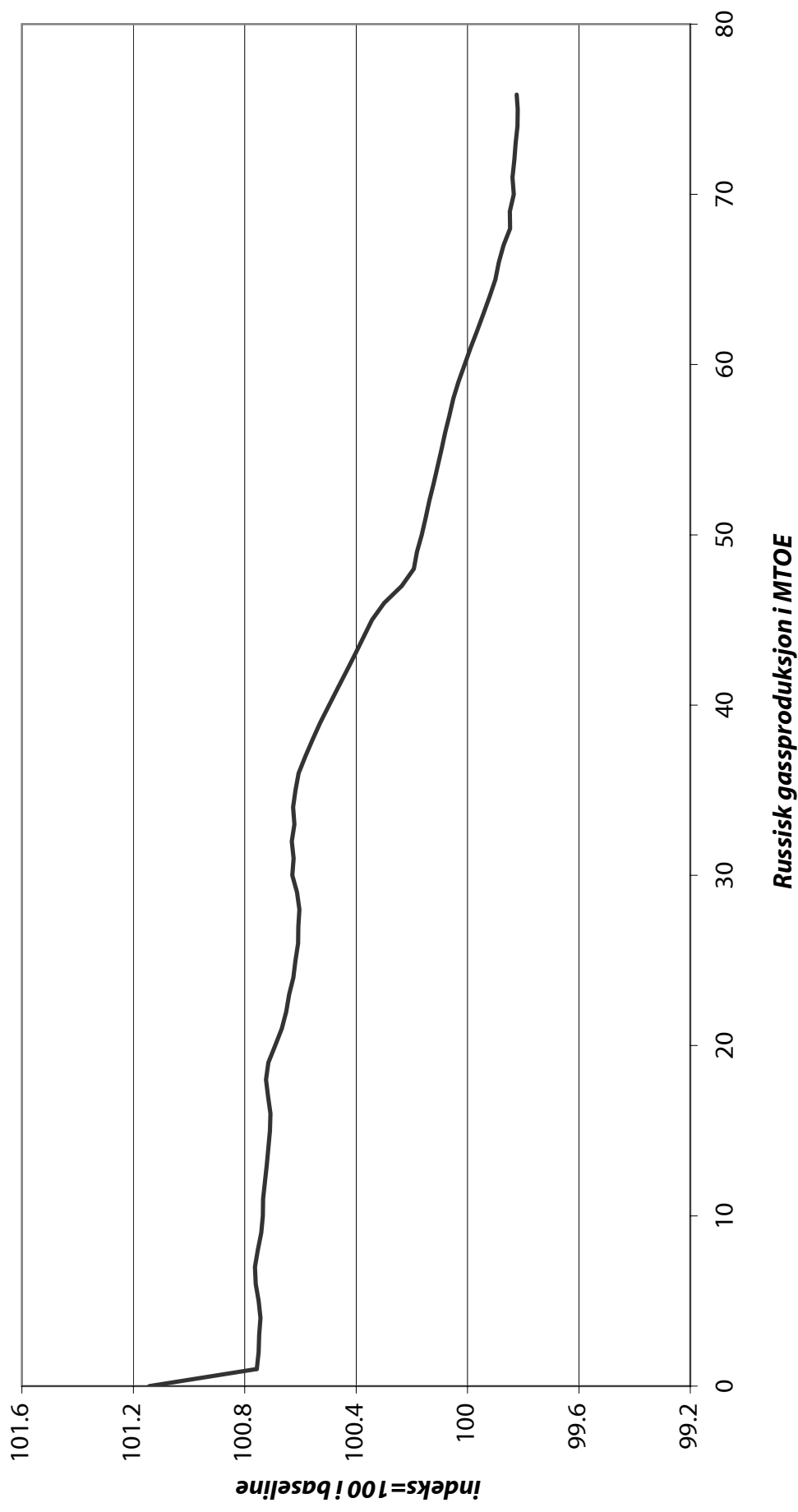
Figur 9 viser at de prosentvise endringene i de to produsentprisene er relativt like. Dette avspeiler at når Russland selger mer gass, f.eks. til Tyskland, vil den reduserte gassprisen i Tyskland slå inn i alle andre land. Når prisen på gass faller i Tyskland, blir det lønnsomt å overføre gass fra Tyskland til markeder der gassen oppnår en høyere pris. Denne mekanismen pågår helt til alle arbitrasjegevinster er uttømt.

Endelig viser figur 10 hvordan endringer i salg av russisk gass påvirker de samlede utslippene av CO₂ i modell-landene. Vi ser at i likhet med økt salg av norsk gass, faller (stort sett) CO₂-utslippene når Russland selger mer gass. Uten salg av russisk gass er de totalte CO₂-utslippene nesten 1 prosent høyere enn i basislikevekten. Hvis derimot Russland utnytter hele transmisjonskapasiteten til Vest-Europa, faller de totale CO₂-utslippene med ca. 0,3 prosent (sammenliknet med basislikevekten).

Figur 9. Produsentpriser og inntekter for russisk gass ved ulike nivåer på russisk gassproduksjon



Figur 10. Totale CO2-utslipp fra modellandene ved ulike nivåer på russisk gassproduksjon



7 Skatt på utslipp av CO2

I det kapittelet skal vi drøfte hvordan skatt på CO₂-utslipp påvirker produsentprisen på gass i Nordsjøen. Vi skal også analysere hvordan karbonskatter endrer samlet bruk av fossile brensler i modell-landene, samt totalt utslipp av CO₂ i modell-landene.

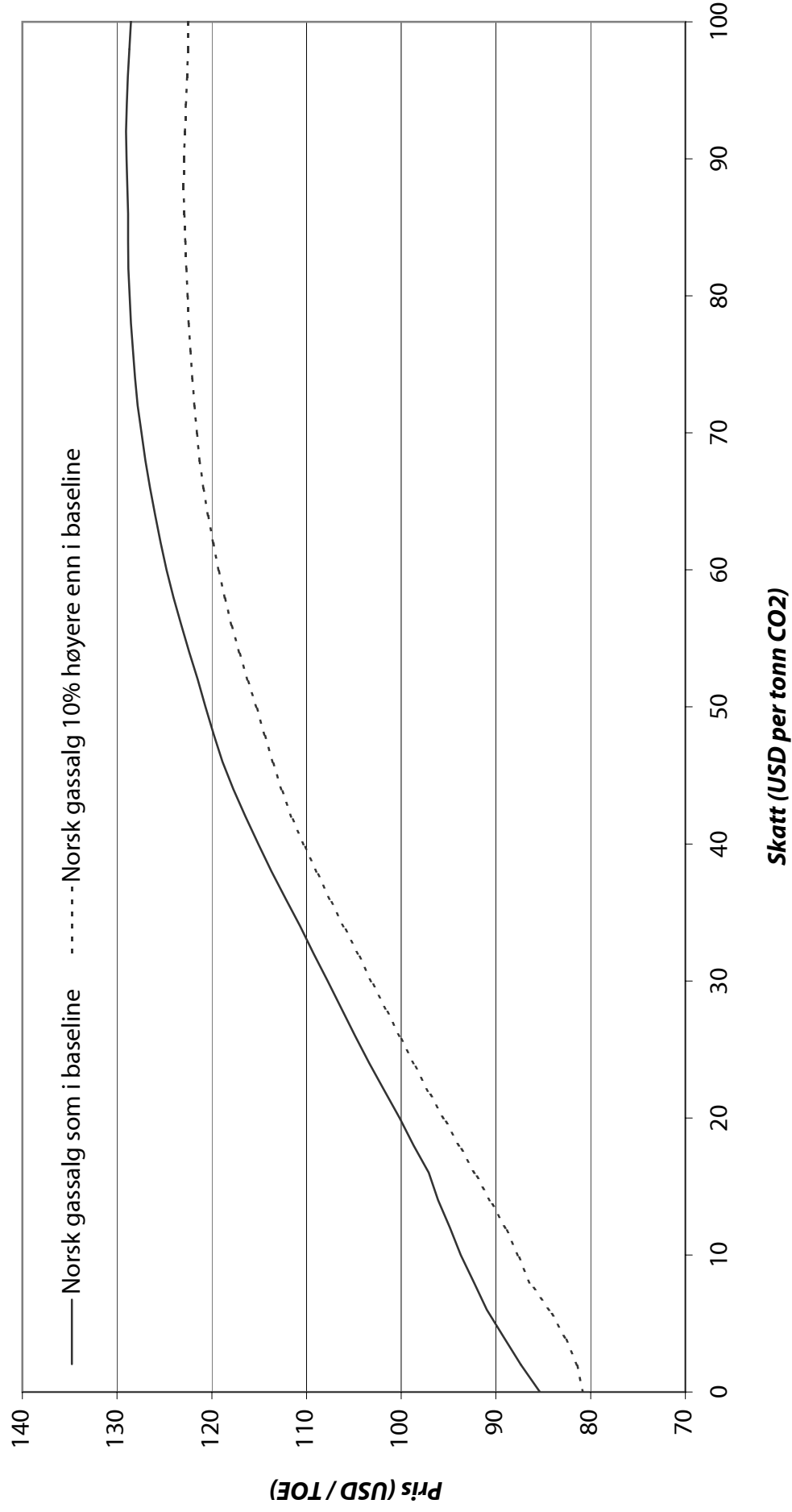
I det følgende antar vi at alle brukere av fossile brensler må betale en karbonskatt. Vi antar at skatten er den samme for alle fossile brensler per enhet utslipp av CO₂ (uniform karbonskatt). Merk at en karbonskatt har akkurat de samme effektene som klimakvoter når (i) skatten er lik prisen på klimakvotene, (ii) alle brukere av fossile brensler må kjøpe klimakvoter og (iii) det er fullkommen konkurranse i alle markeder.

For å forstå virkningene på gassprisen av en skatt på CO₂-utslipp, er det formålstjenlig å ta utgangspunkt i standard konsumentteori. I henhold til teorien vil en prisøkning på en vare gi opphav til to effekter:

- *Substitusjonseffekten*, som avspeiler at de relative prisene er endret. Substitusjonseffekten er negativ for den varen som øker i pris. Imidlertid er substitusjonseffekten positiv for minst en annen vare.
- *Inntektseffekten*, som avspeiler at realinntekten til konsumenten faller som følge av prisøkningen. For de aller fleste goder ("normale goder") er inntektseffekten negativ.

Innenfor standard konsumentteori benyttes denne oppsplittingen til å forstå virkninger av at prisen på en vare stiger. I vår modell opererer vi imidlertid dels - for hver vare - med en etterspørselsfunksjon (som avspeiler substitusjons- og inntektseffekten), og dels opererer vi med mange varer (system av etterspørselsfunksjoner). Da er den interessante problemstillingen hvordan totaleffekten kan dekomponeres i en egenprisvirkning (avspeiler både en egenpris-substitusjonsvirkning og en egenpris-inntektseffekt) og en krysspris-substitusjonseffekt. Det er denne oppdelingen vi skal bruke nedenfor for å forklare virkninger av økt skatt på utslipp av CO₂.

Figur 11. Produsentpris på norsk gass med CO2-skatter



Når brukerne av fossile brensler blir pålagt en uniform karbonskatt, reduseres deres realinntekt. Dette trekker mot lavere etterspørsel etter fossile brensler, og dermed redusert produsentpris. På den annen side endres de relative prisene mellom de fossile brenslene. Siden naturgass har de laveste utslippene av CO₂ pr. energienhet, kan vi få en substitusjon fra kull og olje mot naturgass. Dette trekker mot økt pris for naturgass. Den totale effekten på produsentprisene avhenger også av tilbudssiden – jo mer uelastisk tilbud, jo større utslag på produsentprisen. For å finne de totale effektene av en karbonskatt er det derfor nødvendig å kjøre modellen på nytt.

Figur 11 viser sammenhengen mellom produsentprisen på gass i Nordsjøen og karbonskatten. Vi har først nullet ut de relativt få og lave CO₂-skattene som var pålagt i 1996, og så innført en uniform CO₂-skatt som økes gradvis.²¹ Hvis CO₂-skatten er null i alle land, dvs. aktørene betaler ikke CO₂-skattene som er pålagt i basislikevekten (de faktiske karbonskattene i 1996), er produsentprisen likevel omtrent som i basislikevekten (ca. 50 øre/Sm³).

Hvis karbonskatten øker fra null til ca. 50 USD/tonn CO₂, øker produsentprisen tilnærmet lineært (krysspris-substitusjonseffekten dominerer over egenpris-effekten). Det er særlig innen kraftsektoren at det er stor substitusjon mellom de fossile brenslene. Siden kjøperprisen på gass (den prisen gasskraftverkene betaler) øker klart mindre enn både kraftprisen og kjøperprisene på kull og olje, øker etterspørselen etter gass til gasskraft. Med gitt totaltilbudt av gass må prisen på gass stige for å klarere markedet. For karbonskatter i intervallet 50 til 75 USD/tonn CO₂ øker fremdeles produsentprisen, men økningen begynner å flate ut. For karbonskatter over 75 USD/tonn CO₂ er produsentprisen tilnærmet uavhengig av skattenivået (ca. 75 øre/Sm³), dvs. krysspris-substitusjonseffekten blir omtrent nullet ut av egenpris-effekten.²²

²¹ Den uniforme CO₂-skatten må være 4,7 USD/tonn CO₂ for at samlet proveny i modell-landene skal være lik samlet faktisk proveny i 1996.

²² I vår modell blir ikke provenyet fra karbonbeskatningen tilbakeført til sluttbrukerne. Ved en eventuell tilbakeføring, f.eks. som lump-sum overføringer (ubetinget kontantstøtte), reduseres størrelsen på inntektseffekten i vår modell.

Figur 11 viser også sammenhengen mellom produsentprisen på gass i Nordsjøen og karbonskatten når utvinningen av norsk gass er 10 prosent høyere enn i basislikevekten. Vi ser at sammenhengen mellom produsentprisen på gass i Nordsjøen og karbonskatten er den samme som i tilfellet ovenfor. Forskjellen mellom to de produsentprisene er ca. 3 øre/Sm³, men det er en liten tendens til at forskjellen stiger med økende skattesats.

Figurene 12-15 viser sammenhengen mellom bruk av fossile brensler og CO₂-skatten. Figur 12 viser hvordan CO₂-skatten *endrer* samlet bruk av de ulike fossile brenslene. Vi ser at økt CO₂-skatt leder til en kraftig reduksjon i bruken av kull. Med en CO₂-skatt på 100 USD/toe halveres bruken av kull. På den annen side *øker* bruken av olje svakt når CO₂-skatten øker. Med en CO₂-skatt på 100 USD/toe øker oljekonsumet med ca. 5 prosent. En mer detaljert analyse viser at oljekonsumet faller i husholdningssektoren, men stiger i industrisektoren og kraftsektoren. Alt i alt faller samlet bruk av fossile brensler når CO₂-skatten øker.²³ Med en CO₂-skatt på 100 USD/toe er samlet forbruk av fossile brensler omtrent 10 prosent lavere enn i basislikevekten.

Figur 13 gir de samme opplysningene som figur 12, men figuren angir også konsumnivået for de ulike brenslene. Vi ser at uten skatt på CO₂-utslipp er samlet konsum av fossile brensler i modell-landene ca. 1200 mtoe. Oljekonsumet står for ca. halvparten, mens konsumet av gass og kull er hver ca. 300 mtoe.

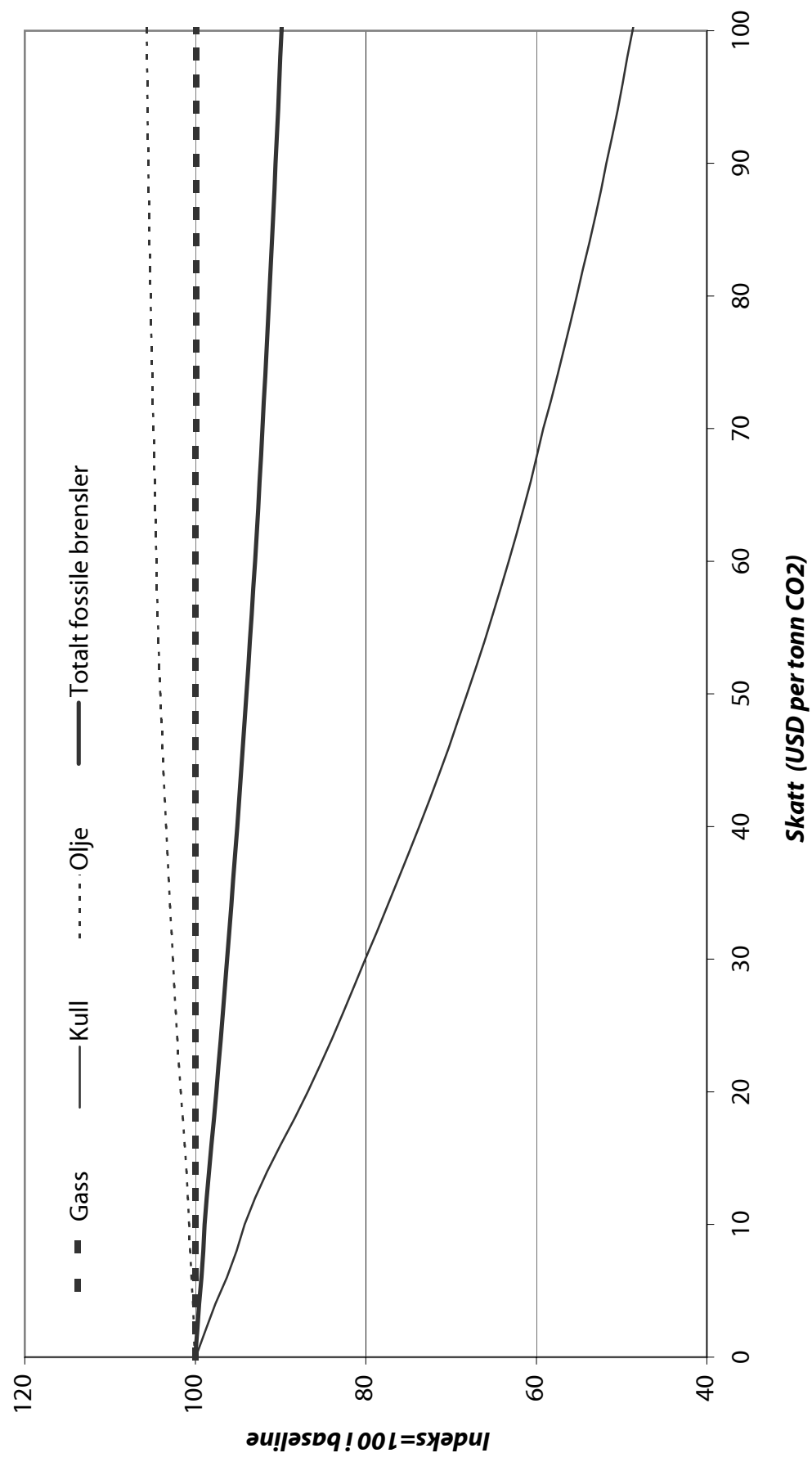
Figur 14 viser *endringen* i bruken av fossile brensler til *kraftproduksjon* (figur 12 viste endringen i samlet forbruk). Vi ser at bruken av gass (til gasskraft) øker markant med stigende skattesats. Med en skattesats på 100 USD/toe øker bruken av gass med ca. 50 prosent. Bruken av olje (til oljekraft) øker nesten like mye, mens bruken av kull (til kullkraft) faller med omtrent to tredeler. Alt i alt faller bruken av fossile brensler med økende skattesats. Med en skattesats på 100 USD/toe reduseres samlet bruk av fossile brensler til kraftproduksjon med ca. en tredel.

²³ Bruken av gass er uendret siden samlet tilgang av gass er gitt, jf. kapittel 3.

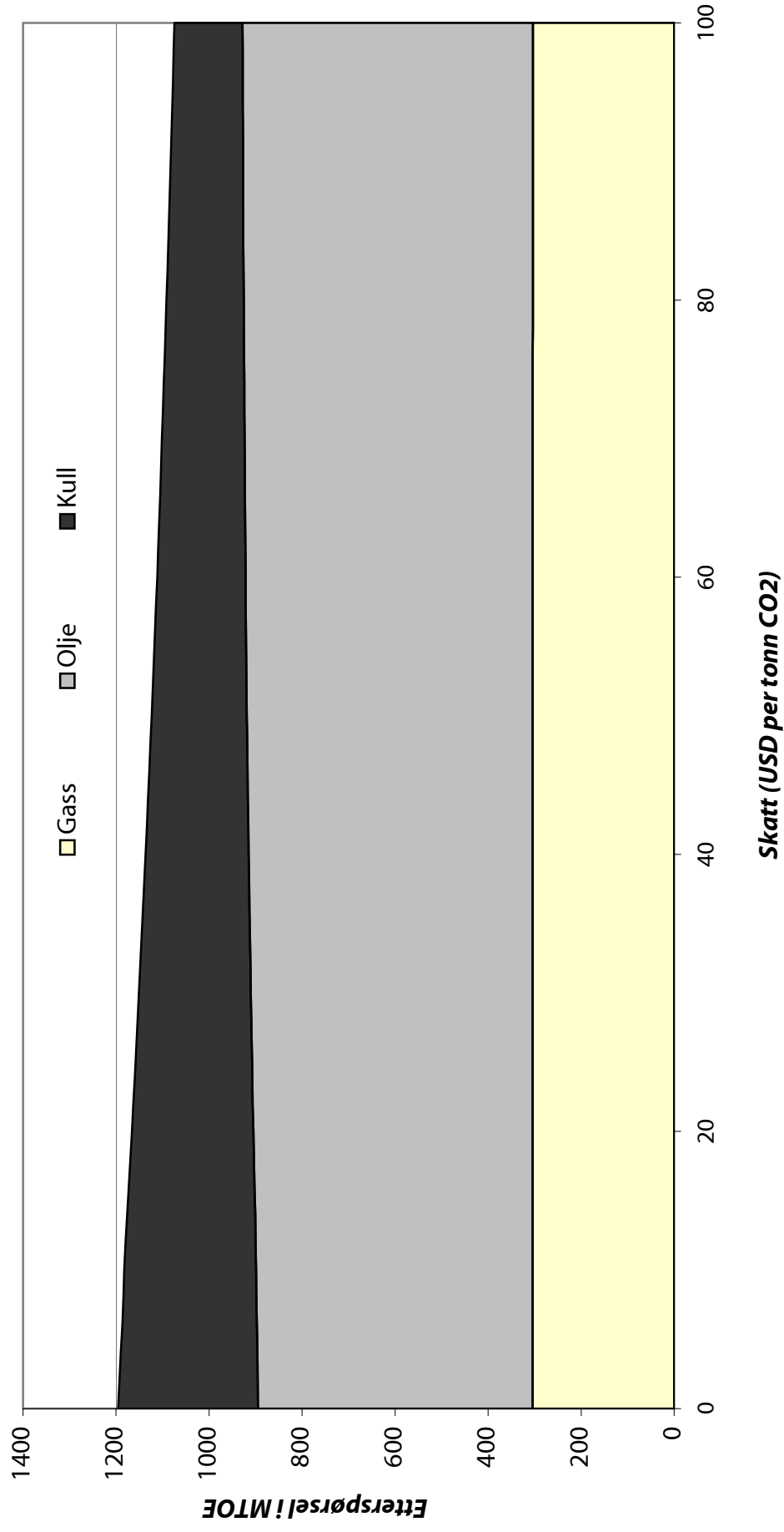
Figur 15 gir de samme opplysningene som figur 14, men figuren angir også konsumnivået for de ulike brenslene som brukes i kraftproduksjonen. Vi ser uten skatt på CO₂-utslipp er samlet konsum av fossile brensler i kraftsektoren ca. 330 mtoe (dvs. nesten 30 prosent av totalt forbruk av fossile brensler). Forbruket av kull er klart størst (ca. 250 mtoe), mens forbruket av gass og (spesielt) olje er relativt beskjedent.

Sammenhengen mellom totale CO₂-utslipp i modell-landene og karbonskatten er vist i figur 16. Vi ser at økende karbonskatt gir reduserte utslipp. Dette skyldes primært at forbruket av kull reduseres (se ovenfor). Hvis skatten settes til 19 USD/tonn CO₂, dvs. kvoteutvalgets anslag for prisen på kvoter hvis Kyotoavtalen implementeres, se NOU 2000:1, faller totalutslippene i modell-landene med bare 3 prosent. I henhold til våre beregninger må skatten være omtrent 50 USD/tonn CO₂ for at utslippene skal reduseres til faktisk nivå i 1996.

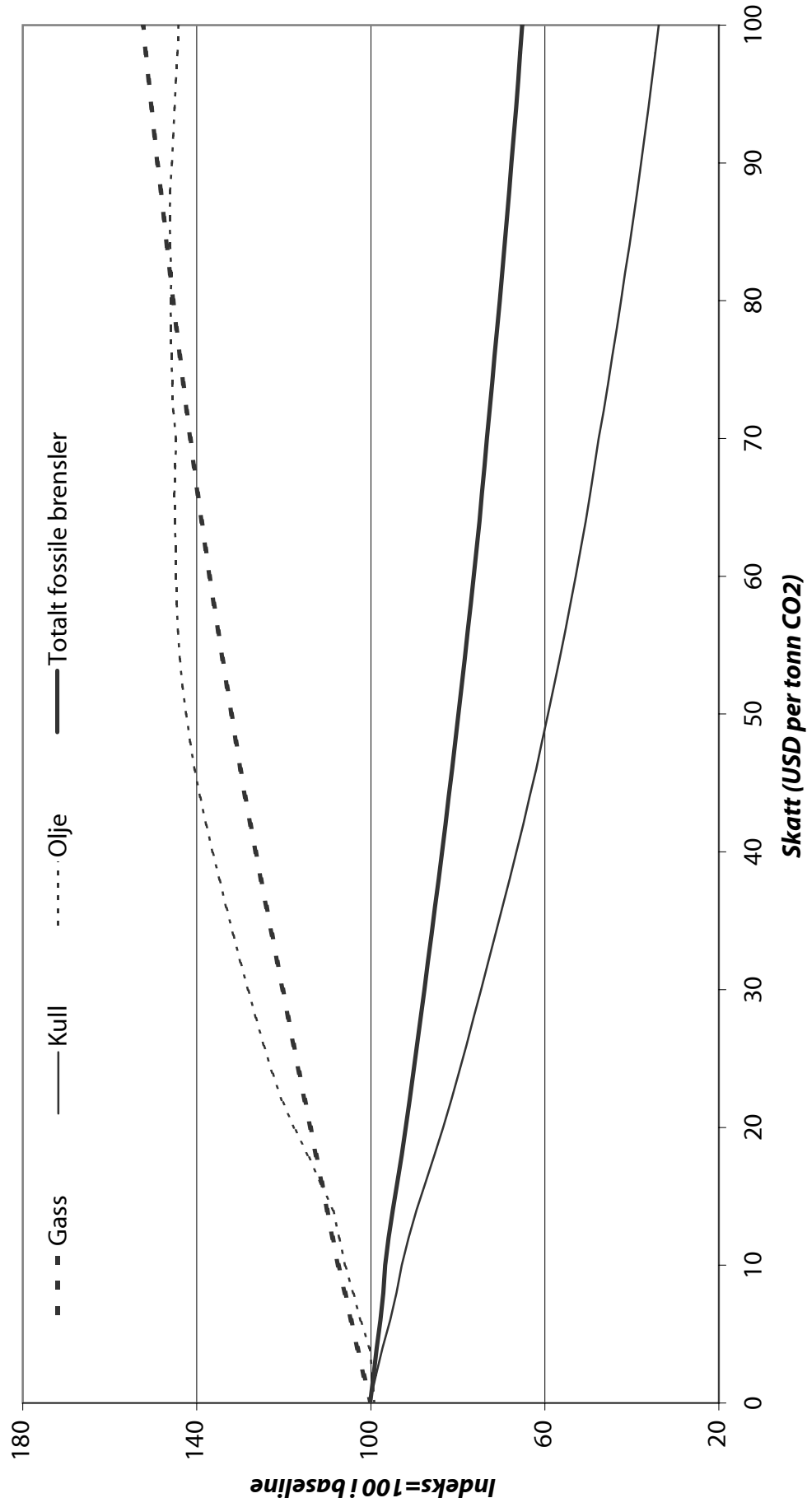
Figur 12. Total etterspørsel etter ulike fossile brensler med CO2-skatter



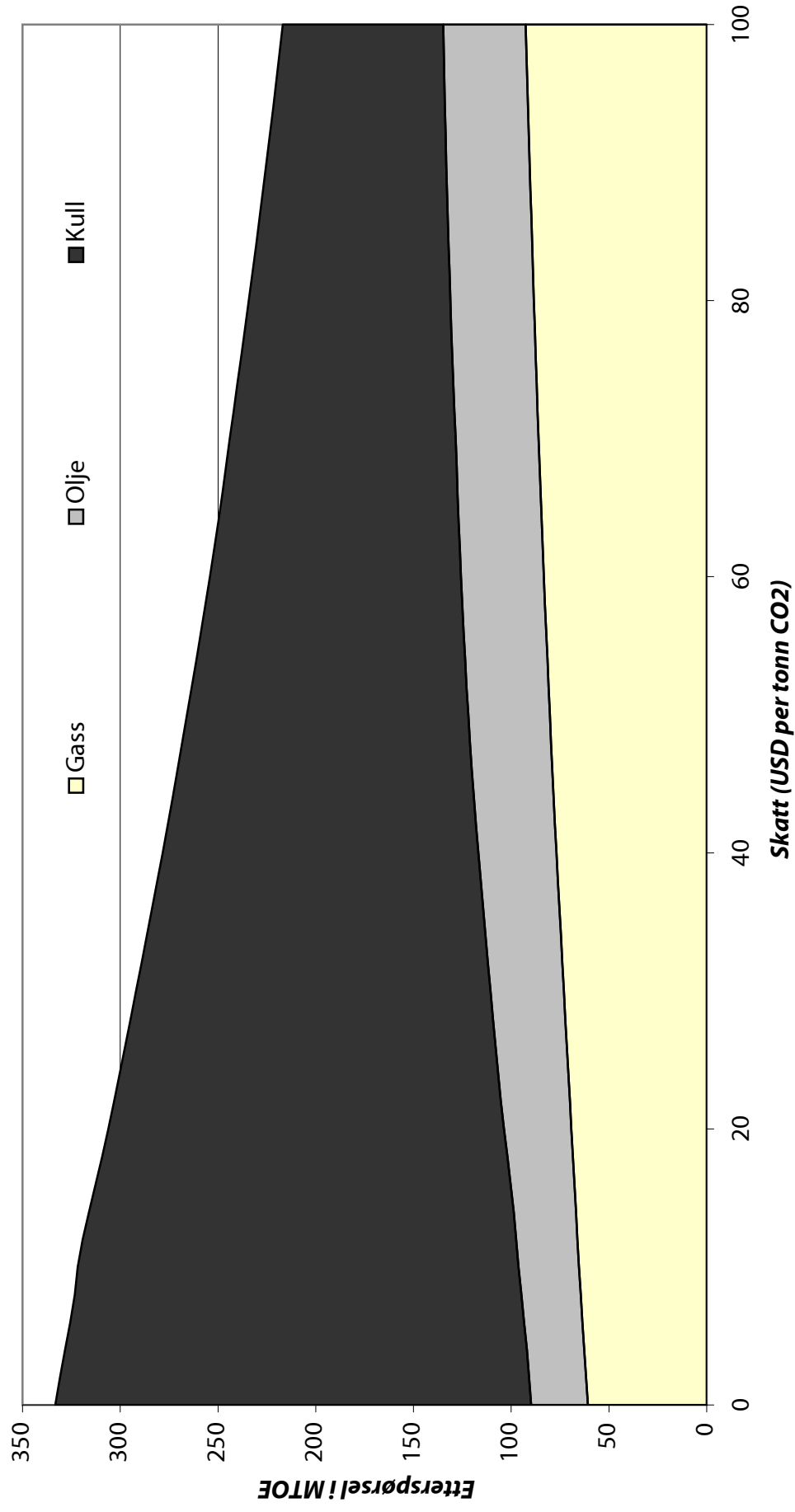
Figur 13. Total etterspørsel etter fossil energi med CO2-skatter



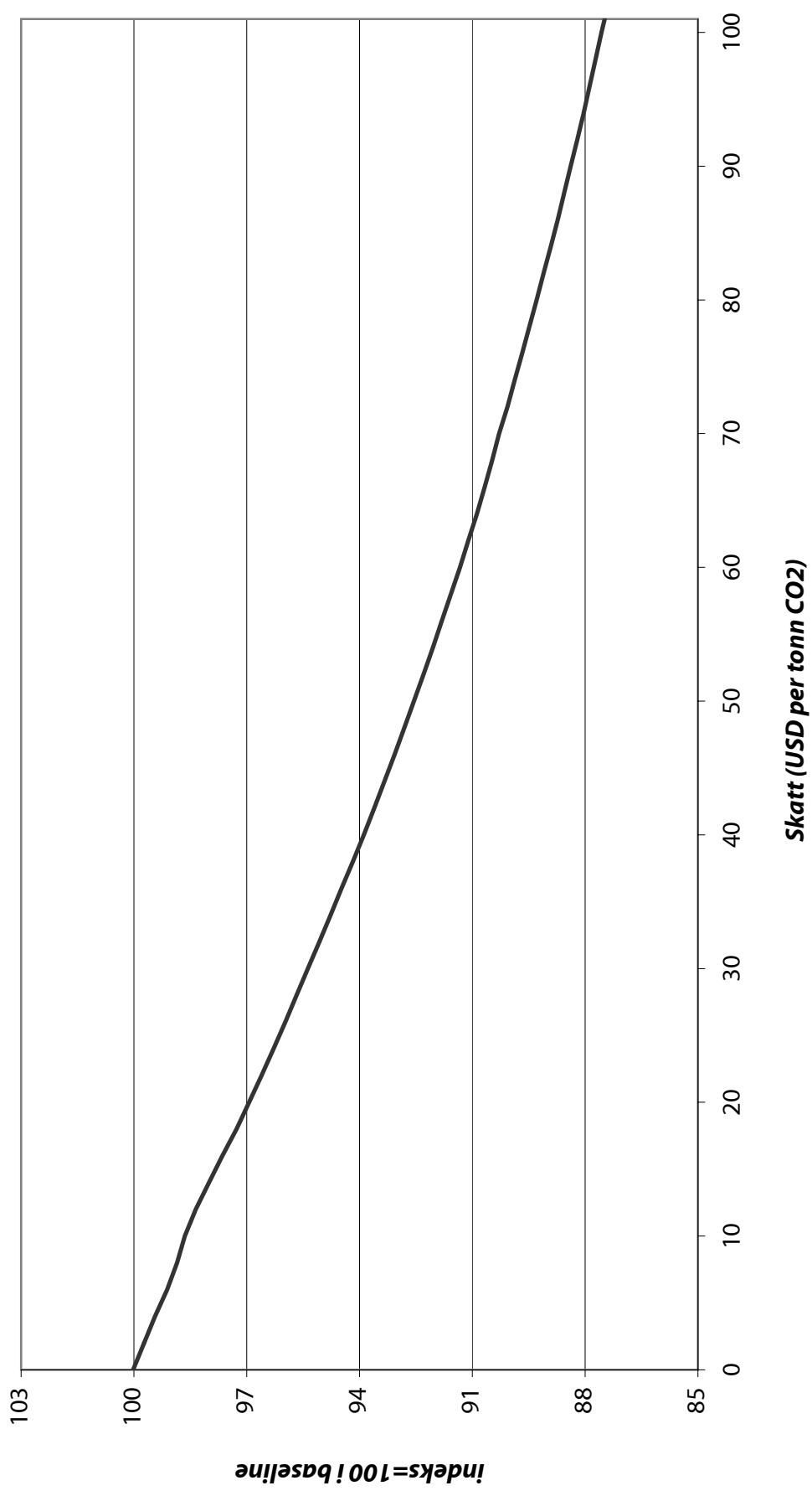
Figur 14. Kraftverkernes etterspørsel etter ulike fossile brensler med CO2-skatter



Figur 15. Kraftverkernes etterspørsel etter fossil energi med CO2-skatter



Figur 16. Totale CO2-utslipp fra modellandene med CO2-skatter



8 Skatt på bruk av energi

I 1996 var energi hovedsakelig skattelagt gjennom energiskatter (ikke CO₂-skatter).²⁴ Skattene varierte betydelig mellom land og brensler. Aggregert over land var energiskatten på olje ca. 500 USD/toe, se figur 17. For de øvrige energivarene var skattesatsen (USD/toe) betydelig lavere; 69 (elektrisitet), 28 (gass) og 2 (kull). Gjennomsnittlig skattesats - aggregert over land og brensler - var ca. 250 USD/toe. I dette kapitlet skal vi analysere virkninger av å endre beskatningen av energi. Diskusjonen er begrenset til tilfellet der det innføres en uniform energiskatt, dvs. alle energivarer beskattes med den samme satsen pr. energienhet. Vi skal imidlertid skille mellom tilfellet der den uniforme energiskatten kommer *i stedet for* energiskattene som faktisk var pålagt i 1996, og tilfellet der den uniforme energiskatten kommer *i tillegg til* energiskattene som faktisk var pålagt i 1996.

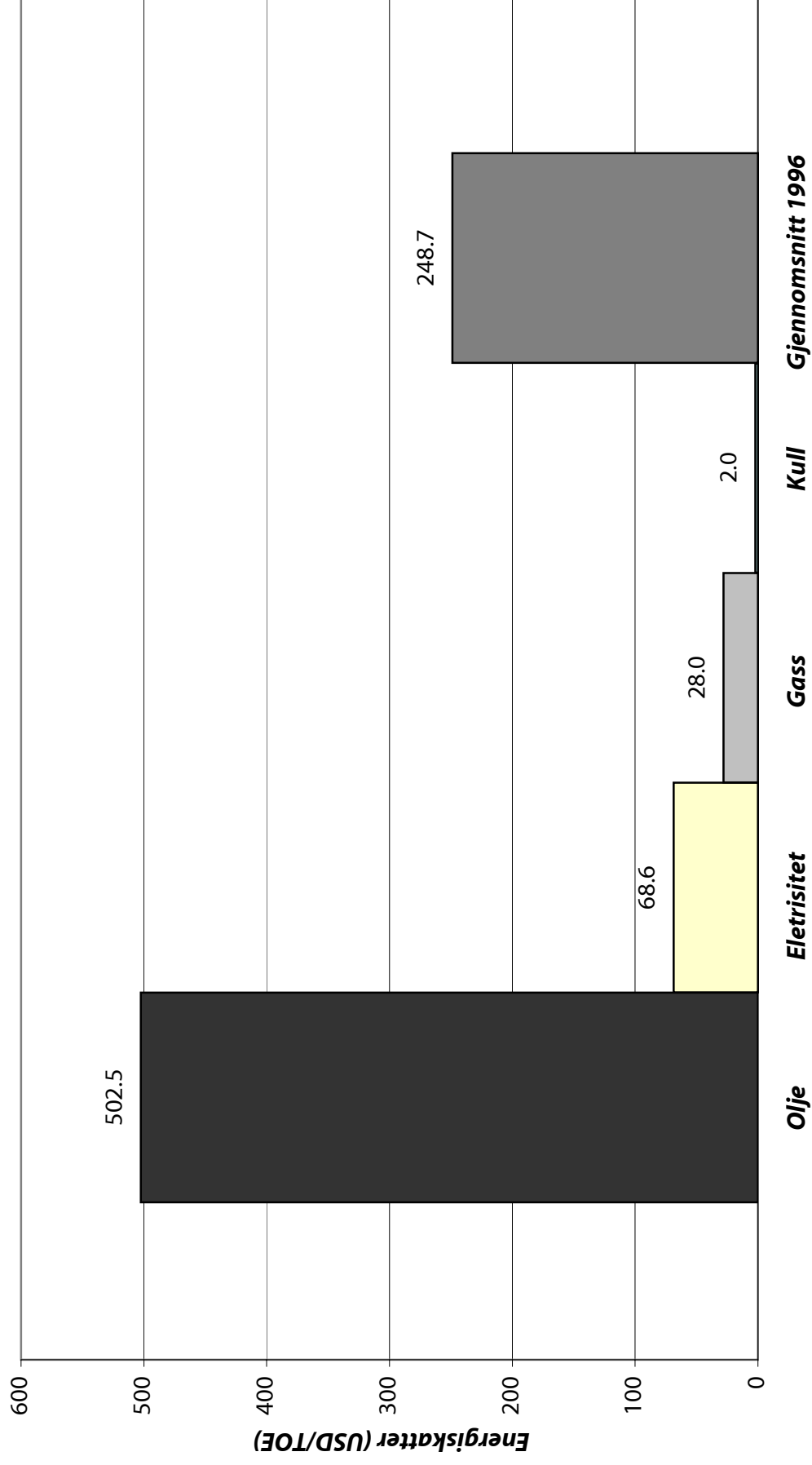
8.1 Energiskattene fra 1996 fjernes

Figur 18 og 19 viser virkningen av å erstatte energiskattene i basislikevekten med uniforme energiskatter, også på bruk av fossile brensler i kraftproduksjonen. Hvis energiskattene i basislikevekten fjernes (mens CO₂-skattene holdes uendret), reduseres produsentprisen på gass i Nordsjøen til noe over 40 USD/toe, dvs. prisen faller med omtrent 50 prosent. Dette skyldes at det er olje, som hadde høye energiskatter i 1996, som tjener på omleggingen.

I figur 18 har vi innført en skaleringsfaktor for å illustrere overgangen fra basislikevekten til tilfellet der alle energiskattene i basislikevekten er fjernet. Basislikevekten er representert ved verdien 1 på skaleringsfaktoren, mens tilfellet der alle energiskattene fra 1996 er fjernet fremkommer ved at skaleringsfaktoren har verdien 0. Vi ser at en avtagende skaleringsfaktor gir nesten en lineært fallende produsentpris på gass.

Figur 19 viser at hvis energiskattene fra 1996 fjernes, men det innføres en uniform energiskatt, så faller produsentprisen i Nordsjøen med økende skattesats. Produsentprisen faller til null når den uniforme energiskatten er nesten 200 USD/toe. Endelig viser figur 19 at hvis Norge selger 10 prosent mer gass enn i basislikevekten,

Figur 17. Gjennomsnittlige energiskatter i 1996



er sammenhengen mellom produsentprisen i Nordsjøen og den uniforme energiskatten som i tilfellet ovenfor. Vær oppmerksom på at 200 USD/toe neppe kan kalles en høy skattesats. Den uniforme energiskatten må være 274 USD/toe for at samlet proveny i modell-landene (fra den uniforme energiskatten, CO₂-skatten og momsen) skal være lik samlet faktisk proveny i 1996.

Figur 20 viser sammenhengen mellom *samlet* bruk av fossile brensler og skattenivå. Siden samlet tilgang av naturgass i modell-landene er gitt (lik nivået i 1996), er det en konstant sammenheng mellom naturgass og skattenivå. Oljeforbruket øker med nesten 10 prosent når energiskattene fra 1996 fjernes (alt annet likt). Det er videre en svak tendens til at oljekonsumet øker med stigende skattesats.

En fjerning av energiskattene fra 1996 reduserer kullforbruket med ca. 25 prosent. Dessuten reduseres kullforbruket når den uniforme energiskatten økes. Redusert kullforbruk avspeiler bl.a. at prisen på kull (USD/toe) er lav. Dermed blir den prosentvise prisøkningen på kull høy. Med en energiskatt på 200 USD/toe er kullforbruket i modell-landene mer enn halvert (sammenliknet med basislikevekten).

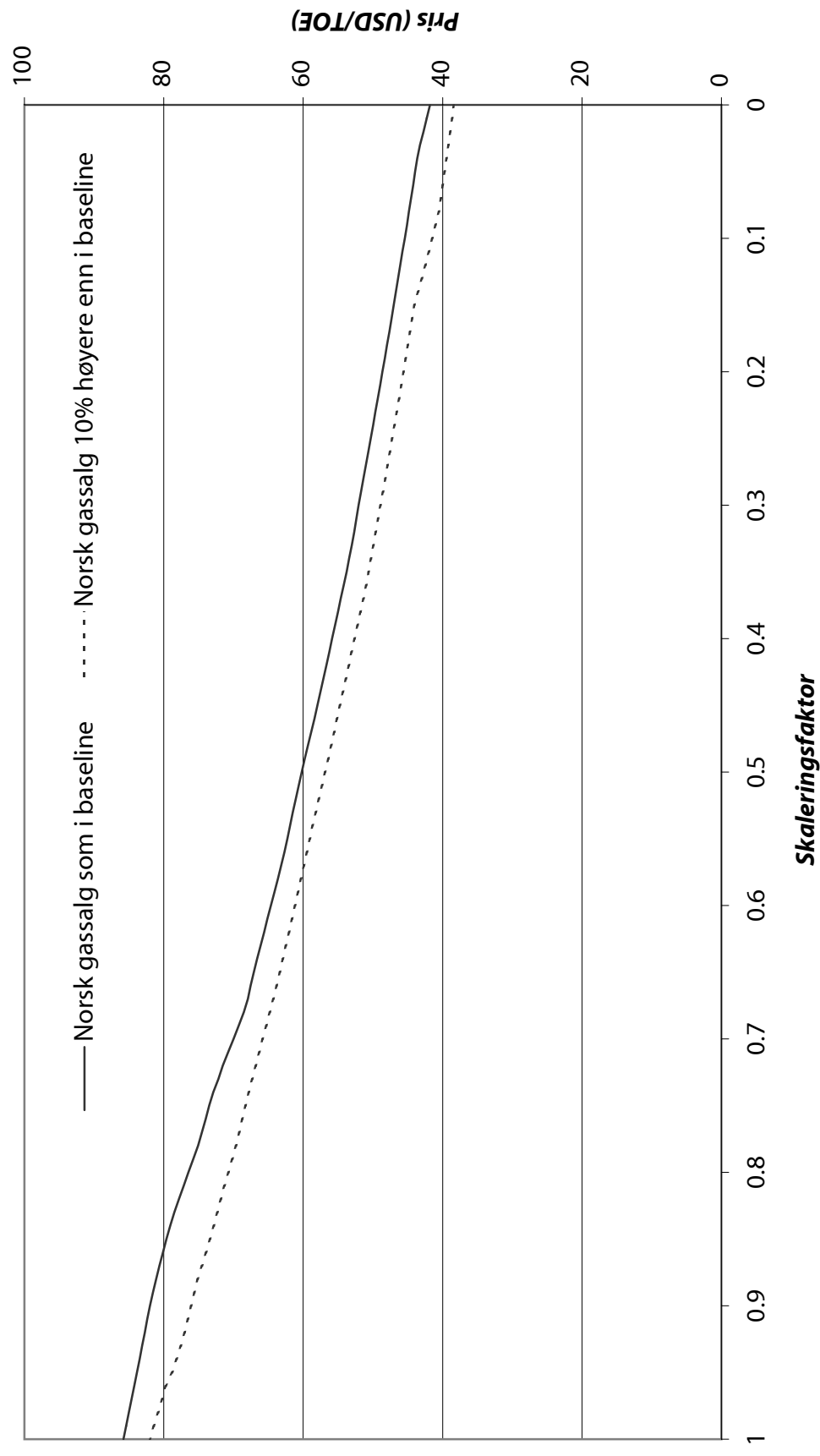
Figur 21 viser sammenhengen mellom bruk av fossile brensler til kraftproduksjon og den uniforme energiskatten. Vi ser at en *ren* fjerning av de faktiske energiskattene fra 1996 leder til at forbruket av gass (i gasskraftverk) øker med ca. 50 prosent. Derimot faller forbruket av kull (til kullkraftverk) med ca. 15 prosent, mens forbruket av olje (til oljekraft) faller med ca. 40 prosent. En økning i den uniforme energiskatten leder til en viss økning i forbruket av gass og olje (til kraftproduksjon), mens forbruket av kull reduseres. Men en uniform skattesats på 200 USD/toe er kullforbruket (i kullkraftverk) ca. 60 prosent lavere enn i basislikevekten.

Sammenhengen mellom utslipp i modell-landene og den uniforme energiskatten er vist i figur 22. En ren fjerning av energiskattene fra 1996 leder til en reduksjon i de samlede utslippene i modell-landene på nesten 4 prosent. Siden oljekonsumet øker svakt, gasskonsumet er uendret, og kullkonsumet faller betraktelig, reduseres

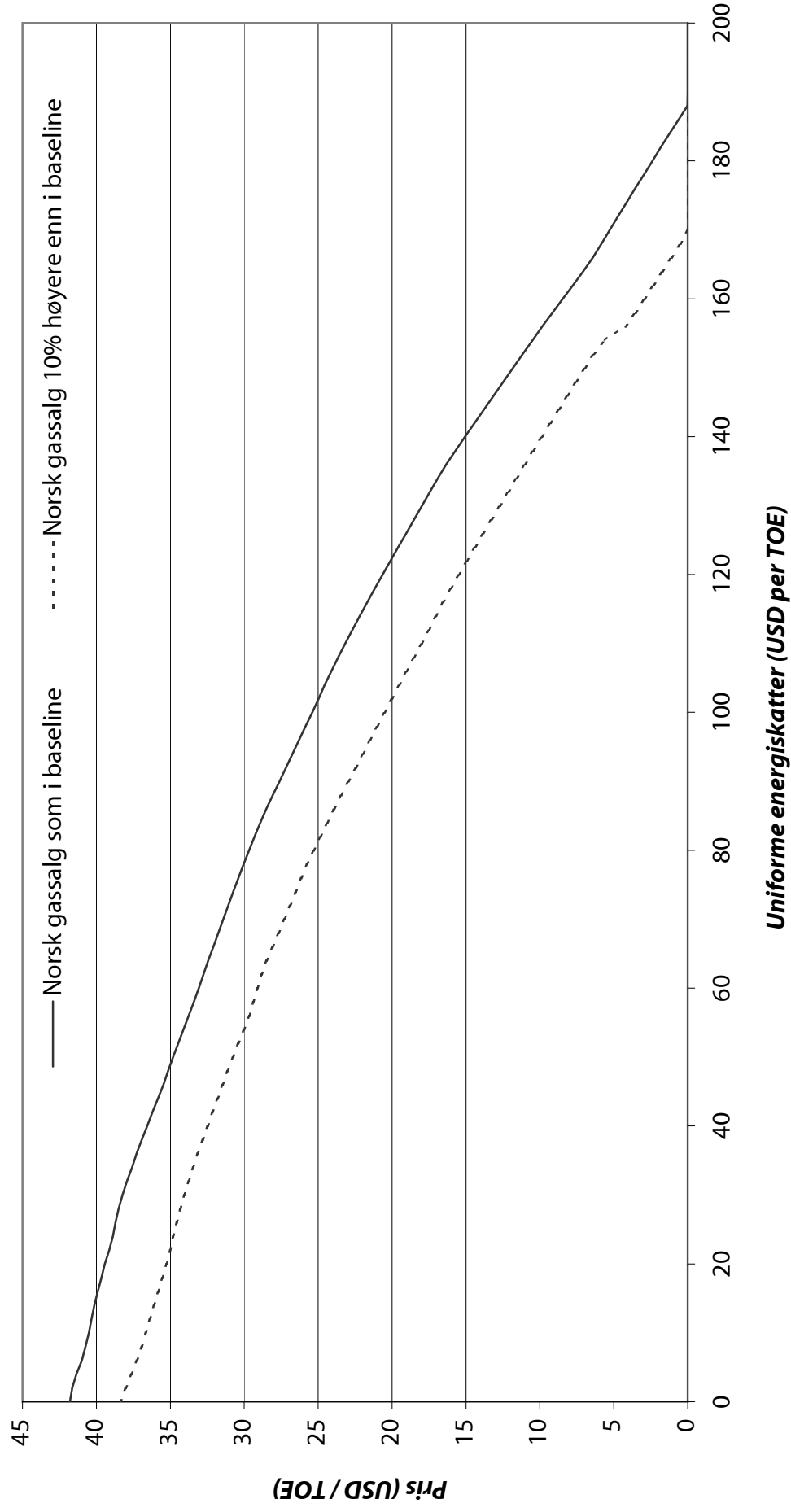
²⁴ Disse skattene har blitt pålagt ut fra mange hensyn, bl.a. fiskale, ønske om å subsidiere deler av energiindustrien og ønske om å redusere lokale forurensninger.

utslippene i takt med skattenivået. Hvis den uniforme energiskatten er 200 USD/toe, er utslippene i modell-landene 13 prosent lavere enn i basislikevekten.

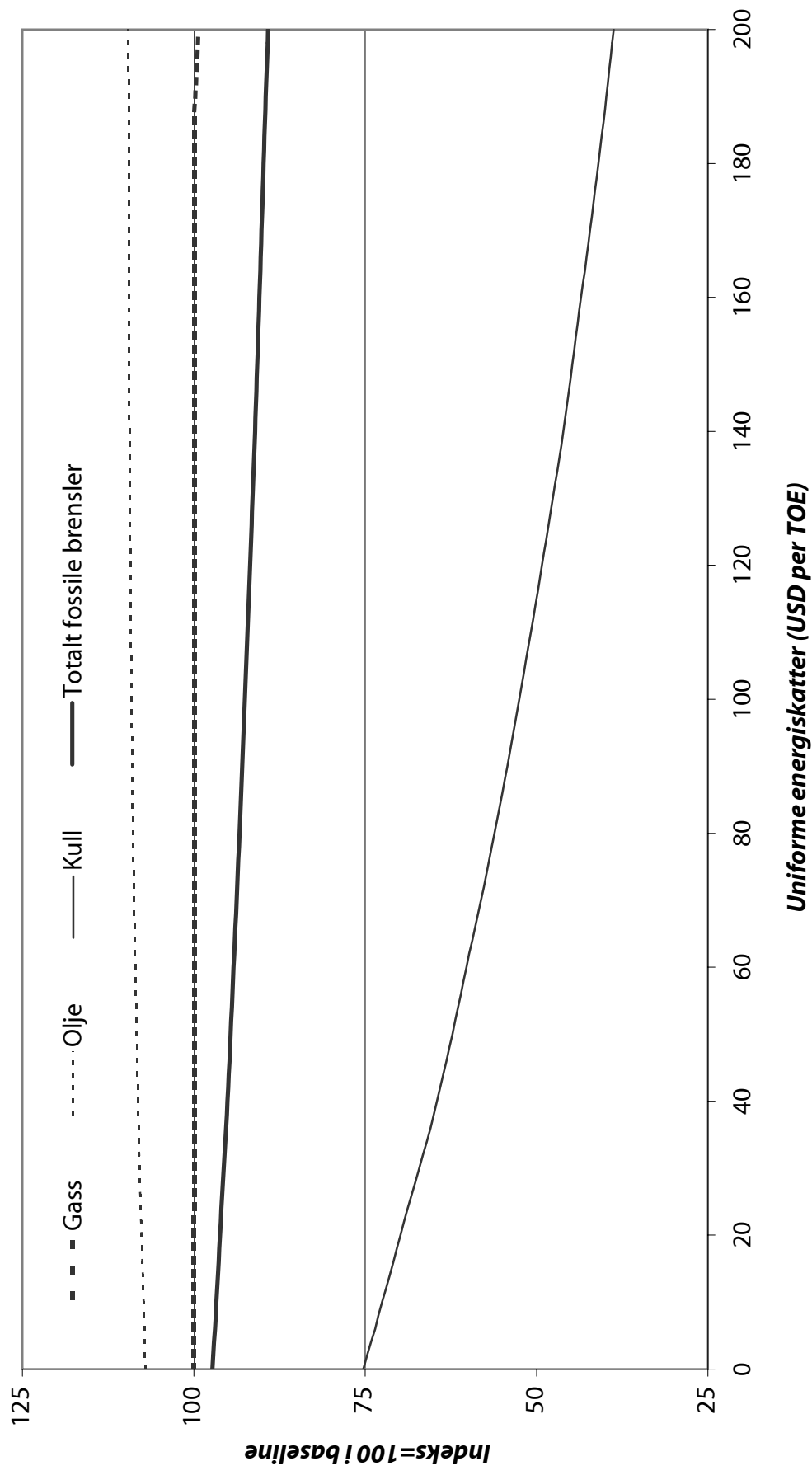
Figur 18. Produsentpris på norsk gass ved ulike energiskatt-skaleringer



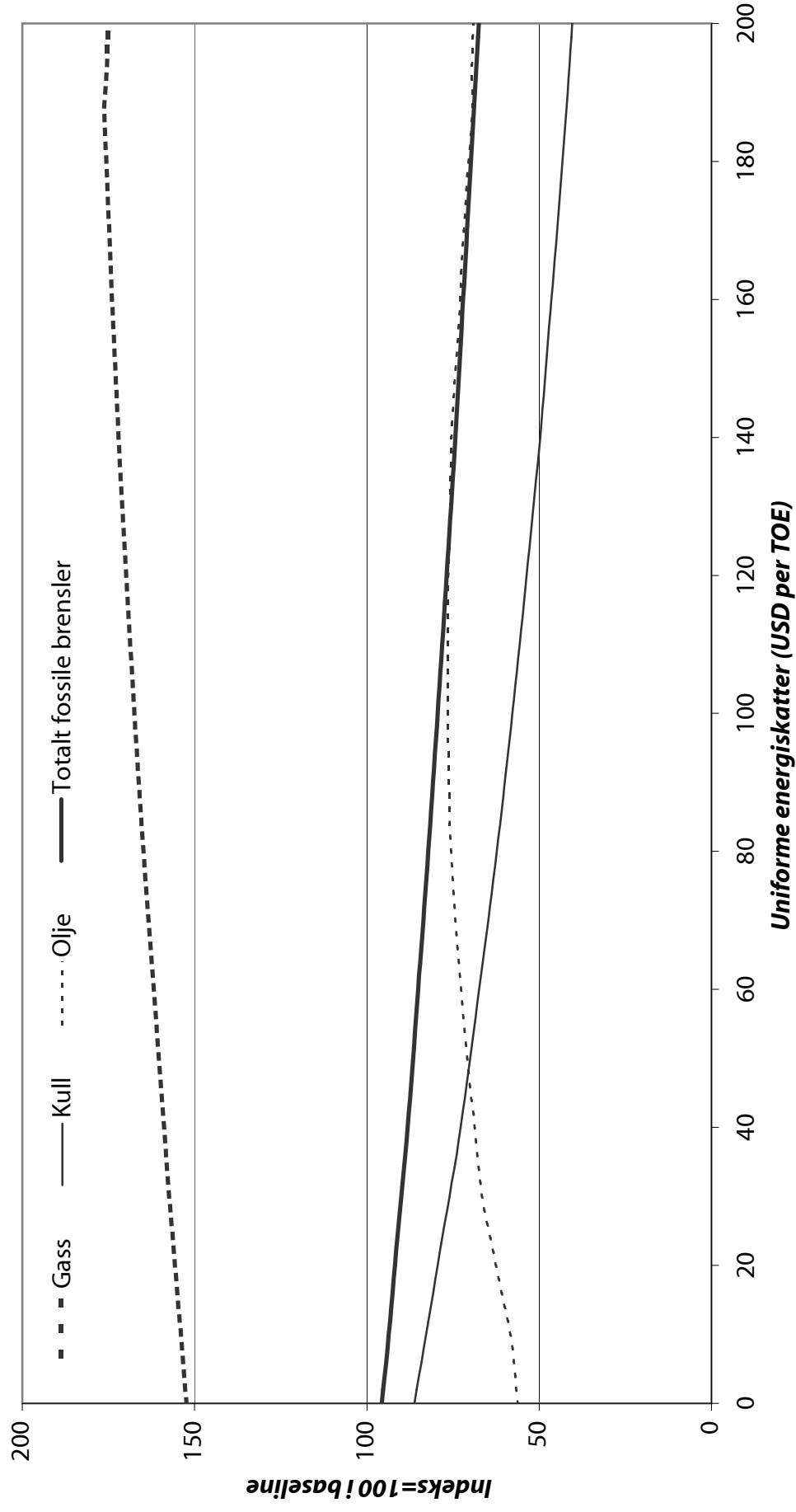
**Figur 19. Produsentpris på norsk gass.
Uniforme energiskatter**



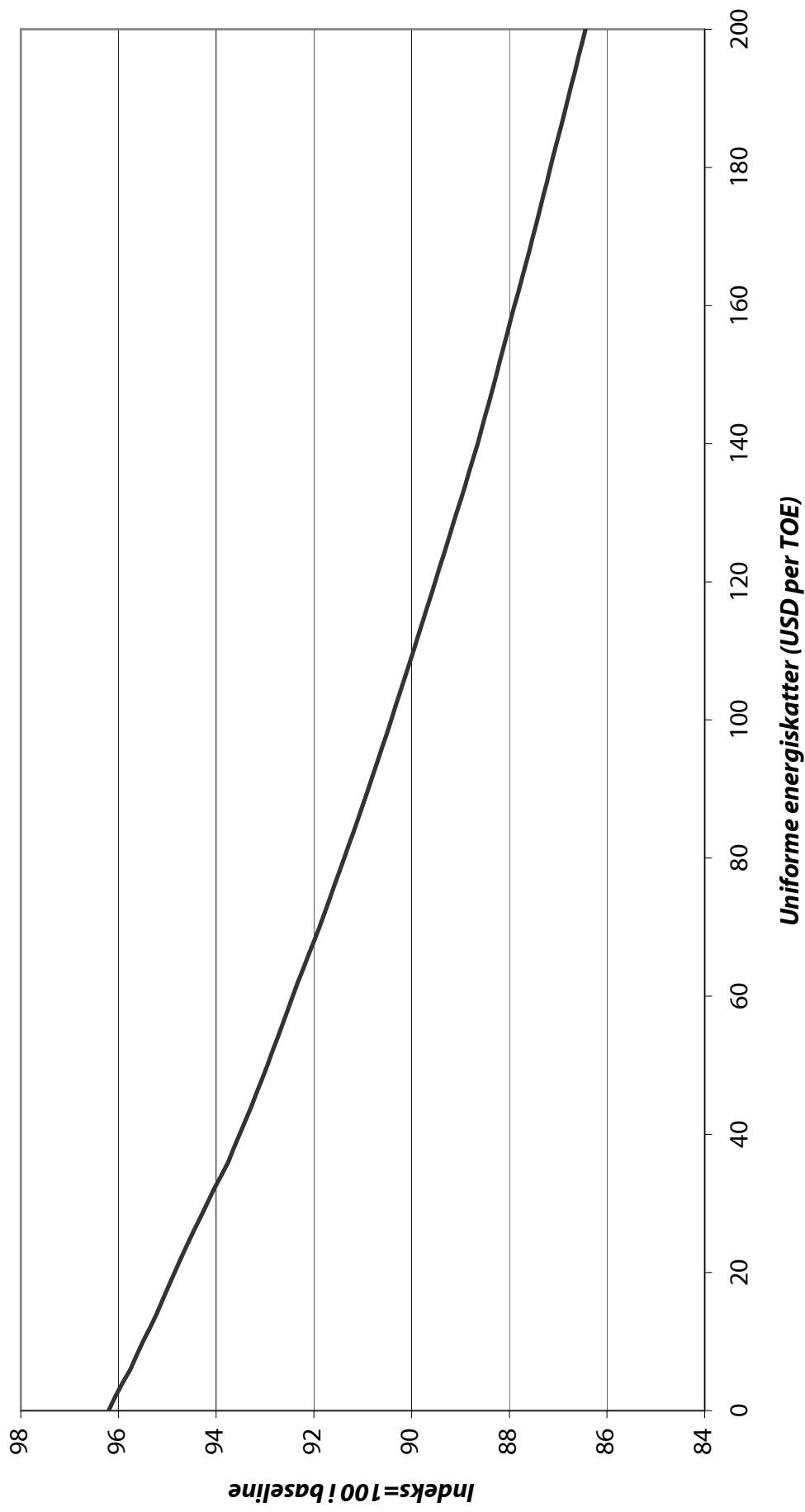
**Figur 20. Total etterspørsel etter ulike fossile brensler.
Uniforme energiskatter**



**Figur 21. Kraftverkernes etterspørsel etter ulike fossile brensler.
Uniforme energiskatter**



**Figur 22. Totale CO2-utslipp fra modellandene.
Uniforme energiskatter**



8.2 Energiskattene fra 1996 beholdes

Så langt har vi studert virkninger av å innføre en uniform energiskatt når energiskattene fra 1996 *fjernes*. Vi skal nå analysere virkninger av å innføre en uniform energiskatt når energiskattene fra 1996 *beholdes*. Derimot antar vi at CO₂-skattene fra 1996 fjernes. Denne politikkomleggingen kan f.eks. avspeile et ønske om å bruke forbruksavgifter på energi – fremfor CO₂-skatter - til å redusere utslippene av CO₂.

Figur 23 viser at en ren fjerning av CO₂-skattene fra 1996 har en marginal effekt på produsentprisen på gass (og alle andre variable). Dette skyldes det lave nivået på CO₂-skattene i basislikevekten. Hvis CO₂-skattene fjernes, men en uniform energiskatt innføres (”uniforme tillegg i energiskattene”), er produsentprisen på gass i Nordsjøen fallende i tilleggsskatten. Når alle brukere av energi, inklusive varmekraftverkene, betaler den uniforme tilleggsskatten, faller produsentprisen med ca. 30 prosent hvis tilleggsskatten er like høy som den gjennomsnittlige produsentprisen for gass i basislikevekten (108 USD/toe).²⁵ Videre faller produsentprisen på gass i Nordsjøen til null når den uniforme tilleggsskatten er ca. 380 USD/toe. Hvis alternativt kraftprodusentene er unntatt fra den uniforme energiskatten (dermed unngås dobbeltbeskatning av fossilbasert elektrisitetsproduksjon), og energiskatten er 380 USD/toe, er produsentprisen ca. 80 prosent lavere enn i basislikevekten, se figur 23.

Hvis kraftprodusentene unntas fra tilleggsbeskatningen, reduseres det samlede skattetrykket. Dette tilsier at produsentprisen på alle fossile brensler, også gass, stiger. Figur 23 viser imidlertid at produsentprisen på gass ikke nødvendigvis er høyest når kraftprodusentene er unntatt fra beskatningen. Når kraftprodusentene unntas fra tilleggsbeskatningen oppstår det to effekter som drar i hver sin retning. For det første reduseres det generelle skattetrykket, noe som tilsier at gassprisen stiger. Men fordi gasskraftverk som en tommelfingerregel har høyere effektivitet enn kullkraftverk og oljekraftverk, vil en energiavgift på fossilt brensel som innsatsfaktor i elektrisitetsproduksjonen være et mindre beløp pr kWh for gasskraftverk enn for de

²⁵ Tilleggsskatten må være 12,2 USD/toe for at samlet proveny i modell-landene skal være lik faktisk proveny i 1996. Hvis kraftprodusentene er unntatt fra tilleggsskatten (se nedenfor), må tilleggsskatten være 15,3 USD/toe for at samlet proveny i modell-landene skal være lik faktisk proveny i 1996.

andre varmekraftverkene. Bortfall av tilleggsbeskatningen styrker derfor den relative konkurransevnen til olje og (særlig) kull (siden tilleggsbeskatningen utgjør en betydelig andel av kullprisen). Gassprisen må derfor presses en god del ned for at hele det gitte gasskvantumet skal bli omsatt. Figur 23 viser at for lave tilleggsavgifter dominerer denne substitusjonseffekten. Derimot vil den direkte virkningen av dobbeltbeskatningen være sterkest for høye tilleggsavgifter.

Figur 24-26 viser virkninger av tilleggsskatten når denne betales av alle. Økt tilleggsskatt bidrar til en svak økning i samlet oljekonsum, mens samlet bruk av kull reduseres betydelig (figur 24). Dermed faller utslippene av CO₂ i modell-landene ettersom tilleggsskatten heves (figur 26). Med en tilleggsskatt på 200 USD/toe er samlede utslipp av CO₂ ca. 10 prosent lavere enn i basislikevekten.

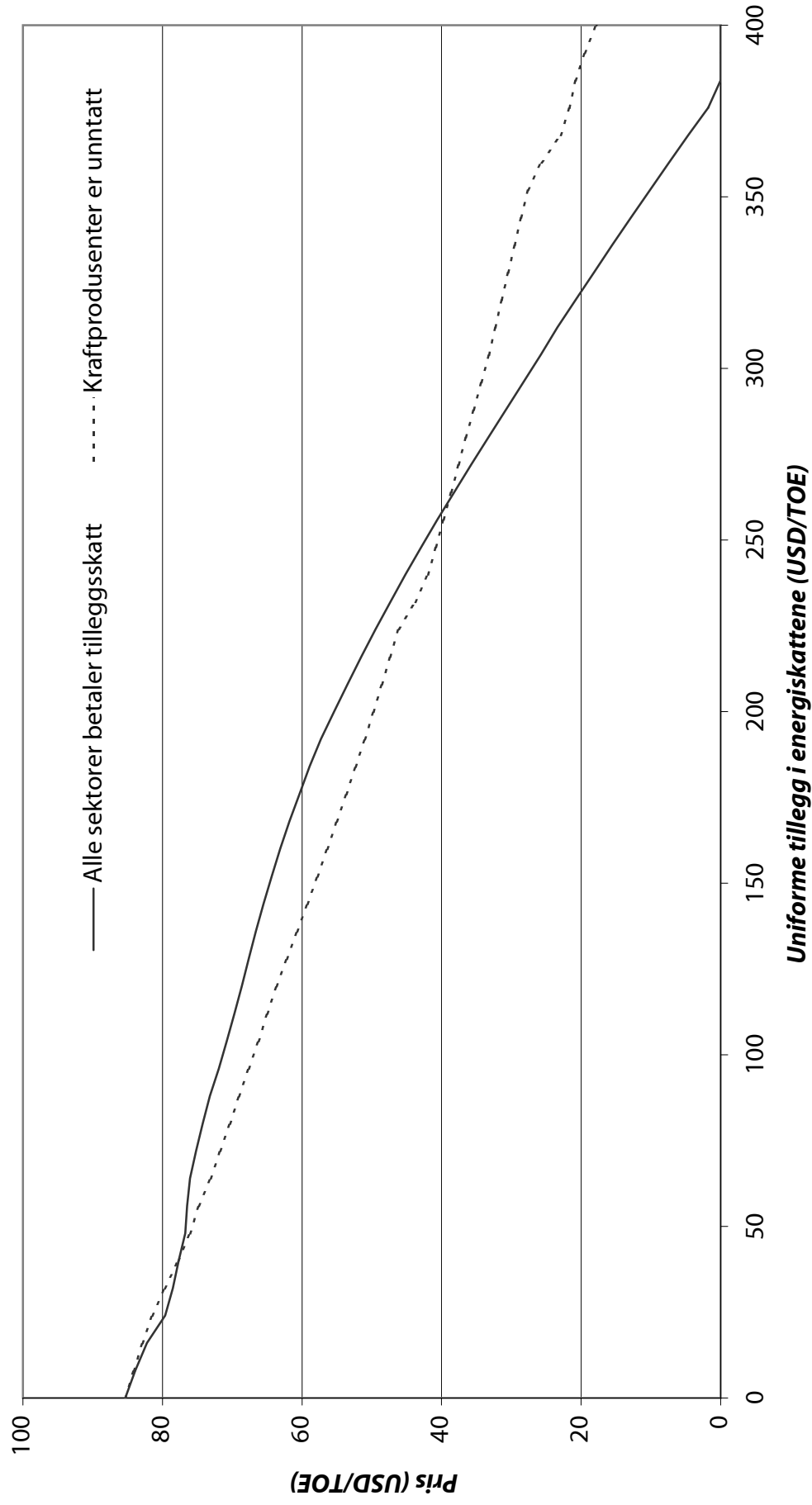
Figur 25 illustrerer sammenhengen mellom tilleggsskatten og bruk av de fossile brenslene til kraftproduksjon. Økt tilleggsskatt leder til en markant økning i bruken av gass til gasskraft, mens bruken av både olje og (spesielt) kull til kraftproduksjon avtar betydelig. Med en tilleggsskatt på 200 USD/toe er samlet bruk av fossile brenslere til kraftproduksjon ca. 20 prosent lavere enn i basislikevekten.

Figurene 27-29 viser virkninger av tilleggsskatten når denne betales utelukkende av sluttbrukerne (ikke kraftprodusentene). Også i dette tilfellet faller kullkonsumet når skatten heves (figur 27), men i motsetning til ovenfor reduseres samlet bruk av olje når tilleggsskatten økes. Som i tilfellet ovenfor stiger bruken av gass til gasskraft markant når tilleggsskatten økes (figur 28), mens bruken av olje til oljekraft faller. Bruken av kull til kraftproduksjon faller også når kraftprodusentene er unntatt fra tilleggsskatten, men reduksjonen er mye svakere enn i tilfellet der alle betaler tilleggsskatten (10 prosent reduksjon versus 45 prosent reduksjon når skattesatsen er 200 USD/toe).

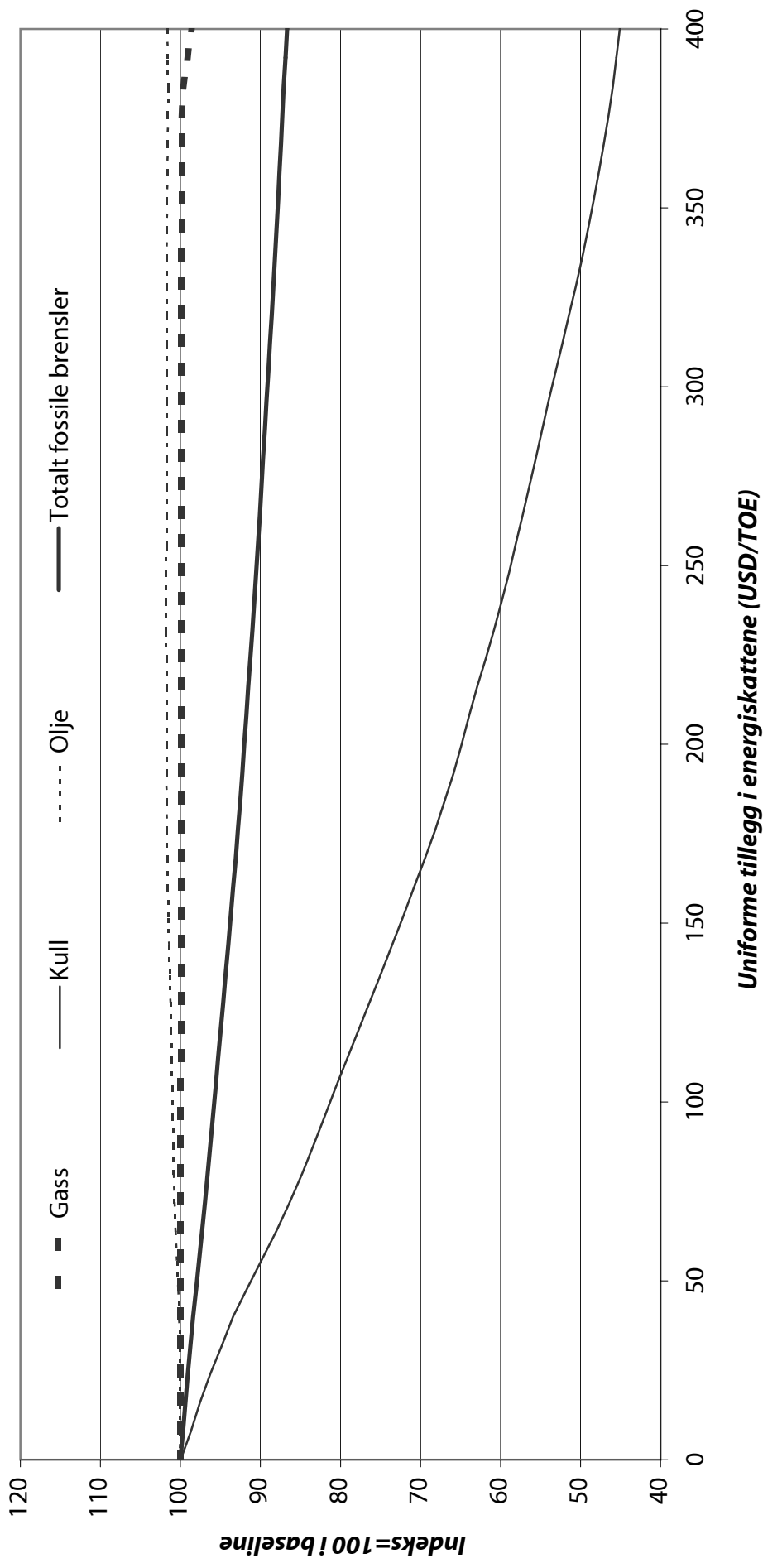
For en gitt tilleggsskattesats er CO₂-utslippene høyest når kraftprodusentene er unntatt fra tilleggsskatten. Når tilleggsskatten er 200 USD/toe, og kraftprodusentene er unntatt fra tilleggsskatten, er CO₂-utslippet 2 prosent lavere enn i basislikevekten. Derimot er reduksjoner 10 prosent når alle betaler tilleggsskatten, se figur 29.

Forskjellen avspeiler først og fremst at det er mye større bruk av kull til kraftproduksjon hvis det ikke er dobbeltbeskatning av energi.

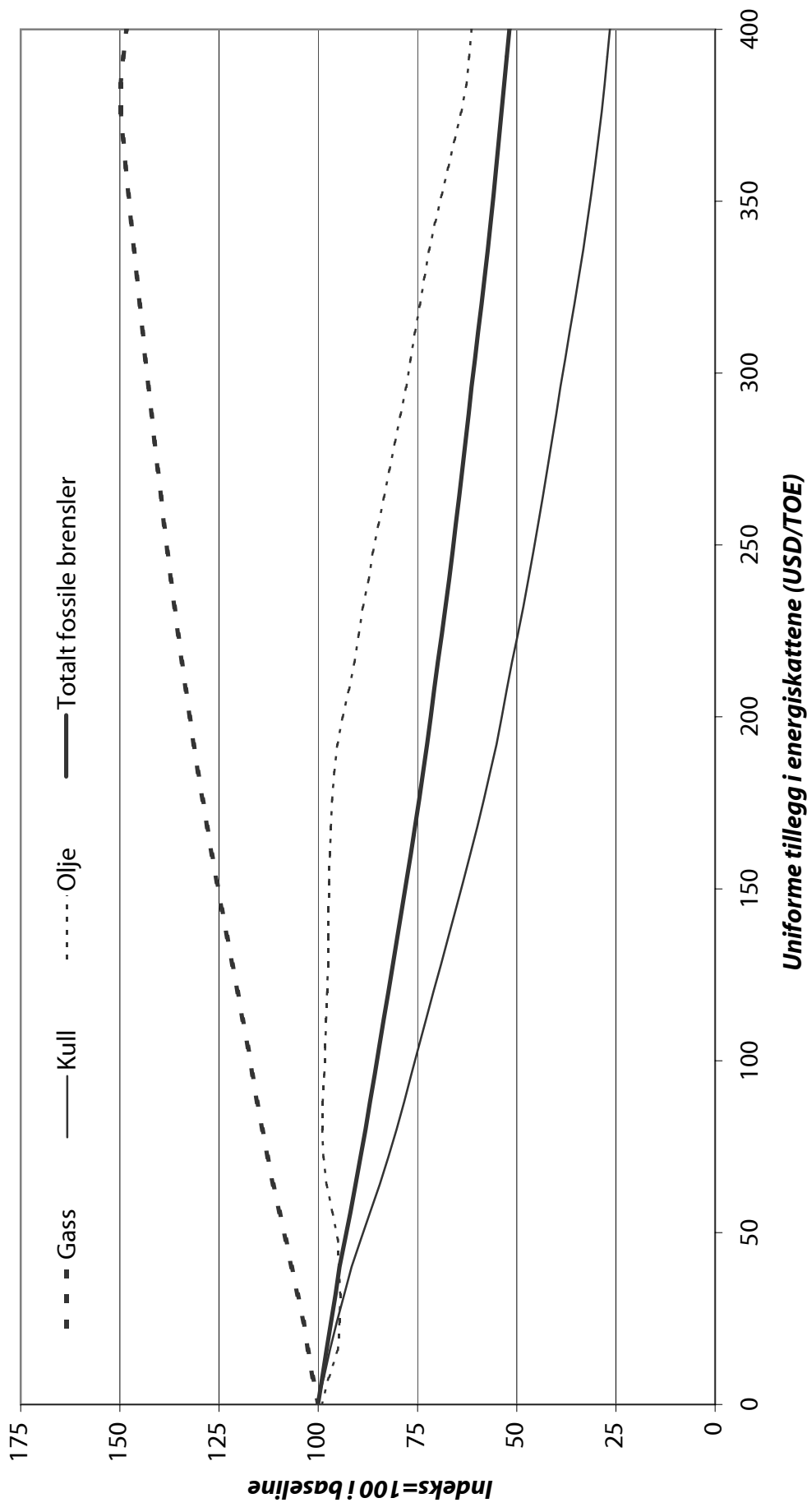
**Figur 23. Produsentpris for norsk gass .
Uniforme tillegg i energiskattene og null CO2 skatt**



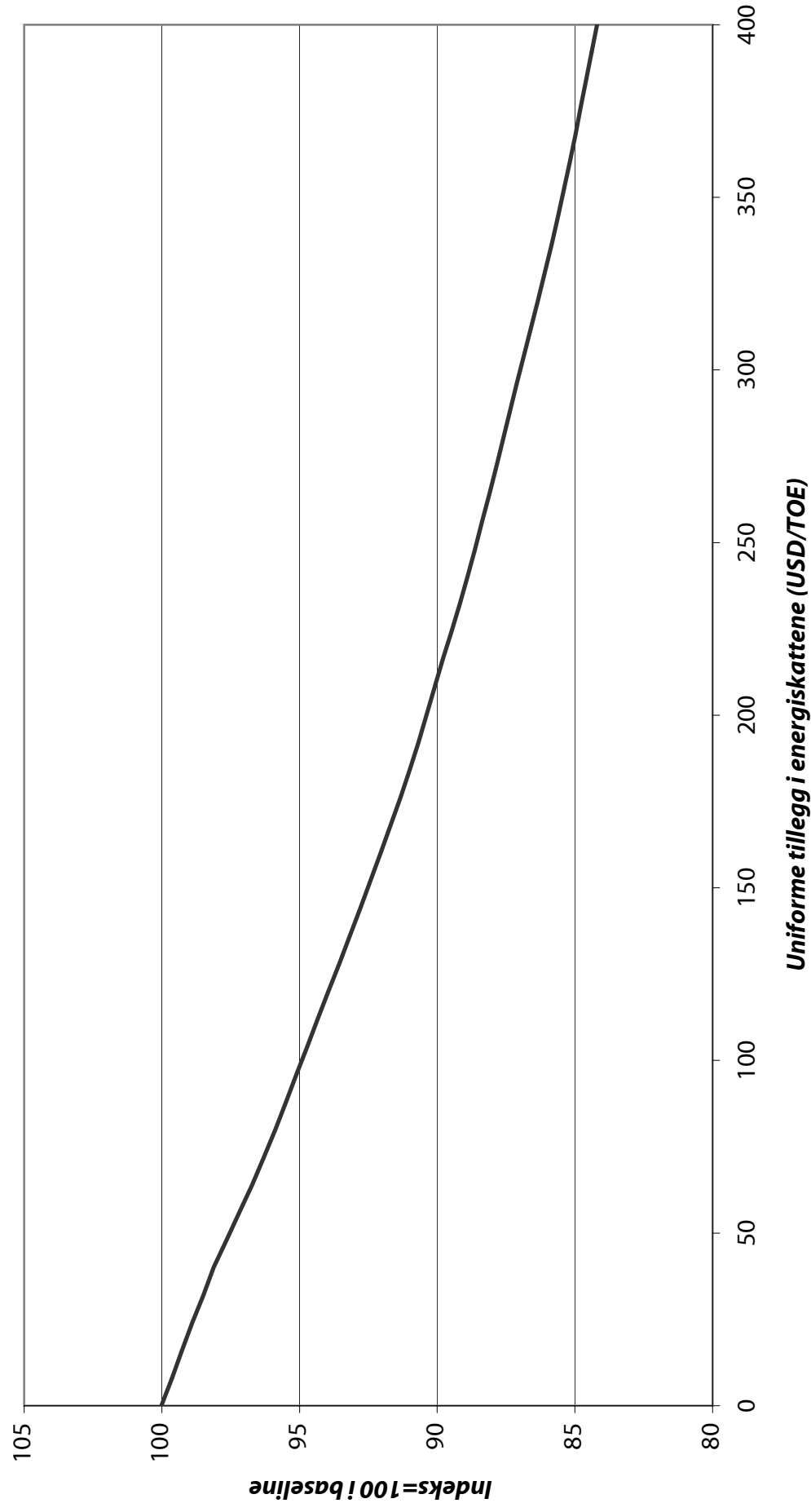
**Figur 24. Total etterspørsel etter ulike fossile brensler.
Uniforme tillegg i energiskattene og null CO2-skatt**



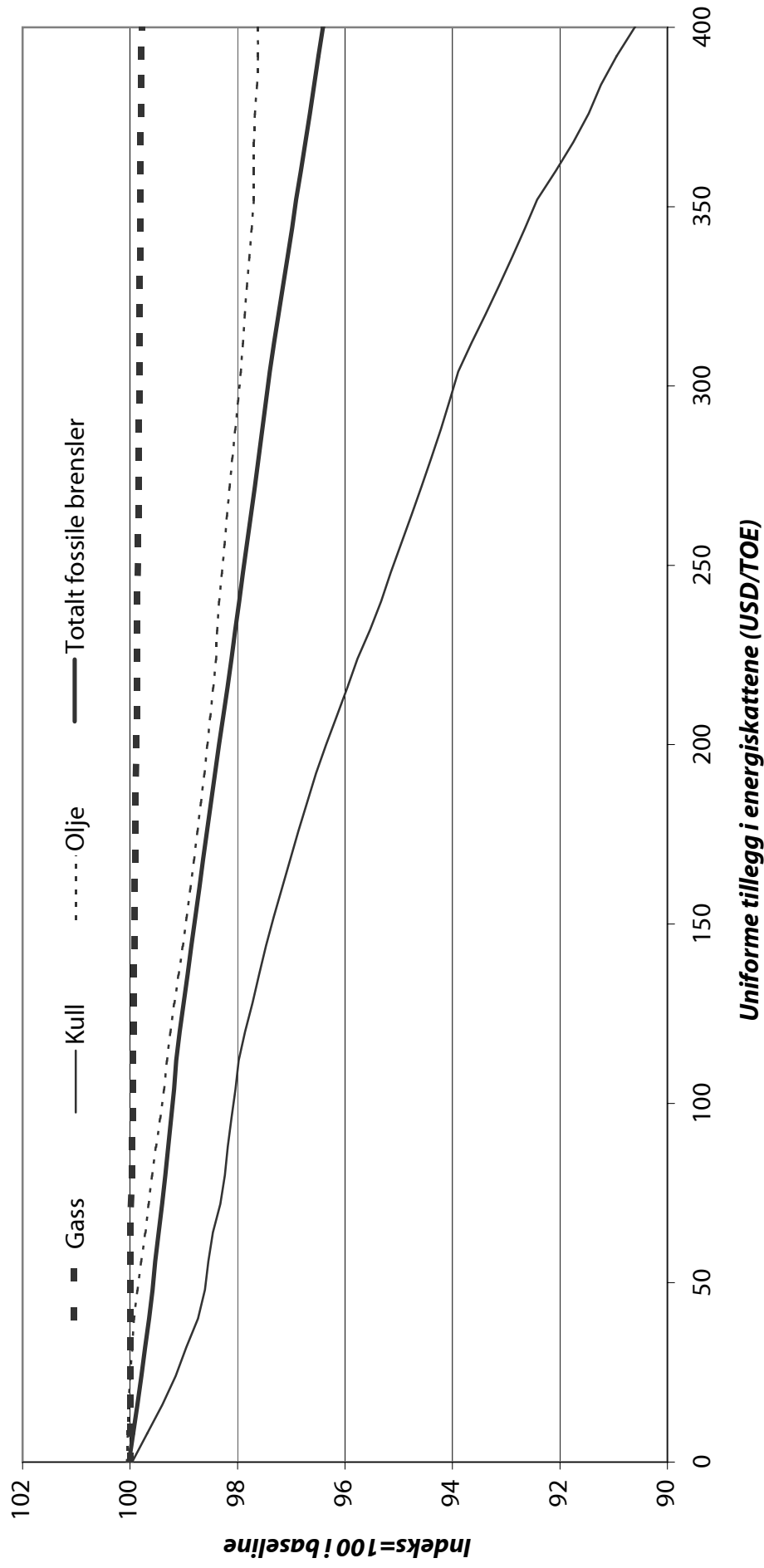
**Figur 25. Kraftverkernes etterspørsel etter ulike fossile brensler.
Uniforme tillegg i energiskattene og null CO2-skatt**



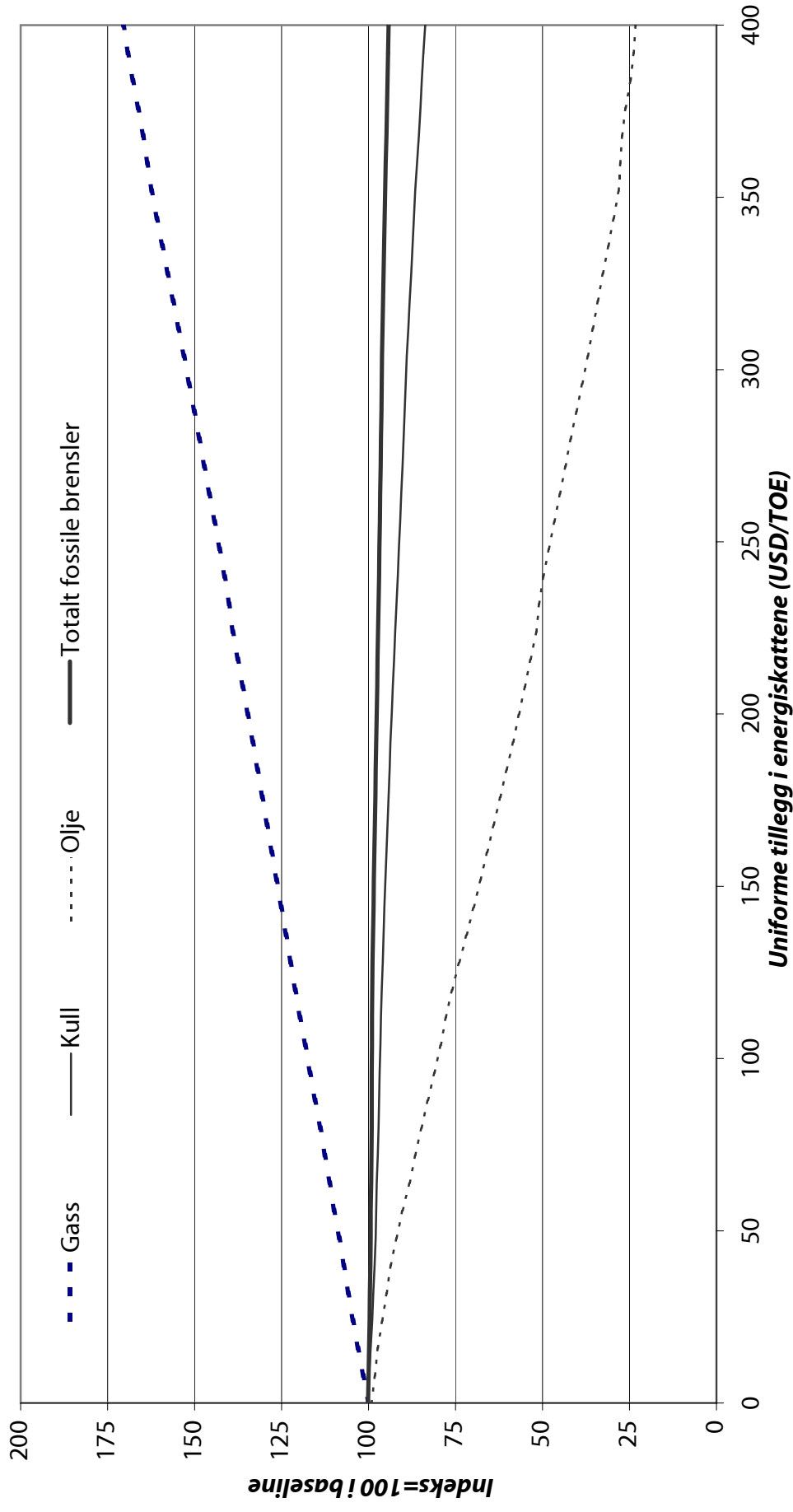
**Figur 26. Totale CO2-utslipp fra modellandene.
Uniforme tillegg i energiskattene og null CO2-skatt**



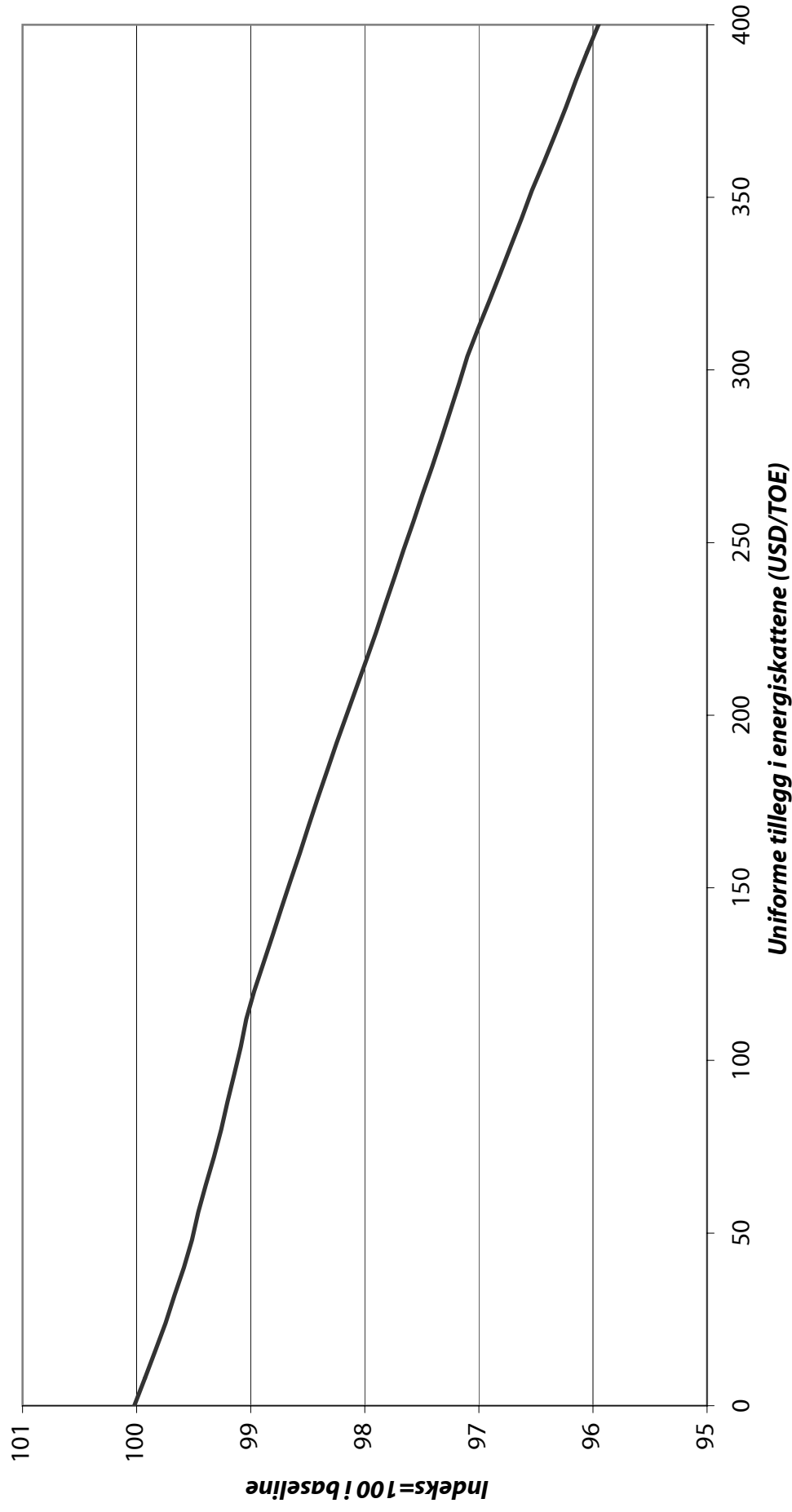
**Figur 27. Total etterspørsel etter ulike fossile brensler.
Uniforme tillegg i energiskattene og null CO2-skatt.
Kraftprodusentene er unntatt fra tilleggsbeskatningen.**



**Figur 28. Kraftverkernes etterspørsel etter ulike fossile brensler.
Uniforme tillegg i energiskattene og null CO2-skatt.
Kraftprodusentene er unntatt fra tilleggsbeskatningen.**



**Figur 29. Totale CO2-utslipp fra modellandene.
Uniforme tillegg i energiskattene og null CO2-skatt.
Kraftprodusentene er unntatt fra tilleggsbeskatningen.**



Referanser

- Aune, F., Golombek, R., S. A. C. Kittelsen og K. E. Rosendahl (2000). *Norge i et liberalisert europeisk marked*. Rapport 3/2000 fra Frischsenteret.
- Golombek, R., Gjelsvik, E. og K. E. Rosendahl (1998). "Increased competition on the supply side of the Western European natural gas market". *The Energy Journal*, 19(3): 1-18.
- International Energy Agency (2000). *Energy Policy of IEA Countries*. 1999 Review.
- Nordel (1997). *Årlig rapport 1996*.
- Norges offentlige utredninger (2000). *Et kvotesystem for klimagasser. Virkemidler for å møte Norges utslippsforpliktelse under Kyotoprotokollen*. NOU 2000:1.
- Thackeray, F. (1999). *European Natural Gas*. Financial Times

Publikasjoner fra Frischsenteret

Alle publikasjoner er tilgjengelig i Pdf-format på : www.frisch.uio.no

Rapporter

1/1999	Arbeidsledighet, arbeidsmarkedspolitikk og jobbsøking i Norge	Knut Røed, Hege Torp, Tom Erik Aabø
2/1999	Egenskaper ved tildelingsformer for nasjonale klimagasskvoter	Rolf Golombek, Michael Hoel, Snorre Kverndokk, Ove Wolfgang
3/1999	Regionale virkninger av økte elektrisitetspriser til kraftkrevende industri	Nils-Henrik M. von der Fehr, Trond Hjørungdal
4/1999	Bedriftsnedleggelse og klimakvoter i norsk industri	Rolf Golombek, Arvid Raknerud
5/1999	Utdanning og livsinntekt i Norge	Oddbjørn Raaum, Tom Erik Aabø, Thomas Karterud
1/2000	Hvem er de ledige? En økonometrisk analyse av arbeidsledighetens sammensetning i Norge på 1990-tallet	Morten Nordberg
2/2000	Effektivitet i pleie- og omsorgssektoren	Dag F. Edvardsen, Finn R. Førsund, Eline Aas
3/2000	Norge i liberalisert europeisk energimarked	Finn Roar Aune, Rolf Golombek, Knut Einar Rosendahl, Sverre A.C. Kittelsen
4/2000	Hvem vil og hvem får delta? Analyser av rekruttering og utvelgelse av deltakere til arbeidsmarkedstiltak i Norge på 1990-tallet	Knut Røed, Hege Torp, Irene Tuveng, Tao Zhang
5/2000	Deregulering av det vest-europeiske gassmarkedet - korttidseffekter	Rolf Golombek, Sverre A.C. Kittelsen, Ove Wolfgang

Arbeidsnotater

1/1999	Kan markedskreftene temmes i lønnsdannelsen?	Colin Forthun
2/1999	Inntektseffekter av utdanning i Norge – en litteraturoversikt	Oddbjørn Raaum
1/2000	Empirical Specification of the Model in "Early Retirement and Economic Incentives"	Erik Hernæs, Steinar Strøm

2/2000	Forholdene på arbeidsmarkedet, økonomiske incentiver og risikoen for å bli yrkeshemmet	Christian L. Wold Eide
3/2000	Koordinering av inntektsoppgjørene i Norge og Sverige 1961-1999	Bergljot Bjørnson Barkbu
4/2000	Insentivvirkninger av skatte- og pensjonsregler	Fredrik Haugen

Memoranda

Serien publiseres av Sosialøkonomisk institutt, Universitetet i Oslo, i samarbeid med Frischsenteret. Listen under omfatter kun memoranda tilknyttet prosjekter på Frischsenteret. En komplett oversikt over memoranda finnes på www.sv.uio.no/sosoe/memo/.

3/1999	The Economics of Screening Programs	Steinar Strøm
7/1999	What hides behind the rate of unemployment? Micro evidence from Norway	Knut Røed, Tao Zhang
9/1999	Monte Carlo Simulations of DEA Efficiency Measures and Hypothesis Tests	Sverre A.C. Kittelsen
11/1999	Efficiency and Productivity of Norwegian Colleges	Finn R. Førsum, Kjell Ove Kalhagen
13/1999	Do subsidies to commercial R&D reduce market failures? Microeconomic evaluation studies	Tor Jakob Klette, Jarle Møen, Zvi Griliches
14/1999	Unemployment Duration in a Non-Stationary Macroeconomic Environment	Knut Røed, Tao Zhang
16/1999	The effect of schooling on earnings: The role of family background studied by a large sample of Norwegian twins	Oddbjørn Raaum, Tom Erik Aabø
17/1999	Early Retirement and Economic Incentives	Erik Hernæs, Marte Sollie, Steinar Strøm
18/1999	Fewer in Number but Harder to Employ: Incidence and Duration of Unemployment in an Economic Upswing	Erik Hernæs
19/1999	Progressiv Taxes and the Labour Market	Knut Røed, Steinar Strøm
22/1999	Inequality, Social Insurance and Redistribution	Karl Ove Moene, Michael Wallerstein
24/1999	Do Voluntary Agreements Lead to Cost Efficiency	Rolf Golombek, Espen R.

		Moen
25/1999	Rent Grabbing and Russia's Economic Collapse	Sheetal K. Chand and Karl Ove Moene
28/1999	The role of foreign ownership in domestic environmental regulation under asymmetric information	Jon Vislie
29/1999	Labor unions versus individualized bargaining with heterogeneous labor	Jon Strand
32/1999	Efficiency in the Provision of Municipal Nursing – and Home-Care Services: The Norwegian Experience	Espen Erlandsen, Finn R. Førsund
33/1999	Effects of Progressive Taxes under Decentralized Bargaining and Heterogeneous Labor	Jon Strand
34/1999	Reflections on Abatement Modelling	Ove Wolfgang
35/1999	Crime Induced Poverty Traps	Halvor Mehlum, Karl Ove Moene, Ragnar Torvik
36/1999	Statistical Discrimination and the Returns to Human Capital and Credentials	Christian Brinch
38/1999	Relative Unemployment Rates and Skill-Biased Technological Change	Knut Røed
2/2000	Married Men and Early Retirement Under the AFP Scheme	Ole J. Røgeberg
4/2000	Family Labor Supply when the Husband is Eligible for Early Retirement: Some Empirical Evidences	Jia Zhiyang
5/2000	Earnings Assimilation of Immigrants in Norway - A Reappraisal	Pål Longva, Oddbjørn Raaum
13/2000	Family Labour Supply when the Husband is Eligible for Early Retirement	Erik Hernæs, Steinar Strøm
15/2000	Labour Market Transitions and Economic Incentives	Knut Røed, Tao Zhang
19/2000	Have the Relative Employment Prospects for the Low-Skilled Deteriorated After All?	Knut Røed, Morten Nordberg
23/2000	A Note on the Weibull Distribution and Time Aggregation Bias	Knut Røed, Tao Zhang



Frischsenteret

Stiftelsen Frischsenteret for samfunnsøkonomisk forskning er en uavhengig stiftelse opprettet av Universitetet i Oslo. Frischsenteret utfører samfunnsøkonomisk forskning i samarbeid med Sosialøkonomisk institutt ved Universitetet i Oslo. Forskningsprosjektene er i hovedsak finansiert av Norges forskningsråd, departementer og internasjonale organisasjoner. De fleste prosjektene utføres i samarbeid mellom Frischsenteret og forskere ved andre norske og utenlandske forskningsinstitusjoner.

**Frischsenteret
Gaustadalléen 21
0349 Oslo
Tlf: 22958810
Fax: 22958825
frisch@frisch.uio.no
www.frisch.uio.no**