

# Friere energimarkeder i Vest-Europa<sup>1</sup>

**Finn Roar Aune, Rolf Golombek,  
Sverre A. Kittelsen og  
Knut Einar Rosendahl**

*De vest-europeiske energimarkedene er i ferd med å liberaliseres. Dette vil isolert sett medføre betydelige prisreduksjoner og økt forbruk av elektrisitet i Vest-Europa. Mesteparten av den økte kraftproduksjonen vil i så fall komme fra gamle og nye kullkraftverk, noe som vil gi store økninger i CO<sub>2</sub>-utslippene i Europa. Bruk av CO<sub>2</sub>-avgifter vil kunne motvirke utslippsøkningen, samtidig som elektrisitetsprisene for husholdninger og industri fortsatt er betydelig lavere enn før liberaliseringen. Friere energimarkeder vil også medføre lavere gasspriser til forbrukere. Mindre markedsrett i transportleddet kan likevel føre til økt lønnsomhet i norsk gassproduksjon, ikke minst hvis CO<sub>2</sub>-avgifter innføres.*

## Innledning

I Vest-Europa foregår det for tiden en prosess i retning av friere energimarkeder. Markedene for elektrisitet og gass har tradisjonelt vært sterkt regulerte i de fleste vest-europeiske land, og ofte har store nasjonale selskaper hatt monopol på transport og salg av disse energivarene. Nå er dette i ferd med å endres. Flere land har allerede liberalisert energimarkedene (f.eks. Norge og Storbritannia). Andre land er i ferd med å gjøre det samme, med EU-kommisjonen som en sterk pådriver (IEA 2000). Fortsatt stritter imidlertid noen viktige land imot, spesielt Frankrike, med de store selskapene som viktige bakspillere.

Endringer i det vest-europeiske energimarkedet er viktig for Norge av flere grunner. For det første har Norge store petroleumsressurser som i hovedsak selges til vest-europeiske land. Et friere energimarked vil påvirke prisene og konkurranseforholdene, og dermed lønnsomheten av å utvinne disse ressursene. I tillegg vil et mer åpent kraftmarked gjøre norske kraftpriser mer avhengig av hva som skjer i resten av Vest-Europa, spesielt dersom overføringskapasiteten for kraft mellom Norge og andre land økes.

**Finn Roar Aune** er rådgiver ved Gruppe for petroleum- og miljøøkonomi (finn.roar.aune@ssb.no)

**Rolf Golombek** er seniorforsker ved Frischsenteret (rolf.golombek@frisch.uio.no)

**Sverre A. Kittelsen** er forsker ved Frischsenteret (s.a.c.kittelsen@frisch.uio.no)

**Knut Einar Rosendahl** er forskningsleder ved Gruppe for petroleum- og miljøøkonomi (knut.einar.rosendahl@ssb.no)

I denne artikkelen studeres de langsiktige konsekvensene av et friere energimarked i Vest-Europa. Vi diskuterer virkninger på energipriser og -forbruk, med spesiell fokus på norske kraftpriser og lønnsomheten av norsk gassproduksjon. I tillegg undersøker vi hvordan utslippene av klimagassen karbondioksid (CO<sub>2</sub>) påvirkes, og diskuterer effekten av innføre CO<sub>2</sub>-avgifter for å nøytralisere tendensen til økte utlipp. Analysen er basert på resultater fra en energimarkedsmodell for Vest-Europa, LIBEMOD (se Boks for nærmere beskrivelse). I modellen antas markedene å være fullt ut liberaliserte, med unntak av politiske begrensninger på investeringer i nye atomkraftverk. Studien er langsiktig, dvs. vi ser på en situasjon der både bedrifter, husholdninger og andre aktører har fått full anledning til å tilpasse seg nye priser. Det innebærer blant annet at lønnsomme investeringer i transport- og produksjonskapasitet inkluderes i analysen. Dette vil normalt ta flere tiår. Utslagene 5-10 år etter en liberalisering vil derfor trolig være mindre omfattende enn det som presenteres her. Vi sammenligner resultatene med det faktiske nivået i 1996, som er modellens basisår.

## Dagens energimarked i Vest-Europa

Energimarkedet i Vest-Europa har vært preget av store, dominerende selskaper i de enkelte landene, som har hatt mer eller mindre enerett på transport, distribusjon og/eller salg av gass og elektrisitet (se f.eks. Percebois 1999). Denne posisjonen har naturlig nok ført til at selskapene har hatt mulighet til å kreve høye priser uten å stå i fare for å miste kunder. Forbrukerne har ikke kunnet velge hvem de skal kjøpe energien fra; valget deres har vært innskrenket til et valg mellom ulike energityper. Infrastruktur og energiutstyr med lang levetid og liten fleksibilitet har imidlertid begrenset også dette valget.

<sup>1</sup> Artikkelen er basert på et fellesprosjekt mellom Frischsenteret og Statistisk sentralbyrå. Prosjektet har hatt finansiering fra NFR-programmet Samstemt.

**Boks - Modellbeskrivelse**

LIBEMOD er en statisk, empirisk likevektsmodell for energimarkedene i Vest Europa. Den er utviklet av Frischsenteret og Statistisk sentralbyrå. Modellen omfatter 13 land og beskriver energimarkedene etter en fullstendig liberalisering. I hvert land modelleres tilbud og etterspørsel etter ulike energivarer. Markedene er videre integrerte, dvs. at det foregår fri handel mellom landene. Transport og distribusjon av energi modelleres eksplisitt for gass og elektrisitet, både mellom landene og i hvert enkelt land. Prisforskjellene som oppstår mellom land og sluttbrukere reflekterer utelukkende kostnader ved transport og forskjeller i avgiftsnivå. Modellen er partiell, dvs. spillet med resten av økonomien modelleres ikke.

Etterspørselen i hvert land er inndelt i husholdninger/tjenesteyting, industribedrifter og kraftproduksjon. De to første gruppene forbruker olje, gass, kull og elektrisitet, og energiprisene styrer til en viss grad hvor mye som etterspørres av hver energitype. Etterspørselen etter kraft er inndelt i fire perioder over året (vinter/sommer, dag/natt), mens øvrige energivarer omsettes i årsmarkeder. Elektrisitet kan produseres basert på opp til åtte ulike teknologier. De viktigste er kullkraft, gasskraft, oljekraft, vannkraft og atomkraft. Kapasiteten for hver teknologi i hvert land er i utgangspunktet gitt, men økes dersom dette er lønnsomt. Hvor mye av hver teknologi som blir brukt i kraftproduksjonen avhenger av prisen på energivarer, effektivitet, andre driftskostnader, og eventuelt investeringskostnader. Effektiviteten for de ulike kraftteknologiene varierer både innad i og mellom landene.

Kapasiteten på internasjonale transmisjonsledninger, dvs. gassrør og kraftledninger, modelleres eksplisitt. Ved ledig kapasitet bestemmes tariffen utelukkende av marginalkostnader, ellers bestemmes tariffen av skyggepriser (dvs. at den mest lønnsomme transporten prioriteres, og at tariffen settes så høyt at etterspørselen etter transport blir lik kapasiteten). Kapasitetene på internasjonale gassrør og kraftledninger økes dersom dette er lønnsomt.

Handelen med gass og elektrisitet mellom vesteuropeiske land ("modellandene") og andre land ("resten av verden") antas å være konstant. Handelen med olje og kull mellom "modellandene" og "resten av verden" skjer på et verdensmarked med relativt fleksibel tilbud og etterspørsel.

Modellens basisår er 1996. Scenariet vi presenterer i denne artikkelen kan tolkes som en hypotetisk markedsluke i 1996 gitt at energimarkedene var fullt ut liberaliserte, og at alle aktørene hadde tilpasset seg den nye situasjonen med hensyn til investeringer etc. Ved å sammenligne med det reelle utfallet i 1996, får vi dermed presentert i hvilken retning markedene vil bevege seg etter en liberalisering, og noe om størrelsesorden på effektene.

LIBEMOD har en korttidsversjon og en langtidsversjon (som er brukt her). En beskrivelse av korttidsversjonen og noen analyser finnes i Aune mfl. (2000, 2001a,b). Modellen har blant annet vært brukt til å studere virkninger på vest-europeiske CO<sub>2</sub>-utslipp av norsk gasskraftproduksjon og norsk gasseksport. En mer teknisk beskrivelse av LIBEMOD (begge versjonene) finnes i Aune mfl. (2001c).

I enkelte land har dette endret seg. Norge liberaliserte f.eks. elektrisitetsmarkedet allerede i 1991 (jf. Ot. prp. nr. 43 1989-1990), mens Storbritannia liberaliserte både gass- og elektrisitetsmarkedet gradvis fra hhv. 1986 og 1990. I flere EU-land pågår det nå en gradvis liberalisering, der de største energiforbrukerne i første omgang gis anledning til å handle energi fritt. I løpet av de nærmeste årene vil også husholdninger og andre småforbrukere få samme mulighet. Transport- og distribusjonsselskapene vil i praksis kunne ha betydelig markedsmakt selv om energimarkedet åpnes, siden kostnadene ved å bygge nye rør og ledninger er store. Selskapene blir derfor pålagt å frakte gassen eller kraften så sant det er ledig kapasitet i gassrøret eller kraftledningene. Et viktig spørsmål er imidlertid hvilken tariff forbrukerne må betale for transporten. I de fleste land legges det opp til at tariffen reguleres slik at den reflekterer kostnadene ved transporten. I noen land er det imidlertid åpnet for at tariffene skal forhandles fram (f.eks. Tyskland). Dette vil trolig transportselskapene utnytte til sin fordel, og dermed beholde noe av den eksisterende monopolprofitten.

Handelen med gass i Vest-Europa foregår stort sett via langsiktige avtaler. Norske gassprodusenter forhandler

med importselskaper i de enkelte landene, som gjerne har vært de store rørselskapene (f.eks. Ruhrgas i Tyskland og Gas de France i Frankrike). På grunn av monopolsituasjonen i de enkelte landene, stod importselskapene sterkt i forhandlingene. Norske produsenter stod imidlertid inntil i fjor samlet gjennom det såkalte Gassforhandlingsutvalget (GFU), og hadde derfor også betydelig forhandlingsstyrke. Det er derfor ikke opplagt hvordan en friere handel med gass vil påvirke prisen norske gassprodusenter får.

Gass er en ettertraktet energivar i Vest-Europa, blant annet fordi den er mer miljøvennlig enn andre fossile brenslere (forbrenning av kull og olje gir høyere utslipp av bl.a. CO<sub>2</sub> og SO<sub>2</sub>), og fordi andre energivarer enten er for dyre (vind/sol) eller anses for utrygge (atomkraft). Vest-Europa har imidlertid lite gassressurser i forhold til forbruket sitt, og er dermed avhengig av import fra Russland og Nord-Afrika, og på sikt fra Midtøsten og Sentral-Asia. For at disse landene skal øke sin eksport av gass til Vest-Europa i særlig grad, må gassprisen øke. Selv om gassmarkedet på sikt vil bli mer globalt enn i dag, er tilbudet av gass de nærmeste årene relativt lite fleksibelt.

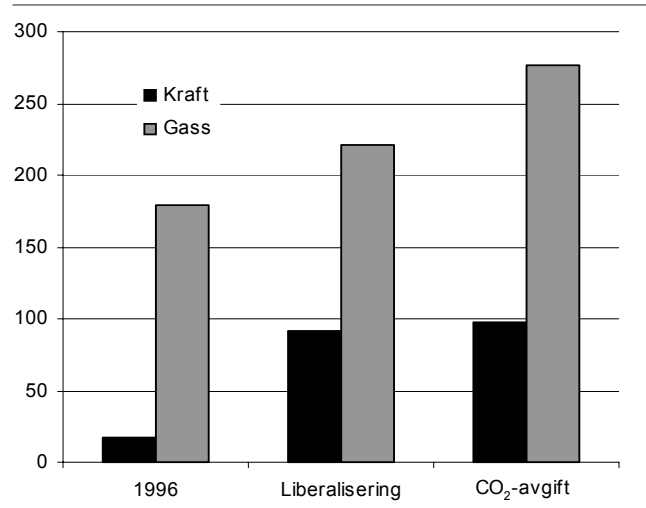
Dagens kraftproduksjon i Vest-Europa kommer i stor grad fra kullkraftverk og atomkraftverk. Gasskraft og vannkraft utgjør også viktige bidrag. Sammensetningen av kraftproduksjonen henger sammen med både lønnsomhet, topografi og politiske forhold. Det er ikke ventet at økt kraftbehov vil bli dekket av atomkraft i særlig grad - myndighetene i de fleste land er restriktive i forhold til å gi nye konsesjoner til slike kraftverk. Vannkraftpotensialet er også i stor grad brukt opp, ettersom gjenværende utbyggingsmuligheter ofte er kostbare og/eller vernet. Det som står igjen da er hovedsakelig kull- og gasskraft. Miljøhensyn kan tale for sistnevnte, men få land har hittil innført avgifter som reflekterer miljøkonsekvensene. Dette vil trolig endres når kravene i Kyotoprotokollen skal gjennomføres fra 2008. En CO<sub>2</sub>-avgift vil f.eks. bety høyere avgift på kull enn på gass. I dagens energimarked i Vest-Europa er det ledig kapasitet i mange kullkraftverk. Prisen på kull er dessuten relativt billig sammenlignet med andre energivarer, og kull kan kjøpes fritt på verdensmarkedet. Forholdene ligger derfor i utgangspunktet bedre til rette for å øke kullkraftproduksjonen i Vest-Europa enn å øke produksjonen av gasskraft.

### Virkninger av et friere energimarked

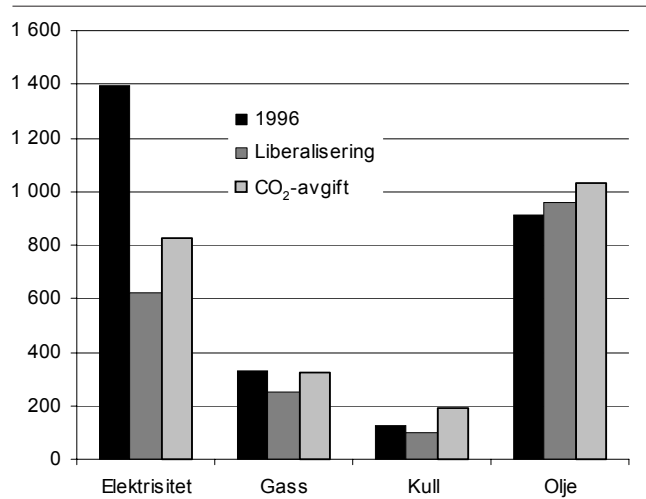
Et friere energimarked vil øke konkurransen om kundene, og transport- og distribusjonsselskapene vil miste sin markedsrett. Det er dermed grunn til å forvente at et friere energimarked vil føre til lavere priser for energibrukerne, høyere forbruk av gass og elektrisitet, og generelt økt handel mellom landene. Dette blir klart bekreftet av simuleringene med LIBEMOD. På lang sikt fører liberaliseringen til en økning i den totale sluttbruken av energi i husholdninger og industri i Vest-Europa med 10-15 prosent.<sup>2</sup> Handelen med elektrisitet på tvers av landene i Vest-Europa blir femdoblet, mens handelen med gass øker med bare en fjerdedel, se figur 1.

I forhold til markedssituasjonen i 1996 blir de gjennomsnittlige elektrisitetsprisene i Vest-Europa på lang sikt halvert ved en liberalisering, se figur 2. Dette gjelder både for industri og husholdninger. Det er grunn til å tro at perioden fra 1996 til i dag har ført energimarkedene noe nærmere liberalisering, men ikke mye (spesielt tatt i betraktning at det tar tid å tilpasse seg nye rammebetingelser). Forbruket av elektrisitet i Vest-Europa øker dramatisk som følge av en slik liberalisering (se figur 3). Industriens kraftforbruk mer enn doubles, mens husholdningenes kraftforbruk stiger med drøye 50 prosent. Det er i første rekke industrien i Tyskland som opplever et betydelig prisfall og voldsom forbruksvekst. Den store veksten i kraftforbruket henger sammen med at elektrisitetsforbruket på lang

Figur 1. Kraft- og gasshandel i Vest-Europa, millioner tonn oljeequivalenter (Mtoe)



Figur 2. Energipriser for ulike energibærere, veid gjennomsnitt over land og sluttbrukere, dollar per tonn oljeequivalenter (\$/toe)



sikt er antatt å være meget prisfølsomt.<sup>3</sup> Lave kraftpriser vil føre til at bedrifter i mindre grad er opptatt av energieffektivitet ved valg av nytt kapitalutstyr, og energiintensive næringer vil blomstre opp igjen. Husholdninger vil også i mindre grad bry seg om strømsparing. Disse effektene vil imidlertid ikke oppstå før etter svært mange år - effektene etter 5-10 år vil trolig være langt mer beskjedne. Det er også grunn til å tro at både politiske og markedsmessige mekanismer (som ikke er modellert) vil kunne bremse noe av denne dramatiske effekten.

Selv om forbruksveksten for elektrisitet synes svært stor, er bruken av elektrisitet i forhold til BNP fortsatt lavere på kontinentet etter liberaliseringen enn den var i Norge, Sverige og Finland i 1996, der kraftprise-

<sup>2</sup> Størstedelen av økningen skjer i forbruket av elektrisitet. Dermed vil den totale bruken av primær energi øke enda mer (omtrent en fjerdedels økning), siden mesteparten av kraftproduksjonen er forbundet med store energitap (de mest effektive gass- og kullkraftverk har f.eks. konverteringsfaktorer rundt 50 prosent).

<sup>3</sup> Priselastisitetene ligger stort sett mellom -0,5 og -1, og er spesielt høye (i absoluttverdi) for bruk av elektrisitet i industrien.

ne lenge har vært lave. Selv om klima kan forklare noe av forskjellene i forbruk, er det grunn til å tro at lave priser har bidratt vesentlig til høyt kraftforbruk, spesielt for industrien.

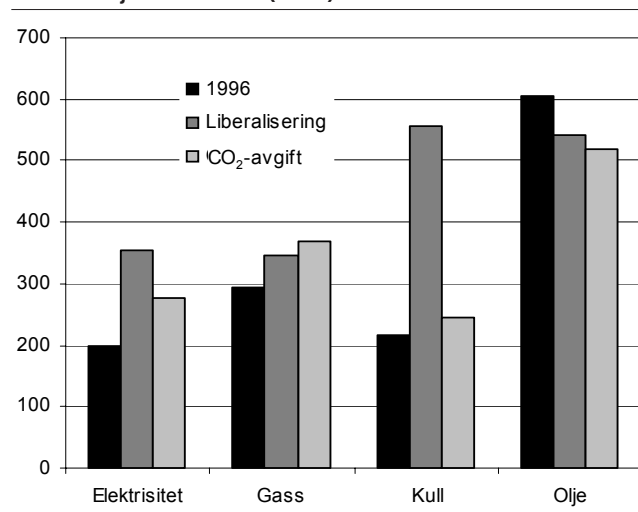
Kraftprisen for norske husholdninger faller også som følge av liberaliseringen i Vest-Europa (ca. 15 prosent), men ikke like mye som i de øvrige landene. Det skyldes blant annet at det norske kraftmarkedet allerede var liberalisert noen år tidligere, og at Norges beliggenhet gjør at endrede kraftpriser i Vest-Europa ikke forplanter seg fullt ut til Norge. Transportkostnader gjør at prisene ikke blir identiske på tvers av landene. Den norske industriens kraftpriser øker med drøye 50 prosent. Dette henger sammen med at industrien tradisjonelt har hatt svært gunstige kraftkontrakter (som ikke ble opphevet ved energiloven i 1991), noe som er uforenlig med et fullstendig liberalisert marked.

Prisen på naturgass til sluttbrukere faller også når markedet blir fritt, se figur 2. Prisfallet er imidlertid langt mindre enn for kraft. Husholdningene betaler ca. 30 prosent mindre for gassen, mens industrien betaler omtrent det samme. Årsaken til dette er at tilbudet av gass er mindre fleksibelt enn tilbudet av kraft. Dette henger sammen med beskrivelsen av energimarkedet i avsnittet over - kraftproduksjonen kan relativt enkelt økes ved økt kullkraftproduksjon til forholdsvis konstant kostnad, mens økt gasstilbud må komme fra områder med stadig høyere kostnader. Grunnen til at husholdningenes gasspriser endres mest, er at disse har vært utsatt for mer utøvelse av markedsmakt. Store industribedrifter har hatt større mulighet til å forhandle om prisen, og har også sluppet unna ekstrakostnader ved distribusjon ved å koble seg direkte opp mot røret. Alt i alt stiger gassforbruket i Vest-Europa med knappe 20 prosent.

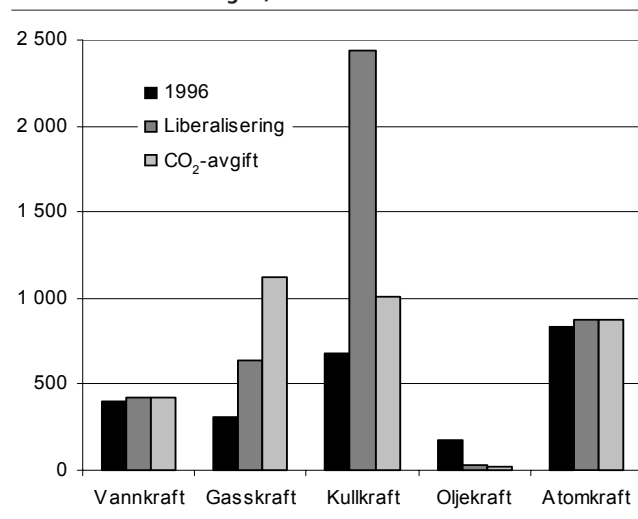
Etter en liberalisering av energimarkedene stiger prisen på norsk gass i Nordsjøen (dvs. før transport) med om lag 20 prosent. Dette betyr at et friere energimarked i Vest-Europa trolig vil være gunstig for norske gassprodusenter, til tross for økt konkurranse om kundene. Årsaken ligger som tidligere antydte i avskaffelsen av markedsmakt i transport- og distribusjonsledet, som tradisjonelt har hatt store marginer. Prisen på råolje blir i liten grad påvirket av endringer i det vest-europeiske energimarkedet. I henhold til modellen faller den med 1 prosent ved en liberalisering.

Den økte kraftproduksjonen stammer i stor grad fra mer kullkraftproduksjon, se figur 4. Flere kraftverk med ledig kapasitet øker sin produksjon, samtidig som nye kraftverk kommer til. Dette forutsetter konsesjon fra myndighetene, noe som i virkeligheten kan bremse denne veksten. Nye kullkraftverk er imidlertid mer miljøvennlige enn gamle, både som følge av bedre

Figur 3. Samlet forbruk av energi (inkl. i kraftproduksjon) i Vest-Europa fordelt på energibærere, millioner tonn oljekvivalenter (Mtoe)



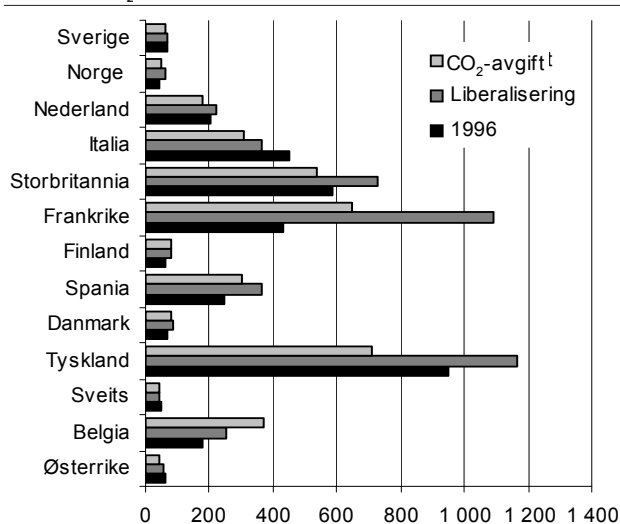
Figur 4. Kraftproduksjon i Vest-Europa fordelt på kraftteknologier, TWh



rensing og på grunn av økt virkningsgrad. Det siste innebærer mindre CO<sub>2</sub>-utslipp pr. produsert energienhet.

### Effekten på CO<sub>2</sub>-utslipp og innføring av CO<sub>2</sub>-avgift

Økt energiforbruk generelt og høyere andel kull i kraftproduksjonen spesielt gjør at et friere energimarked isolert sett innebærer økte CO<sub>2</sub>-utslipp, se figur 5. Ifølge energimarkedsmodellen LIBEMOD vokser utslippene med en tredel. Dette er en dramatisk økning, ikke minst med tanke på at EU-landene har forpliktet seg til å redusere sin klimagassutslipp med 8 prosent fra 1990 til 2008-12. Kyotoprotokollen åpner riktignok for å kjøpe utslippskvoter fra andre land, men EU-landene har klart uttrykt at de vil oppfylle en stor del av forpliktelsene gjennom utslippsreduksjoner internt. Det er derfor ikke opplagt hvordan EU-landene vil forholde seg til en utslippsøkning som følge av

Figur 5. CO<sub>2</sub>-utslipp fordelt på land, millioner tonn

liberaliseringen, annet enn at det vil oppfattes som en negativ effekt, og at skjerpede tiltak mot CO<sub>2</sub>-utslipp vil iverksettes.

En naturlig måte å «løse» dette CO<sub>2</sub>-problemet på er å innføre felles avgifter på CO<sub>2</sub>-utslipp i alle land og alle sektorer, som gir samme CO<sub>2</sub>-utslipp som før liberaliseringen. Da kan vi lettere foreta en velferdsvurdering av liberaliseringen ved å sammenligne energimarkedene før og etter liberalisering, med uendret CO<sub>2</sub>-utslipp. Når en CO<sub>2</sub>-avgift innføres, blir fossile brensler dyrere. Dette rammer spesielt kull, som har høyest CO<sub>2</sub>-utslipp pr. energienhet. Etterspørselen etter energi reduseres og vris i retning av energivarer med lavere eller ingen CO<sub>2</sub>-utslipp. Siden tilbudet av fornybare energikilder er lite, og tilbudet av atomkraft er begrenset av politiske årsaker, er det grunn til å tro at etterspørselen etter naturgass vil øke, selv om gass også blir ilagt CO<sub>2</sub>-avgift.

Det viser seg at CO<sub>2</sub>-avgiften reduserer den totale energibruken i industri og husholdninger med 10-15 prosent. Det betyr at samlet energibruk er tilbake på nivået fra før liberaliseringen.<sup>4</sup> Bruken av kull faller med over 50 prosent, mens etterspørselen etter gass stiger med 7 prosent, se figur 3. I forhold til situasjonen før en liberalisering har spesielt naturgass, men også kull, en noe høyere markedsandel, mens olje har en noe lavere andel. Dette gjelder både generelt og innenfor kraftproduksjon, se figur 4. Bruken av elektrisitet er 40 prosent høyere enn før liberaliseringen. Husholdningene betaler mer for alle energivarer etter at CO<sub>2</sub>-avgiften er innført, men fortsatt mindre for gass og elektrisitet enn før energimarkedene ble frie, se figur 2. Husholdningenes velferd (konsumentoverskuddet) er høyere enn før liberaliseringen, uansett om noe av avgiftsinntektene tilbakeføres til husholdningene eller ei. Industrien står også overfor lavere

priser på elektrisitet enn før liberaliseringen, men prisen på gass er betydelig høyere. Industribedriftene (som bruker energi) tjener likevel på kombinasjonen av liberalisering og CO<sub>2</sub>-avgift.

For norske gassprodusenter vil innføring av CO<sub>2</sub>-avgifter være gunstig. Prisen på gass i Nordsjøen stiger med ytterligere 20 prosent. Dette henger selvsagt sammen med at energietterspørselen i stor grad vris over mot gass. Alt i alt kan derfor en liberalisering av energimarkedene kombinert med CO<sub>2</sub>-avgifter øke prisen på norsk gass med nærmere 50 prosent. Det er imidlertid grunn til å tro at tilbudet av gass fra land utenfor Vest-Europa da vil øke mer enn forutsatt i modellen, og dermed dempe noe av prisveksten. Prisen på råolje faller med ytterligere en halv prosent ved innføring av CO<sub>2</sub>-avgifter.

### Konklusjon

En liberalisering av energimarkedene i Vest-Europa vil isolert sett påvirke energipriser og -forbruk i stor grad. Husholdninger og industri på kontinentet vil betale mindre for bruk av strøm, og også kraftprisen til norske husholdninger kan komme til å gå litt ned. Produksjonen av elektrisitet i Vest-Europa vil øke betydelig, spesielt kullkraftproduksjonen. Dette fører til økte CO<sub>2</sub>-utslipp, som kan gjøre det vanskeligere for EU-landene å oppfylle Kyotoprotokollen. Hvis en innfører CO<sub>2</sub>-avgifter som sørger for at utslippene i Vest-Europa ikke endres som følge av liberaliseringen, viser beregningene at frie energimarkeder vil bedre stillingen for både husholdninger og industri i forhold til dagens situasjon.

Selv om friere energimarkeder øker konkurransen om kundene, vil ikke gassprodusentene i Nordsjøen komme dårligere ut, snarere tvert imot. Det skyldes hovedsakelig at liberaliseringen først og fremst påvirker transport- og distribusjonsleddet, der påslaget i prisen blir langt mindre enn i dag. Dermed stiger etterspørselen etter gass, og gassprisen i Nordsjøen kan opprettholdes og til og med økes selv ved økt konkurranse. Dette gjelder spesielt hvis liberaliseringen følges opp av (økte) CO<sub>2</sub>-avgifter.

### Referanser

Aune, F.R., R. Golombek, S.A.C. Kittelsen og K.E. Rosendahl (2000): *Norge i et liberalisert europeisk energimarked*, Rapport 3/2000, Frischsenteret.

Aune, F.R., R. Golombek, S.A.C. Kittelsen og K.E. Rosendahl (2001a): Klimavirkninger av norsk gasskraftproduksjon, i A. Røvik (red.): *Energi og miljø ved tidsskille - samfunnsfaglige perspektiver fra forskningsprogrammet SAMRAM*, 59-68, Norges forskningsråd.

Aune, F.R., R. Golombek, S.A.C. Kittelsen og K.E. Rosendahl (2001b): *Liberalising the Energy Markets*

<sup>4</sup> Det samme gjelder primær energibruk, jf. fotnote 2.



of Western Europe – A Computable General Equilibrium Model Approach, Memorandum No 14/2001, Økonomisk institutt, Universitetet i Oslo.

Aune, F., R. Golombek, S.A.C. Kittelsen, K.E. Rosendahl og O. Wolfgang (2001c). LIBEMOD – LIBeralisation MODel for the European Energy Markets: A Technical Description, Working paper 1/2001, Frischsenteret.

IEA (2000): *Energy Policy of IEA Countries*, 1999 Review, OECD, Paris.

Ot. prp. nr. 43 (1989-1990): *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.* (Energiloven), Olje- og energidepartementet.

Percebois, J. (1999): The gas deregulation process in Europe: economic and political approach, *Energy Policy* **27**, 9-15.