

Konkurrence i elsektoren

Ole Jess Olsen

Institut for Miljø, Teknologi og Samfund, Roskilde Universitet

Poul Erik Grohnheit

Afdeling for Systemanalyse, Forskningscenter Riso

Anders Larsen

AKF, Amtenes- og Kommunernes Forskningsinstitut

SUMMARY: What are the likely consequences of introducing competition in the Danish electricity supply? Production and trade must be separated from the distribution network, which is still considered a natural monopoly. The main regulatory task will be to secure access on equal terms for competing suppliers. The Danish producers of combined heat and power can compete on an international market, and the existence of low cost producers in the other Nordic countries should make such a market contestable. Competition offers good opportunities for reducing the social costs of the Danish energy policy without lowering its ambitions.

Indledning

Et interessant organisatorisk eksperiment finder i disse år sted inden for elektricitetsforsyningen. Overalt i verden har denne branche været organiseret som et vertikalt integreret monopol med forsyningsret og pligt i et bestemt geografisk område. Den konkrete juridiske form har varieret. Nogle steder er integrationen blevet sikret gennem enhedsselskaber, andre steder gennem gensidigt ejerskab eller langtidskontrakter.

I de sidste 5-10 år er denne organisationsform kommet under kraftigt pres. Forskellige lande i og uden for Europa (England, Norge, Finland, Sverige, New Zealand, Argentina, USA m.fl.) har eksperimenteret med at opsplitte monopollet og indføre konkurrence i dele af elforsyningen. EU's medlemslande blev i juni 1996 enige om et direktiv, der åbner for begrænset konkurrence i elforsyningen. På samme tidspunkt vedtog Folketinget en ny ellov med nogenlunde samme indhold som direktivet.

Artiklen handler om konkurrence i elforsyningen. Produktionsteknologien skaber nogle særlige organisatoriske og reguleringsmæssige problemer ved at indføre konkurrence. Dette diskuterer vi i de første afsnit. Dernæst præsenterer vi kort erfaringerne fra de lande, der allerede har indført konkurrence. I de sidste afsnit diskuterer vi på

Artiklen udspringer af et forskningsprojekt om »konsekvenser af konkurrence for ledningsbunden energi«, som forfatterne har gennemført for Energistyrelsens forskningsprogram, »Energi og samfund«. Referencer til projektets rapporter findes i teksten. Vi takker en anonym referee for nyttige ændringsforslag.

Konkurrence i elsektoren

Ole Jess Olsen

Institut for Miljø, Teknologi og Samfund, Roskilde Universitet

Poul Erik Grohnheit

Afdeling for Systemanalyse, Forskningscenter Riso

Anders Larsen

AKF, Amternes- og Kommunernes Forskningsinstitut

SUMMARY: What are the likely consequences of introducing competition in the Danish electricity supply? Production and trade must be separated from the distribution network, which is still considered a natural monopoly. The main regulatory task will be to secure access on equal terms for competing suppliers. The Danish producers of combined heat and power can compete on an international market, and the existence of low cost producers in the other Nordic countries should make such a market contestable. Competition offers good opportunities for reducing the social costs of the Danish energy policy without lowering its ambitions.

Indledning

Et interessant organisatorisk eksperiment finder i disse år sted inden for elektricitetsforsyningen. Overalt i verden har denne branche været organiseret som et vertikalt integreret monopol med forsyningsret og pligt i et bestemt geografisk område. Den konkrete juridiske form har varieret. Nogle steder er integrationen blevet sikret gennem enhedsselskaber, andre steder gennem gensidigt ejerskab eller langtidskontrakter.

I de sidste 5-10 år er denne organisationsform kommet under kraftigt pres. Forskellige lande i og uden for Europa (England, Norge, Finland, Sverige, New Zealand, Argentina, USA m.fl.) har eksperimenteret med at opsplitte monopollet og indføre konkurrence i dele af elforsyningen. EU's medlemslande blev i juni 1996 enige om et direktiv, der åbner for begrænset konkurrence i elforsyningen. På samme tidspunkt vedtog Folketinget en ny ellov med nogenlunde samme indhold som direktivet.

Artiklen handler om konkurrence i elforsyningen. Produktionsteknologien skaber nogle særlige organisatoriske og reguleringsmæssige problemer ved at indføre konkurrence. Dette diskuterer vi i de første afsnit. Dernæst præsenterer vi kort erfaringerne fra de lande, der allerede har indført konkurrence. I de sidste afsnit diskuterer vi på

Artiklen udspringer af et forskningsprojekt om »konsekvenser af konkurrence for ledningsbunden energi«, som forfatterne har gennemført for Energistyrelsens forskningsprogram, »Energi og samfund«. Referencer til projektets rapporter findes i teksten. Vi takker en anonym referee for nyttige ændringsforslag.

grundlag af forskellige empiriske undersøgelser konsekvenserne for organisation, regulering og efficiens af at indføre konkurrence i den danske elforsyning.

1. Elforsyningens produktionsteknologi og organisation

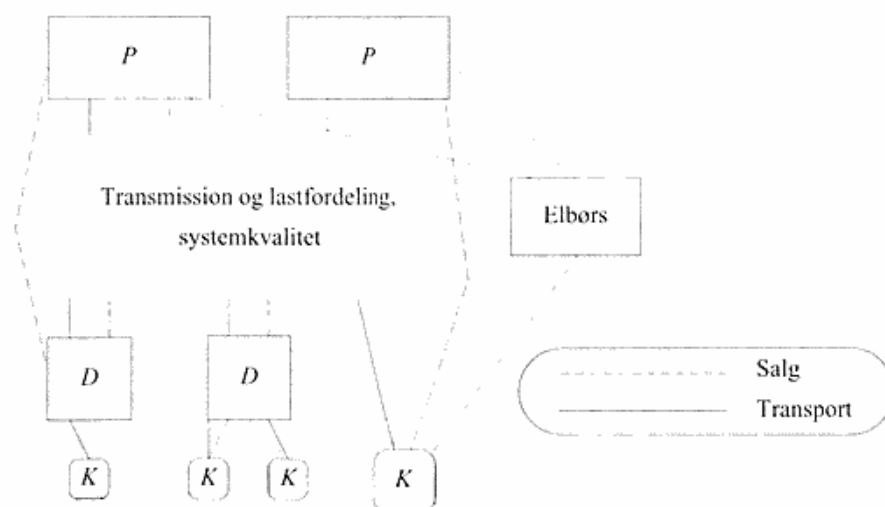
For at kunne transportere el fra producenter til kunder er det nødvendigt med et ledningsnet med særlige færdselsregler. I dette ledningsnet er det således ikke muligt at styre varestrommen (af kWh) i forhold til den enkelte kunde. Elektricitetsstrømmene styres udelukkende af fysikkens love og kan kun påvirkes ved at sende el ind på nettet eller tage el ud eller ved at ændre nettets design. Da det ikke er økonomisk fordelagtigt at lagre el, skal der hele tiden være balance mellem produktion og forbrug. Hvis der opstår ubalance, eller hvis nettets fysiske grænser ikke respekteres, bryder forsyningen sammen for alle. Der er altså behov for en »myndighed« med overordnet ansvar for elforsyningens kvalitet (se Joskow og Schmalensee, 1983; og Munasinghe, 1990). Betydelige skalafordele gør det endvidere samfundsøkonomisk u hensigtsmæssigt at anlægge konkurrerende elnet (naturligt monopol).

Det integrerede forsyningsmonopol har gennem mange år været den valgte organisatoriske løsning på de nævnte eksternalitets- og skalaproblemer. Monopolet gør en samlet planlægning af produktionen i en region eller en nation mulig. I den daglige drift benyttes de kraftværker, der minimerer systemets kortsigtede produktionsomkostninger (variable omkostninger på kraftværkerne plus nettab plus eventuelle omkostninger som følge af kapacitetsbegrænsninger). Nye kraftværker bygges, når det er optimalt i forhold til den forventede langsigtede udvikling i efterspørgslen. For at indfange variationerne i elforbruget over døgnet er det økonomisk fordelagtigt at benytte forskellige typer kraftværker (nogle teknologier, de såkaldte grundlastenheder, er billige i konstant last, men dyre at lukke og starte, medens andre teknologier er mere fleksible over for belastningsændringer).

I figur 1 er givet en skematisk oversigt over elforsyningens aktører (producenter, transmissions- og systemoperatør, distributionsselskaber, kunder samt elbørs) og deres indbyrdes relationer.

Transmissionsoperatøren driver højspændingsforbindelser, der forbinder producenter og storaftagere (distributionsselskaber og store virksomheder) og har det overordnede systemansvar for hele forsyningsområdet. Operatøren står også for udvekslingen med andre forsyningsområder. Distributionsselskabet har ansvaret for det lokale net (de lavere spændingsniveauer) og for forsyningen af slutkunderne, husholdninger og virksomheder.

Et elsystems organisation kan beskrives gennem de kontrakter, der er mulige mellem de enkelte led. Under det hidtidige monopol har et overliggende led altid haft eneret på at forsyne et underliggende led, f.eks. har transmissionsoperatøren skulle aftage fra områdets producenter og slutkunderne fra områdets distributør. Juridisk har elfor-



Figur 1.

syningsmonopolet enten været organiseret gennem integrerede selskaber eller gennem langtidskontrakter mellem selvstændige selskaber (ofte en blanding).¹ Køb og salg har omfattet en samlet elpakke, bestående af både energi (målt i kWh, stiplede linie i figuren) og transport gennem elnettet (fuldt optrukken linie i figuren).

2. Organisering af konkurrence

Det er ikke tilstrækkeligt at indføre kontraktfrihed mellem elforsyningsaktører for at få konkurrencen til at fungere. Da produktionsteknologien ikke har ændret sig, vil de ovenfor nævnte markedsimperfectioner i form af naturligt monopol og netværks-eksternaliteter fortsat bestå. Det er derfor nødvendigt organisatorisk at adskille opgaverne som netoperatør (af transmissions- og distributionsnet) og systemansvarlig fra leverandøropgaven (produktion og salg af el). Konkurrence kan kun indføres for produktion og salg, medens elnettene fortsat må organiseres som et monopol. Under konkurrence skal der altså altid tegnes mindst to kontrakter for at levere en given mængde elektricitet, en leveringskontrakt (stiplede linie i figuren ovenfor) og en transportkontrakt (fuldt optrukken linie i figuren).

Adskillelsen mellem monopol og konkurrence vil kræve organisatoriske indgreb i forhold til den hidtidige organisering, hvor de fleste elselskaber har integreret netvirksomheden med salg af el. Denne integration kan misbruges, direkte ved at gøre adgangen besværligere for konkurrenterne og indirekte ved at bruge monopolprofitter fra

1. I Frankrig er hele elforsyningen organiseret i et enkelt selskab, EDF. I Danmark ejes det enkelte kraftværk, f.eks. Fynsværket, af områdets distributionselskaber og har forsyningskontrakt med disse. Kraftværkerne i henholdsvis Øst- og Vestdanmark har sluttet sig sammen i transmissions- og lastfordelingselskaberne Elkraft og Elsam.

nettet til at underbyde konkurrenterne med. For at sikre konkurrerende leverandører adgang til nettet på lige vilkår, må net- og systemfunktionerne derfor adskilles fra produktion og salg. En sådan »unbundling« kan praktiseres på flere måde: gennem selvstændige regnskaber, divisionalisering eller ved egentlig selskabsadskillelse. For at adskillelsen skal være troværdig, må det anses for mest hensigtsmæssigt at vælge det sidste alternativ. I de lande, der har indført konkurrence, er produktion og transmission udskilt i selvstændige selskaber, medens Sverige indtil videre er det eneste land, der har gennemført en tvungen selskabsmæssig opdeling af distributionsledet i net og salg af el.

Men selv sådanne foranstaltninger kan godt vise sig ikke at være tilstrækkelige til at sikre fungerende konkurrence i elsektoren. Forhindringerne består dels i, at elproduktionen i de fleste lande er koncentreret på meget få virksomheder, og dels i de store transaktionsomkostninger, der kan forekomme ved kontraktindgåelse.

Sverige, hvor de to største producenter ejer mere end 75 pct. af kraftværkskapaciteten, er et godt eksempel på det første problem. Bergman og Andersson (1995) har analyseret det svenske elmarked under forskellige organisatoriske forudsætninger. Hvis der blot åbnes for konkurrence, men ikke foretages ændringer i produktionsstrukturen (herunder ikke gives lige adgang for udenlandske leverandører), bliver ligevægtsprisen (Nash-Cournot) 36 pct. højere end den hidtidige pris under det regulerede monopol og produktionen falder med 14 pct. I Sverige er producentkoncentrationen målt ved Herfindahls indeks² 0,32. Til sammenligning kan nævnes, at den i de omkringliggende lande er henholdsvis: Tyskland 0,12; Finland 0,17, Norge 0,07 og Danmark 0,43³ (se Olsen og Grønheit, 1994).

En for stor producentkoncentration kan modvirkes gennem at gøre det nemmere for nye producenter at etablere sig på markedet. Da det tager lang tid at bygge nye kraftværker (3-5 år), vil en hurtig løsning til at skabe fungerende konkurrence⁴ bestå i at tilskynde producenter i naboeråder til at gå ind på markedet. Med fri handel over grænserne vil koncentrationsgraden for de fire nordiske lande og Tyskland falde til 0,05 (Herfindahls indeks). Hvis der ikke kan opnås nok konkurrence på de nævnte måder, kan det blive nødvendigt at skride til tvungen opdeling af de eksisterende kraftværkselskaber.

Transaktionsomkostninger kan opstå på forskellig vis. Hvis der er flere net mellem en leverandør og en potentiel aftager, skal der forhandles transportbetingelser og -pris med ejerne af disse. Dette kan umuliggøre en ellers fordelagtig leveringskontrakt. Sø-

2. $\sum (m_i)^2$, hvor m_i angiver virksomheds i 's markedsandel.

3. Dette under forudsætning af, at Elsam og Elkraft opfattes som to selvstændige selskaber, og at der etableres en Storebæltsforbindelse, der forener det danske elmarked.

4. Det kan her være tilstrækkeligt med potentiel konkurrence, jf. teorien om »contestable markets« (Baumol, Panzar og Willig, 1982).

geomkostninger ved at finde fordelagtige kontraktpartnere kan også blive store, fordi kontraktmarkedet ikke får tilstrækkelig gennemsigthed og volumen.

Til at nedsætte transaktionsomkostningerne findes flere midler. Et fælles tarifystem for brug af elnettene, hvor aktørerne kun betaler det sted, hvor de er tilknyttet nettet, er en oplagt mulighed. Et sådant system giver god økonomisk mening, fordi der som regel ikke er nogen sammenhæng mellem den geografiske afstand mellem to kontraktpartnere og de transportomkostninger, de påfører elnettet med deres kontrakt.

For at sikre tilstrækkelig gennemsigthed og volumen i handlen med el kan det være hensigtsmæssigt at indrette organiserede spotmarkeder. I England og Norge (nu i fællesskab med Sverige) er der oprettet elbørser, der både formidler spothandler (på halv- eller heltimedebasis inden for det kommende døgn) og risikosikring af fremtidige handler (el-futures) (se von der Fehr og Harbord, 1993; Amundsen og Singh, 1992; og Svenska Kraftnät, 1993).

3. Regulering af konkurrence

Indførelse af konkurrence i elforsyningen og reorganisering efter retningslinierne i det foregående afsnit vil ikke afskaffe offentlig regulering. Da transmission og distribution fortsat vil være organiseret som et monopol, skal de reguleres for at sikre samfundsøkonomisk rigtige anlægs- og driftsdispositioner og for at undgå udnyttelse af forbrugerne. Dette svarer for så vidt til den hidtidige monopolregulering af elforsyningen. Men i modsætning til denne skal reguleringen af fremtidens netmonopol desuden sikre, at konkurrerende leverandører behandles lige af netmonopolet, og at det ikke er muligt for elleverandører at misbruge markedsdominans.

Distributionsselskaberne udgør et særligt problem, fordi de er den leverandør, kunderne er vant til, og fordi de fortsat vil stå for transport og måling af elforbrug. Især mindre kunder må forventes ikke at ville benytte adgangen til at skifte leverandør på grund af de hermed forbundne omkostninger. Distributionsselskabet vil altså have en de facto monopolstilling i forhold til disse kunder og kan frygtes at ville udnytte denne stilling til at sænke prisen på den konkurrenceudsatte del af markedet. Det er derfor en vigtig opgave for reguleringsmyndighederne at forhindre sådant misbrug. Problemets potentielle omfang fremgår af, at husholdningerne i Danmark tegner sig for ca. 30 pct. af det samlede elforbrug, hvortil kommer mindre erhvervsvirksomheder med et begrænset elforbrug (se DEF, 1995).

3.1. Nettariffer

Den offentlige regulering af netmonopolet skal sikre en tarifiering, der giver de rigtige kort- og langsigtede prissignaler til brugerne af nettet. Netselskabet kan ikke af sig selv forventes at have tilstrækkelige incitamenter til at agere samfundsmæssigt kor-

rekt. Det kan således i nogle situationer være fordelagtigt for et ureguleret netselskab at spekulere i kapacitetsknaphed.

På kort sigt skal nettarriffen sikre, at det eksisterende net bruges optimalt. Det betyder, at de kraftværker, der tages i brug for at sikre en given efterspørgsel, minimerer de samlede omkostninger til produktion og transport. Dette var også opgaven under det vertikalt integrerede monopol. Forskellen er blot, at under konkurrence styres kraftværkssammensætningen af de forventninger, producenterne har til markedsprisen, hvor det under monopolet var en planlægningsopgave. For at denne sammensætning skal blive samfundsøkonomisk optimal, må kraftværkerne have de rigtige signaler om netomkostningerne.

På langt sigt skal tariffen sikre en optimal udbygning af distributions- og transmissionsnettet. Når omkostningerne ved at bruge en bestemt strækning (nettab plus skyggepris på kapacitetsknaphed) bliver højere end omkostningerne ved at anlægge ny kapacitet, skal der bygges nye ledninger.

I den nyere teoretiske litteratur, der er velegnet til at analysere nettarriffer under konkurrence,⁵ ansues elsystemet som et netværk bestående af en række punkter, hvor produktion og forbrug finder sted, og som indbyrdes er forbundne gennem ledningsforbindelser. På et givet tidspunkt beregnes der en spotpris i hvert punkt. Den bestemmes som summen af produktionsprisen (udbudsprisen på det sidst indsatte kraftværk), af nettabene (opgjort til produktionsprisen) på forbindelsen til punktet samt af en knaphedspris for ledningens kapacitet (der er nul, hvis der ikke er begrænsninger i forhold til den aktuelle trafik). Transportprisen for en kontrakt mellem to punkter bestemmes som forskellen mellem deres spotpriser på det givne tidspunkt. Den er udelukkende bestemt af nettab og kapacitetspriser, da produktionsprisen er ens i de to punkter (se Schweppe m.fl., 1988; og Vanlommel, 1992).

Den således bestemte transportpris vil ikke altid dække netselskabets omkostninger, hvilket kan løses ved at supplere med faste afgifter. Det kan også være et problem, at transportprisen under nogle forhold vil svinge meget og uforudseeligt, hvilket kan bremse ellers optimale anlæg af nye kraftværker. William Hogan (1992 og 1993) har udviklet en model for at løse dette problem. Ideen går ud på at tildele aktørerne kapacitetsrettigheder til nettet. Disse rettigheder kan så enten handles på et dertil indrettet marked eller de kan indkasseres og refunderes af netejeren gennem et system af tids- og stedsbestemte spotpriser (resultatet bliver det samme, med mindre der er forskellige transaktionsomkostninger forbundet med de to mekanismer).

3.2. Varetagelse af miljøhensyn

Det hævdes ofte, at indførelse af konkurrence vil svække miljøindsatsen. Dette er

5. Den tidligere litteratur om eltariffer analyserede den samlede elleverance uden hensyntagen til nettets fysiske struktur (f.eks. litteraturen om »peak load pricing«, se Munasinghe og Warford, 1982).

forkert. Den monopolistisk organiserede elforsyning har ofte bygget for megen kapacitet og har praktiseret en teknologikonservatisme, der på ingen måde kan betegnes som særlig miljøvenlig. Konkurrencen vil af sig selv modvirke nogle af disse tendenser og således bidrage til en mere miljøvenlig elforsyning. Den vil også forbedre mulighederne for at benytte sig af økonomiske styringsmidler, afgifter og omsættelige forureningstilladelser, og dermed leve op til konklusionerne fra de senere års diskussion af de mest effektive styringsmidler i miljøpolitikken.

Konkurrence kan også benyttes af forbrugerne (husholdninger, virksomheder og ikke mindst det offentlige) til at fremme en mere miljøvenlig elforsyning. De kan således benytte retten til frit at vælge leverandør til at indgå aftaler med »grønne« producenter (f.eks. vindmøller) og herved fremme disse teknologiers position på markedet.

I de tilfælde, hvor elbesparelser og støtte til miljøvenlige teknologier kræver særlig støtte, og hvor skattefinansiering anses for uhensigtsmæssig, vil det være muligt at pålægge distributionsselskaberne nogle af disse opgaver og lade dem finansiere over nettariiffen (under forudsætning af at transportmonopolet selvstændiggøres, jf. ovenfor). Herved sikres det, at alle bidrager til de fælles opgaver uden at konkurrencen forvrides. Det er også tænkeligt, at besparelsesinitiativer i større omfang bliver et selvstændigt forretningsområde, som andre end elselskaberne vil påtage sig (f.eks. energirådgivning).

4. Erfaringer med konkurrence

De forskellige konkurrencemodeller, der er bragt i forslag, adskiller sig efter, hvilke aktører der kan indgå kontrakter, og efter, om der er indført markedsfremmende foranstaltninger (se Larsen og Olsen, 1995: kap. 4). Det konkurrencedirektiv, som EU's medlemslande er blevet enige om, giver mulighed for at vælge mellem en såkaldt »single buyer« model, der kun giver producenterne adgang til at konkurrere om at sælge til transmissionsoperatøren, og en model med »forhandlet tredjepartsadgang«, der giver store kunder og distributionsselskaber ret til frit at vælge leverandør. I England, Norge, Sverige og Finland har man valgt en mere radikal model, der giver alle kunder og distributionsselskaber denne ret. I disse lande er der også etableret markedsfremmende foranstaltninger i form af fælles nettariiffer og elbørser.

Erfaringerne fra England og Norge, der var de første til at indføre konkurrence blandt OECD-landene (henholdsvis i 1990 og 1991), er i korthed følgende (mere detaljerede vurderinger af de engelske og norske reformer findes i Green, 1995; og i Knivsflå og Rud, 1996):

- Elpriserne svinger langt mere end tidligere. Dette var at forvente på grund af de tidsmæssigt store udsving i efterspørgslen og de store forskelle i de marginale produktionsomkostninger på forskellige tidspunkter.

- Forskellige forbrugergrupper har erfaret ret forskellige prisændringer, hvilket også var forventeligt på grund af den prisdiskrimination, der tidligere blev praktiseret i ly af monopolet.
- Der er sket betydelige produktivitetstigninger, hvilket bekræfter kritikken af el-monopolet som ineffektivt.
- Disse effektivitetsgevinster er dog ikke altid kommet forbrugerne til gode i form af lavere priser. Det antyder, at de etablerede producenter har bevaret og udnyttet deres dominerende position på konkurrencemarkedet, og/eller at reguleringen af netmonopolet ikke har fungeret effektivt.
- Der har været problemer med de store, etablerede producenters markedsdominans. I England har de to privatiserede producenter i et vist omfang været i stand til at styre prisen på elbørsen, der formidler alle landets elhandler (adfærd hos en tredje producent, det statslige kernekraftselskab, er meget forudsigelig, da kernekraftværker helst skal køre hele tiden med konstant produktion). Da nye producenter (støttet af langtidskontrakter med gasproducenter og distributionsselskaber) for tiden anlægger et større antal gaskraftværker, der i løbet af nogle år vil tegne sig for mere end 20 pct. af den samlede kraftværkskapacitet, er dette nok et overgangsfænomen (se Green og Newbery, 1992; von der Fehr og Harbord, 1993; og Newbery, 1995). Problemer med udnyttelse af markedsdominans har været mindre i Norge, hvis kraftmarked har den laveste koncentrationsgrad i Europa (se afsnit 2).
- Det har været frygtet, at konkurrencen ville omfordele til fordel for de større og meget store kunder på bekostning af husholdninger og små virksomheder, fordi de sidste i praksis ikke kan benytte adgangen til konkurrerende leverandører. Da England først giver denne kundesgruppe adgang til konkurrencemarkedet i 1998, er der kun erfaringer at trække på fra Norge, og de støtter ikke forventningen.
- Det har også været frygtet, at indførelse af konkurrence ville svække mulighederne for at tilgodese miljøhensyn. I det omfang, der kan påvises miljøvirkninger, har der nærmest været tale om en overgang til mere miljøvenlige teknologier. Dette udsagn refererer til engelske erfaringer, hvor kul er blevet substitueret med gas, og til norske erfaringer, hvor planlagt »ødelæggelse« af elve er blevet skrinlagt. Disse erfaringer bygger dog på helt specifikke forudsætninger og kan næppe generaliseres.

5. Konsekvenser af konkurrence for dansk elforsyning

Folketinget vedtog i juni 1996 en ny ellov,⁶ der giver distributionsselskaber og elforbrugere med et årligt forbrug på over 100 GWh (ca. 50 distributionsselskaber og 7 in-

6. Lov om ændring af lov om elforsyning (L 239) af 31. maj 1996.

dustrivirksomheder ligger over denne grænse) adgang til frit at vælge leverandør. I det følgende prøver vi at vurdere konsekvenserne af konkurrence for dansk elforsyning med hensyn til organisation, regulering og efficiens. Det skal understreges, at vores referencemodel er de vidtgående reformer, der er gennemført i de andre nordiske lande, og ikke den meget begrænsede konkurrence, den danske ellov giver hjemmel til.

Selskabsmæssigt er den danske elforsyning i dag med en enkelt undtagelse (Københavns Belysningsvæsen) opdelt i produktion og distribution. De to kraftværkssammenslutninger, Elkraft og Elsam, står for systemansvar og produktionsoptimering i henholdsvis Øst- og Vestdanmark. Produktionsteknologien er domineret af værker, der producerer både el og fjernvarme. Som følge af gode kabelforbindelser til Norge og Sverige er det muligt og fordelagtigt ved produktionstilrettelæggelsen at samarbejde med kerne- og især vandkraft. Transmissionsnettet er delt mellem kraftværker, kraftværkssammenslutninger og store distributionsselskaber (som NESAs).

I første omgang vil indførelse af konkurrence kræve en udskillelse af transmissionsnet og systemansvar i et selvstændigt selskab. På længere sigt kan det desuden blive aktuelt at adskille distribution og salg af el i hvert sit selskab (som det i dag findes i Sverige). De fleste danske elforbrugere er så små, at de ikke på kort sigt kan forventes at ville benytte muligheden for at vælge en anden leverandør end det lokale distributionsselskab. Det vil forudsætte organisatoriske nydannelser, der gør det muligt for et større antal mindre forbrugere at købe ind i fællesskab (indkøbsforeninger). Sådanne organisatoriske løsninger eksperimenteres der i dag med i vore nabolande.

5.1. Konkurrence i produktionsledet

Kraftværkerne i Elkraft og Elsam står for ca. 90 procent af den danske elproduktion og er således dominerende på markedet (se DEF, 1995). Fungerende konkurrence kan skabes på en af følgende måder:

- etablering af nye producenter;
- opdeling af de nuværende kraftværkssammenslutninger;
- fri adgang for udenlandske producenter.

Der etableres i disse år som følge af den danske energipolitik et stort antal uafhængige producenter (vindmøller, decentrale kraftvarmeværker og industrielle egenproducenter). Disse producenter, der gennemgående har højere produktionsomkostninger end elsammenslutningerne, sikres økonomisk gennem offentlige tilskud og prisgarantier. Sådanne ordninger vil komme under pres på et konkurrencemarked, og de uafhængige producenter kan derfor ikke på kort og mellemlangt sigt forventes at udgøre en trussel mod elsammenslutningernes markedsdominans og dermed bidrage til at skabe fungerende konkurrence.

Tabel 1. Priser på et åbent nordisk elmarked.

	Udgangssituation i 1991 ^(a)	Fri handel - kort sigt ^(b) (år 1994)	Fri handel - kort sigt ^(c) (år 1990)	Fri handel - langt sigt ^(a) (år 2005)	Fri handel - lang sigt ^(d) (år 2000)
	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh
Danmark	32	16	13	23	25
Norge	13	17	11	21	20
Sverige	23	17	11	25	21
Finland	29	18	11	25	23

Noter: (a) Johnsen og Mysen, 1994; (b) Halseth, 1996; (c) egne beregninger på grundlag af Amundsen m.fl., 1994; (d) Amundsen m.fl., 1993.

En tvungen opløsning af det eksisterende kraftværkssamarbejde under Elsam og Elkraft er en mulighed, der kan være forbundet med samfundsøkonomiske tab. Samarbejdet blev i sin tid etableret for at udnytte en række stor- og samdriftsfordele ved brændselsindkøb, lastfordeling og anlæg af nye kraftværker. Disse fordele bliver ikke mindre, fordi der indføres konkurrence.

Dette lader os tilbage med den tredje mulighed, konkurrence fra udlandet. Her er det så heldigt, at der både findes elproducenter med lave omkostninger i Norge og Sverige samt betydelig overføringskapacitet (se Grohnheit, 1996). Der er lavet forskellige undersøgelser af prisdannelse og produktion på et åbent nordisk marked, der gør det muligt at vurdere dette instruments muligheder for at skabe fungerende konkurrence. De anvendte modeller og den foretagne afgrænsning af de deltagende lande (i nogle modeller medtages kun de fire nordiske lande, medens andre også har andre europæiske lande med) er forskellig (se Amundsen m.fl., 1993 og 1994; Johnsen og Mysen, 1994; og Halseth, 1996). På trods af disse forskelle peger resultaterne i samme retning. På kort sigt vil der forekomme et betydeligt prispres på det danske marked og prisen vil falde til noget over de kortsigtede marginalomkostninger for et nyere kulkondensværk (se tabel 2).⁷ På længere sigt, når det bliver nødvendigt at tilføre ny kapacitet, vil prisen stige til de langsigtede marginalomkostninger for et nyt kulkondensværk.

De i tabel 1 anførte tal er gennemsnitstal for året og dækker således over betydelige døgn- og sæsonsvingninger. Både modelanalyser (se Amundsen m.fl., 1994) og direkte ræsonnementer på grundlag af kendskab til forbrugsmønstre og sammensætningen af produktionskapaciteten i de nordiske lande taler for, at de gennemsnitlige prisudsving vil blive mindre end dem, der findes i den trepartstarif, de danske elværker be-

7. De store danske kraftværker er kulfyrede udtagværker, der periodevis fungerer som kraftvarmeværker og periodevis som kondensværker, der kun producerer elektricitet.

Tabel 2. Korttids- og langtidsgrænseomkostninger for forskellige elproduktionsteknologier (øre/kWh, 1990-priser^(a)).

	Decentral gasfyret ^(a) kraftvarme	Central kulfyret ^(b) kraftvarme	Central gasfyret ^(c) kraftvarme	Kul- kondens ^(b)	Gas- kondens ^(b)	Kerne- kraft	Vand- kraft	Vind- kraft ^(d)
Korttid	8	6	7	12	12	6	2-6	5
Langtid	19	19	15	24	19	22	18-22	28

Noter: (a) 5.200 fuldlasttimer for alle teknologier, 5 pct. rente; (b) 12,43 kr./GJ kul; (c) 16,29 kr./GJ gas; (d) 600 MW vindmølle uden effekt back-up.

Kilde: Grohnheit, 1996; og Munksgaard m.fl., 1996.

nytter i dag (hvor spidslastprisen er 35-50 pct. højere end højlastprisen, der er over 100 pct. højere end lavlastprisen, se Konkurrencerådet, 1996: s. 12). Den vigtigste forklaring er, at vand i et vist omfang kan opmagasineres, og at vandkraftproducenter derfor vil foretrække at producere i perioder med stor efterspørgsel og høje priser, hvilket vil begrænse prisforskellen til perioder med lav efterspørgsel.

Lavere elpriser kan godt opfattes som et problem, i hvert fald i en overgangsperiode. De eksisterende elselskaber har investeret i tillid til de hidtidige vilkår, hvor de efter godkendelse fra Elprisudvalget får dækket samtlige produktionsomkostninger. Indførelse af konkurrence, der ikke længere gør det muligt at indtjene et tilstrækkeligt dækningsbidrag til betale deres anlægsomkostninger, kan derfor opfattes som unfair.

Er der grund til at tro, at dette vil blive et stort problem for de danske kraftværker? Under det hidtidige system har det været muligt for elselskaberne at indkræve et anlægsbidrag over elregningen, inden og medens et værk bliver bygget. De eksisterende kraftværker har derfor en meget begrænset restgæld og burde kunne klare sig med en elpris, der ligger mellem de kort- og de langsigtede grænseomkostninger. I tabel 2 har vi opgjort disse omkostninger for de kraftværkstyper, der i dag bygges i Danmark. Ved en sammenligning med tabel 1 ses, at de forventede markedspriser faktisk ligger i intervallet mellem de kort- og de langsigtede grænseomkostninger. På langt sigt skulle de danske kraftvarmeteknologier (alternativ 1-3 i tabel 2) være konkurrencedygtige med andre landes elproduktionsteknologier (brændselsfyrede kondensværker og kernekraftværker; ny vandkraft kan kun bygges i meget begrænset omfang).

5.2. Produktivetsforbedringer

Ved overgangen fra monopol til konkurrence kan der hentes velfærdsgevinster på flere måder: ved en bedre udnyttelse af den internationale arbejdsdeling⁸; ved sam-

8. Handel med el mellem de hidtidige monopoler har som forudsætning haft national selvforsyning, dvs. tilstrækkelig kapacitet til at forsyne landet under normale forhold. El er fortrinsvis blevet udvekslet mellem landene, når det var fordelagtigt eller nødvendigt som følge af kortvarige over- og underskud.

fundsøkonomisk mere korrekte priser; og ved produktivitetstgevinsten. Der kan også opstå velfærdstab. Udnyttelse af markedsdominans og suboptimale teknologivalg ved anlæg af nye kraftværker er eksempler på dette (se von der Fehr og Harbord, 1995). Vi har ingen kvantitative opgørelser over forventede velfærdsgevinster og -tab for de fleste af de nævnte faktorer ved en overgang til konkurrence i dansk elforsyning. Vi skal derfor indskrænke os til at se på mulige produktivitetstgevinsten.

Der er en række forhold, der sandsynliggør, at de danske kraftværker udnytter deres ressourcer nogenlunde effektivt. De har lang tradition for at bruge det internationale brændselsmarked til at sikre lave brændselspriser. De bygger nye værker til internationalt set lave priser (se OECD, 1993) og med høje virkningsgrader (den andel af brændslet, der omsættes til elektricitet/fjernvarme). De danske elpriser er lavere end i lande med sammenlignelige teknologier. Hvor meget, der her skyldes højere produktivitet, og hvor meget, der skyldes mindre udnyttelse af monopolfordele og bedre rammebetingelser (f.eks. ingen indirekte tilskud til urentable kulminer), er vanskeligt at sige.

På trods af det netop anførte er der meget store forskelle på de priser, danske elforbrugere må betale. For fastholdt forbrugsstørrelse kan prisen variere med op til 100 pct. (se Konkurrencerådet, 1996). Størstedelen af denne variation, der kommer fra distributionsledet, kan skyldes meget forskellige leveringsbetingelser. Det koster mindre at forsyne et tæt befolket område med store forbrugere end et tyndt befolket område med små forbrugere.

En sammenlignende undersøgelse af danske eldistributionsselskaber viser, at prisforskellene dækker over betydelige produktivitetstforskelle (se Hougaard, 1994). Undersøgelsen benytter DEA-metoden (Data Envelopment Analysis), der på grundlag af data for alle selskabers input (antal ansatte, andre driftsudgifter, energitab og kapitalværdi) og output (km ledning, samlet salg og antal forbrugere) gør det muligt at bestemme det enkelte selskabs relative efficiensgrad. Afhængigt af modelversion opnås en efficiensgrad for det gennemsnitlige distributionsselskab på mellem 0,56 og 0,83 (hvor 1 angiver, at alle selskaber er lige efficiente), eller med andre ord, at det skulle være muligt at reducere ressourceforbruget med mellem 17 og 44 procent. Dette skal sættes i forhold til, at distributionsomkostningerne gennemsnitligt tegner sig for ca. 30 pct. af de samlede elforsyningsomkostninger. Undersøgelsens resultater svarer nogenlunde til resultaterne fra tilsvarende norske og svenske undersøgelser af eldistributionen (se Hjalmarsson og Veiderpass, 1992; og Kittelsen, 1994). De nævnte undersøgelsesresultater er søgt rensset for eksogent bestemte vilkår såsom forbrugstætheden.

5.3. Miljøkonsekvenser af konkurrence

De ambitiøse miljømålsætninger for den danske energipolitik kan udmærket opfyldes i tilknytning til et nordisk (nordeuropæisk) elmarked med konkurrence. Dette

skyldes først og fremmest, at der i vore nære omgivelser findes teknologier (kernekraft og især vandkraft), der ikke som de danske brændselsfyrede kraftværker udleder CO₂, SO₂ og NO_x. Åbning for konkurrence mellem landene vil i sig selv skabe substitution af el fra brændselsfyrede værker med el fra vandkraftværker (se afsnit 5.1). Hvis der desuden indføres brændselsafgifter i forhold til de uønskede udledninger, vil det selvfølgelig øge substitutionsvirkningen.

Norske modelberegninger viser, at en CO₂ afgift på 175 DKK, der indføres i år 2000 og optrappes til 305 DKK i 2010, vil reducere det årlige danske CO₂ udslip med 17 millioner tons (Jarlsset, Johnsen og Larsen, 1993; Bye m.fl., 1995, når til lignende konklusioner). Dette skal ses i forhold til den politiske målsætning om at reducere det danske CO₂ udslip med 20 pct. af ca. 60 millioner tons årligt eller 12 mio. tons i 2005. Den norske nettoeksport af el vil samtidig stige fra 1,6 TWh til 20 TWh. Vi har ikke beregninger, der viser velfærdsgevinsten ved at nå miljømålsætningen på denne måde fremfor ved den nuværende danske energipolitik, men der er gode grunde til at tro, at den vil være positiv.

Det kan således lade sig gøre at varetage miljøhensyn på et konkurrencemarked for el. Men virkemidlerne skal ændres. Aktørerne får nye roller, og tilvante forestillinger om miljøreguleringen må ændres. Det gælder således anvendelsen af aftaler mellem miljø- og energiministeren og de danske elselskaber (se Larsen og Riper, 1995).

Konklusion

Der bliver i disse år vendt op og ned på hævdundne forestillinger om, hvorledes elforsyning bør organiseres og reguleres. Teoretiske ræsonnementer tilsiger, at konkurrence i produktion og handel med el giver mulighed for velfærdsforbedringer i forhold til det hidtidige system med et vertikalt integreret monopol. Sådanne ideer bliver i dag omsat til praksis mange steder i de vestlige industrilande, herunder også i Europa. De hidtidige erfaringer fra elliberaliseringerne i England og Norge tyder på, at der er noget om snakken.

Vi har i artiklen på grundlag af egne og andres undersøgelser søgt at vurdere de mulige konsekvenser af at indføre konkurrence i dansk elforsyning. Hovedindtrykket er, at dansk kraftvarmeproduktion burde kunne klare sig på et nordeuropæisk marked med åbne grænser. Da der findes teknologier med lave produktionsomkostninger i vore nære omgivelser og rigeligt med overføringskapacitet, er det ikke nødvendigt at foretage drastiske indgreb i den danske elforsynings organisation for at få konkurrencen til at fungere.

De velfærdsmæssige konsekvenser af at indføre konkurrence er det vanskeligt at give noget præcist skøn over. Det skulle være muligt at forbedre produktiviteten, især i distributionsledet. Men da elnettet fortsat vil være organiseret som et monopol, er dette mere en reguleringsopgave end en konkurrenceopgave. De største muligheder for at

bruge konkurrencen i elforsyningen positivt ligger måske i en omstilling af energipolitikken til større brug af økonomiske styringsmidler.

Litteratur

- Amundsen, E.S. m.fl. 1993. Analyse av norsk krafteksport. *SNF-rapport 9/93*. Bergen.
- Amundsen, E.S. m.fl. 1994. A numerical model of an integrated European electricity market. *SNF Working Paper*, 33/1994. Bergen.
- Amundsen, E.S. og B. Singh. 1992. Developing futures markets for electricity in Europe. *The Energy Journal* 14: 97-115.
- Baumol, W., J.C. Panzar og R.D. Willig. 1982. *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*. New York.
- Bergman, L. og B. Andersson. 1995. Market structure and the price of electricity: An ex ante analysis of deregulated Swedish markets. *Energy Journal* 16: 97-109.
- Bye, T. m.fl. 1995. CO₂-utslipp og det nordiske elektricitetsmarkedet. En modelanalyse. *Tema Nord* 1995:539.
- DEF (Danske Elværkers Forening). 1995. *Dansk elforsyning, Statistik 1994*. København.
- Von der Fehr, N.-H. og D. Harbord. 1993. Spot market competition in the UK electricity industry. *Economic Journal* 103:531-46.
- Von der Fehr, N.-H. og D. Harbord. 1995. Capacity investment and long-run efficiency in market-based electricity industries. I O. J. Olsen, red., *Competition in the Electricity Supply Industry*, s. 137-153.
- Green, R. 1995. The English electricity industry in the 1990s. I O. J. Olsen, red., *Competition in the Electricity Supply Industry*, s. 107-135.
- Green, R. og D. Newbery. 1992. Competition in the British electricity spot market. *Journal of Political Economy* 100: 929-53.
- Grohnheit, P.E. 1996. *Modelresultater for det danske elsystem*. København.
- Halseth, A. 1996. Danmarks rolle i det nordiske kraftmarked. *Enfo rapport* 2/96. Lysaker.
- Hjalmarsson, L. og A. Veiderpass. 1992. Productivity in Swedish electricity retail distribution. *Scandinavian Journal of Economics* 94, Supplement: 193-205.
- Hogan, W.W. 1992. Contract networks for electric power transmission. *Journal of Regulatory Economics* 4:211-42.
- Hogan, W.W. 1993. Markets in real electric networks require reactive prices. *Energy Journal* 14:171-200.
- Hougaard, J.L. 1994. *Produktivitetens analyse af dansk elproduktion*. København.
- Jarlset, T., T.A. Johnsen og B.M. Larsen. 1993. Skatt på CO₂-utslipp i Norden. *Økonomiske analyser* 7-1993. Oslo.
- Johnsen, T.A. og H.T. Mysen. 1994. The Nordic electricity market: consequences of national deregulations and trade liberalisation. Papir fra Statistisk Sentralbyrå. Oslo.
- Joskow, P.L. og R.M. Schmalensee. 1983. *Markets for Power: An Analysis of Electricity Utility Deregulation*. Cambridge, Massachusetts.
- Kittelsen, S.A.C. 1994. Effektivitet og regulering i norsk elektrisitetsdistribusjon. *SNF-rapport* 3/94. Oslo.
- Knivslå, K. K. og L. Rud. 1995. Markets for electricity: structure, pricing and performance. *Pacific and Asian Journal of Energy* 5: 261-84.
- Konkurrencerådet. 1996. *Energiprisorientering – statistik 1996*. København.
- Larsen, A. og O.J. Olsen. 1995. *Konkurrence i energisektoren og statslig regulering*. København.
- Larsen, A. og O. Riper. 1995. *Konkurrence eller planøkonomi i energisektoren*. København.
- Munasinghe, M. 1990. *Electric Power Economics*. London.
- Munasinghe, M. og J.J. Warford. 1982. *Electricity Pricing: Theory and Case Studies*. Baltimore.
- Munksgaard, J., M.R. Pedersen og J.R. Pedersen. 1996. *Samfundsmæssig værdi af vindkraft. Snæver samfundsmæssig vurdering*. København.

bruge konkurrencen i elforsyningen positivt ligger måske i en omstilling af energipolitikken til større brug af økonomiske styringsmidler.

Litteratur

- Amundsen, E.S. m.fl. 1993. Analyse av norsk krafteksport. *SNF-rapport 9/93*. Bergen.
- Amundsen, E.S. m.fl. 1994. A numerical model of an integrated European electricity market. *SNF Working Paper*, 33/1994. Bergen.
- Amundsen, E.S. og B. Singh. 1992. Developing futures markets for electricity in Europe. *The Energy Journal* 14: 97-115.
- Baumol, W., J.C. Panzar og R.D. Willig. 1982. *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*. New York.
- Bergman, L. og B. Andersson. 1995. Market structure and the price of electricity: An ex ante analysis of deregulated Swedish markets. *Energy Journal* 16: 97-109.
- Bye, T. m.fl. 1995. CO₂-utslipp og det nordiske elektricitetsmarkedet. En modelanalyse. *Tema Nord* 1995:539.
- DEF (Danske Elværkers Forening). 1995. *Dansk elforsyning, Statistik 1994*. København.
- Von der Fehr, N.-H. og D. Harbord. 1993. Spot market competition in the UK electricity industry. *Economic Journal* 103:531-46.
- Von der Fehr, N.-H. og D. Harbord. 1995. Capacity investment and long-run efficiency in market-based electricity industries. I O. J. Olsen, red., *Competition in the Electricity Supply Industry*, s. 137-153.
- Green, R. 1995. The English electricity industry in the 1990s. I O. J. Olsen, red., *Competition in the Electricity Supply Industry*, s. 107-135.
- Green, R. og D. Newbery. 1992. Competition in the British electricity spot market. *Journal of Political Economy* 100: 929-53.
- Grohnheit, P.E. 1996. *Modelresultater for det danske elsystem*. København.
- Halseth, A. 1996. Danmarks rolle i det nordiske kraftmarked. *Enfo rapport* 2/96. Lysaker.
- Hjalmarsson, L. og A. Veiderpass. 1992. Productivity in Swedish electricity retail distribution. *Scandinavian Journal of Economics* 94, Supplement: 193-205.
- Hogan, W.W. 1992. Contract networks for electric power transmission. *Journal of Regulatory Economics* 4:211-42.
- Hogan, W.W. 1993. Markets in real electric networks require reactive prices. *Energy Journal* 14:171-200.
- Hougaard, J.L. 1994. *Produktivitetens analyse af dansk elproduktion*. København.
- Jarlset, T., T.A. Johnsen og B.M. Larsen. 1993. Skatt på CO₂-utslipp i Norden. *Økonomiske analyser* 7-1993. Oslo.
- Johnsen, T.A. og H.T. Mysen. 1994. The Nordic electricity market: consequences of national deregulations and trade liberalisation. Papir fra Statistisk Sentralbyrå. Oslo.
- Joskow, P.L. og R.M. Schmalensee. 1983. *Markets for Power: An Analysis of Electricity Utility Deregulation*. Cambridge, Massachusetts.
- Kittelsen, S.A.C. 1994. Effektivitet og regulering i norsk elektrisitetsdistribusjon. *SNF-rapport* 3/94. Oslo.
- Knivslå, K. K. og L. Rud. 1995. Markets for electricity: structure, pricing and performance. *Pacific and Asian Journal of Energy* 5: 261-84.
- Konkurrencerådet. 1996. *Energiprisorientering – statistik 1996*. København.
- Larsen, A. og O.J. Olsen. 1995. *Konkurrence i energisektoren og statslig regulering*. København.
- Larsen, A. og O. Riper. 1995. *Konkurrence eller planøkonomi i energisektoren*. København.
- Munasinghe, M. 1990. *Electric Power Economics*. London.
- Munasinghe, M. og J.J. Warford. 1982. *Electricity Pricing: Theory and Case Studies*. Baltimore.
- Munksgaard, J., M.R. Pedersen og J.R. Pedersen. 1996. *Samfundsmæssig værdi af vindkraft. Snæver samfundsmæssig vurdering*. København.

- Newbery, D.M. 1995. Power markets and market power. *Energy Journal* 16: 39-66.
- OECD. 1993. *Projected Costs of Generating Electricity*. Update 1992. Paris.
- Olsen, O.J. og P.E. Grohnheit. 1994. *Dansk elproduktion på et åbent nordeuropæisk marked*. København.
- Schweppe, F.C. m.fl. 1988. *Spot Pricing of Electricity*. Cambridge, Massachusetts.
- Svenska Kraftnät. 1993. *Handelsplats för el: Utredning om förudsättningar för en svensk elbörs*. Stockholm.
- Vanlommel, G. 1992. *Cost Analysis and Pricing Policies of Electricity Generation and Transmission with an Application to Belgium*. Universiteit Antwerpen, Faculteit Toegepaste Economische Wetenschappen.