



TORSTEIN BYE

Forskningsjef i Statistisk sentralbyrå og professor ved UMB

EINAR HOPE

Professor emeritus i energiøkonomi ved Norges Handelshøyskole

Deregulering av elektrisitetsmarkedet

Norske erfaringer*

Det norske elektrisitetsmarkedet ble liberalisert og deregulert i 1991, på grunnlag av energiloven av 1990. Deretter ble det integrert med et deregulert svensk marked i 1996, et finsk marked i 1997 og det danske markedet i 2002. Vi fikk gjennom dette det første felles, integrerte, landovergripende kraftmarkedet i verden; det nordiske kraftmarkedet. Vi diskuterer bakgrunnen for denne dereguleringen, hvordan markedet ble utformet, og om liberaliseringen kan sies å ha svart til forventningene. Vi finner at engrosmarkedet har fungert svært bra i effektivitetsforstand og at investeringer og avkastning har utviklet seg som forventet. Men vi påpeker også flere forhold hvor det kan skje forbedringer, både når det gjelder engrosmarkedet, sluttbrukermarkedet og reguleringen av overføringssystemet.

INNLEDNING - BAKGRUNN

Norge var et av de første landene som deregulerte sitt elektrisitetsmarked. Initiativtakere til kraftmarkedsreformen var først og fremst Finansdepartementet og Olje- og energidepartementet. Tilsvarende reformer ble på samme tid gjennomført i land som Storbritannia og New Zealand.

Hovedgrunnen til dereguleringen i Norge var flere studier som viste at det eksisterende markedet fungerte dårlig og medførte svært store kostnader; se omtale av disse i Bye og Hope (2006). Gjennom hele den regulerte perioden for kraftmarkedet i Norge ble det ført en politikk hvor prisen skulle gjenspeile gjennomsnittskostnaden i kraftproduksjon. Dette ble oppnådd ved offentlig fastsatte priser, krys-

subsidiering mellom produksjonsenheter, eller gjennom direkte subsidier. Det var ingen direkte link mellom markedspriser, investeringer og effektiv drift i anleggene. Myndighetene satte gjennom statsbudsjettbehandlingen kraftprisen for statkraftkontrakter for det påfølgende året, og disse ble gjennomgående fulgt av andre kraftprodusenter. Fra og med 1979 økte man prisen for alminnelig forsyning gradvis opp mot utbyggingskostnaden for nye kraftverk. Det var imidlertid ingenting i systemet som sikret at aktørene gjennomførte utbygging og drift til lavest mulige kostnader.

For at man skal være sikret effektiv drift av de naturlige monopolene i nettvirksomheten, må disse reguleres både

* Denne artikkelen baserer seg på Bye og Hope (2006)

med hensyn på om de driver effektivt og om prisingen av nettjenestene er riktig. I perioden forut for kraftmarkedsreformen var ikke dette uten videre sikret. Kostnadene ved enhver investering kunne i prinsippet overføres til forbrukerne. I tillegg satte sentrale og kommunale myndigheter forskjellige priser for forskjellige forbrukere, noe som ytterligere bidro til å skape ineffektiviteter i kraftoverføringen.

Nesten all produksjon i Norge er vannkraftproduksjon. Det var i 1991 om lag 70 produksjonsselskaper og 230 nettverkseiere, og en betydelig grad av vertikal integrering mellom produksjonsselskaper og naturlige nettverksmonopoler. Integrasjonen mellom konkurransevirkosomhet og naturlige monopoler ga en utydelig konkurranse. Det største av selskapene, Nord Pool, eide om lag 30 prosent av kapasiteten. Om lag 85 prosent av kraftomsetningssystemet var offentlig eid gjennom Statkraft, fylkene og kommunene.

Et viktig element for den kommende liberaliseringen var at det eksisterte et marked for tilfeldig kraft mellom kraftprodusentene, organisert i Samkjøringen av kraftverkene i Norge. Dette markedet ble etablert allerede i 1972. Formelt var det organisert som et spotmarked for fysisk kraftomsetning, om lag slik vi kjenner spotmarkedet i Nordpool i dag. Dette var derfor en viktig forløper for den nye markedsordningen – man hadde en del erfaringer med funksjonsmåten til slike kraftmarkeder. En kan si at dette var en viktig treningsarena for det som skulle komme. Dette markedet var imidlertid ikke stort nok til å ta ut all stokastikken på tilbudssiden – en god del vann ble tappet på havet forbi driftsklare maskiner på slutten 1980-tallet.

LITE EFFEKTIVT REGULERT MARKED

Ineffektiv produksjon

I forkant av dereguleringen var det ingen systematiske analyser av effektiviseringspotensialet ved en eventuell deregulering av kraftproduksjonen. Noen indikasjoner hadde man likevel. På slutten av 1980-tallet var det en jevnlig overflom forbi driftsklare maskiner på om lag 5-6 prosent. Overflom representerer et direkte samfunnsøkonomisk tap, hvis det er ledig kapasitet for å produsere kraft av dette vannet. Årsaken til forbitappingen var i første rekke den måten prisene ble satt på, og at tilfeldig kraftmarkedet var for lite til å ta unna all ekstra vanntilgang; Midttun (1987) viste også at produksjonskapasiteten ikke hadde blitt økt i henhold til stigende marginalkostnader og at kraftprisen i den aktuelle perioden aldri

var høy nok til å forsvare de marginale utbyggingene. Investeringene medførte at det ble bygget ut overkapasitet. Prosjektplanleggingen fokuserte i det hele mer på tekniske enn på økonomiske forhold.

Ineffektiv overføring og distribusjon

Overførings- og distribusjonsnettene er som nevnt naturlige monopoler som må reguleres. Førsund og Kittelsen (1998) benyttet frontproduksjonsanalyse for å teste ineffektiviteter i distribusjonsnettene i Norge. De estimerte totale årlige tap på grunn av ineffektive investeringer og drift i distribusjonsnettene på om lag 1,1-1,8 mrd kroner per år. Dette utgjør om lag 25 prosent av de totale kostnadene til distribusjon per år. De fant ikke noe tegn på markup prising utover det som var nødvendig for å dekke ineffektiviteter.

Ineffektivt marked

Bye og Strøm (1987) beregnet prisforskjeller mellom ulike kundegrupper og de implisitte samfunnsøkonomiske tap som oppsto fordi myndighetene fastsatte ulike priser til ulike brukergrupper. De fant at det var svært store prisforskjeller. Noen betalte halvparten av den prisen som andre betalte, selv korrigert for alle velbegrunnede kostnadsforskjeller. Industrien, spesielt den kraftintensive industrien, betalte de laveste prisene, mens husholdninger og tjenesteyting betalte mest. De årlige samfunnsøkonomiske tapene ble estimert til 4-5 mrd kroner per år.

HOVEDELEMENTER I DEN NORSKE MARKEDSREFORMEN

Hovedelementene i den norske kraftmarkedsreformen, med utgangspunkt i energiloven av 1990, var følgende:

- Å utvikle et sett av kraftmarkeder, bestående av et spotmarked for fysisk kraftomsetning, supplert med markeder for finansiell risikohåndtering og kapasitetstilpassning ved kortsiktige ubalanser mellom tilbud og etterspørsel. Markedsomsetningen ble til å begynne med organisert gjennom Statnett Marked A/S, inntil NordPool overtok denne i 1996, gjennom integreringen mellom det norske og svenske kraftmarkedet.
- Å åpne opp for tredjepartsadgang til nettet på en gjennomslukt og ikke diskriminerende måte for å sikre markedsbasert handel.

- Oppsplitting av det statlig eide, vertikalt integrerte selskapet Statkraft i to separate selskaper; en produksjonshet (Statkraft) og et nettselskap for overføringsnettet (Statnett). De andre ikke-statlige, vertikalt integrerte selskapene ble ikke krevd delt opp i produksjons- og nettselskaper, men ble pålagt å føre separate regnskaper for monopolenheten og konkurranseenheten.
- Overføringsselskapene (inkl. distribusjon) ble gjenstand for monopolkontroll. NVE innførte målestokk-konkurranse, kombinert med en avkastningsregulering, mellom de ulike overføringsselskapene for å drive disse i retning av effektiv ressursbruk.
- I motsetning til i England ble ikke kraftsektoren privatisert som et ledd i markedsreformen. I England ble dette ansett å være en forutsetning for å få et effektivt marked, Newbery (1999).

Statnett Marked begynte handel i spotmarkedet i 1991. I 1993 ble det etablert et finansielt forward marked for prissikring av handlede kontrakter. I 1994 ble dette erstattet av kontinuerlige standardiserte futures kontrakter.

Små forbrukere (husholdninger) har ikke utstyr for kontinuerlig måling av forbruket og har dermed i utgangspunktet begrenset mulighet for å delta i det korte markedet. I 1995 ble det imidlertid etablert profilmåling for disse kundene for å sikre deltakelse uten å påta seg store investeringer i kontinuerlig måling. Til å begynne med var det en høy avgift for å skifte leverandør for disse kundene. Dette gjorde slikt skifte ulønnsomt. I 1997 ble denne avgiften fjernet. Små forbrukere, som samlet utgjorde halvparten av markedet utenom de bilaterale kontraktene, kunne delta i markedet på lik linje med andre. Nå gjensto det å skaffe små forbrukere god informasjon og forenkle systemet for kontraktsskifte, slik at store transaksjonskostnader kunne unngås. I 1998 innførte Konkurransetilsynet et informasjonssystem for kraftpriser fra like leverandører for å skape bedre markedstransparens og derved bidra til å fremme konkurransen i markedet. Samtidig ble forbrukerne gitt anledning til å skifte leverandør med en ukes varsel.

DESIGN OG MARKEDSOPERASJONER

Et komplett kraftmarkedssystem trenger en del fundamentale funksjoner for å kunne fungere effektivt: (a) markeder

for fysisk handel med elektrisitet (b) markeder og instrumenter for risikohåndtering (c) kortsiktige markeder for kapasitetshåndtering i realtid, (d) markeder for investeringer og (e) markeder for handel av miljøprodukter knyttet til elektrisitetmarkedet (grønne sertifikater, kvotemarkeder for utslipp, etc.). NordPool har organisert markeder for (a), (b), og deler av (e)¹. Statnett håndterer oppgave (c) for Norges vedkommende. Så langt har det ikke vært nødvendig med store investeringer i ny kapasitet.

UTVIKLINGEN I MARKEDET ETTER DEREGULERINGEN

Det ble forventet at dereguleringen av kraftmarkedet i Norge og Norden ville medføre lavere investeringer i kraftproduksjon og nett (jfr. tidligere overkapasitet), lavere og mer like priser for forbrukerne, lavere nett-tariffer og en høyere kapitalavkastning for investorene.

Priser

Gjennom den regulerte perioden ble det investert i overkapasitet blant annet på grunn av forsyningsplikt, bestemmelser om leveringsplikt og optimistiske etterspørselsanslag. Samtidig forsøkte man i løpet av 1980-tallet å sette prisen lik marginalkostnaden ved ny kapasitet. Hvordan er det mulig å ha overskudd på kapasitet samtidig som prisene reflekterer marginalkostnaden ved utbygging? Det er tre opplagte svar: a) Elektrisitetsintensiv industri, som forbrukte en tredjedel av produksjonen, betalte om lag 1/4 til 1/3 av utbyggingskostnaden for ny kraft. Før nye verk ble bygget burde denne kraften blitt omallokert til brukere som var villig til å betale mer. Prisen i markedet ville da falt; b) Overskuddskapasitet ble solgt til utlandet til vesentlig lavere priser enn på hjemmemarkedet. Prisen i det norske markedet kunne ha blitt senket og kraften solgt innenlands. I stedet fikk Sverige og Danmark svært billig kraft fra Norge, på tross av at kraftprisen i Norge ellers var høy; (c) På slutten av 1980-tallet og begynnelsen av 1990-tallet ble det som nevnt tappet vann for forbi driftsklare maskiner av et betydelig omfang (ca. 5 prosent), gjennom snøsmeltingen om våren og perioden med høstregn. Dette vannet kunne gått til kraftproduksjon. Da ville prisen ha falt og forbruket ha økt. Prissignalene til nye investeringer hadde blitt svakere.

¹ For en oversikt over de organiserte markedene i Nord Pool, se www.nordpool.no. Se også Bye og Hope (2006). Nord Pool organiserer det felles nordiske engrosmarkedet for kraft. Slutbrukermarkedene er fremdeles nasjonale, hovedsakelig på grunn av nasjonale reguleringer. Det arbeides imidlertid med også å åpne opp disse markedene for grenseoverskridende handel.

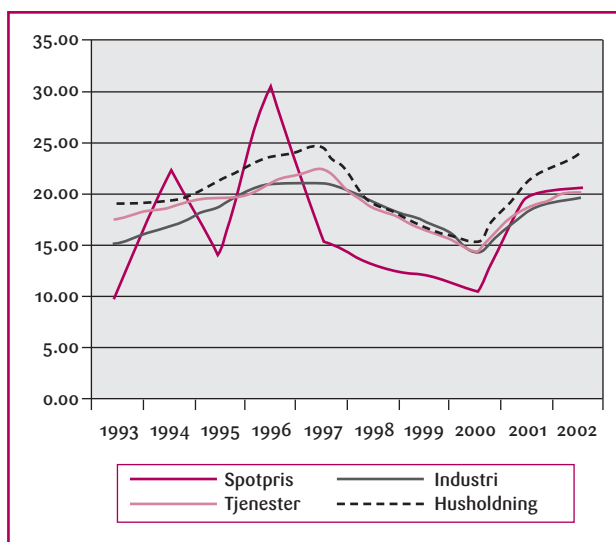
Etter dereguleringen ble prisene fleksible og NVE kontrollerer nå eventuelt spill av vann (kontroll av eventuell bruk av markedsrett). Dette betyr at tidligere overskuddskapasitet utnyttet mer effektivt i markedet og prisen faller. Dette fortsetter til økonomisk vekst har vært så omfattende at etterspørselen etter elektrisitet presser prisen opp mot utbyggingskostnaden igjen. De lavere prisene legger også press på eksisterende produsenter i retning av å effektivisere produksjonen og senke driftskostnadene.

Figur 1 viser utviklingen i realprisen på spotmarkedet og gjennomsnittlige kjøperpriser for ulike brukergrupper (2003-priser). Til å begynne med er spotprisen lav i forhold til kraftprisen for ulike kjøpergrupper. Dette skyldes i hovedsak stor kapasitet og oppsplitting av markedet. Verken sluttbrukermarkedet eller spotmarkedet var fullt utviklet de første årene etter dereguleringen. Vi ser også av figuren at det ikke er noen sammenheng mellom utviklingen i spotprisen og utviklingen i brukerprisene 2-5 år etter dereguleringen, selv om det var en stigende trend i alle prisene. I denne perioden var prisene om lag de samme hos alle sluttbrukere, noe som antyder at markedet var i stand til å jevne ut priser og øke effektiviteten.

Etter 1997 inkluderte Nord Pool også Sverige og Finland. Ekspansjon av markedet økte tilgangen på overskuddskapasitet i disse landene og prisene falt. Avgiften som husholdninger måtte betale for å skifte leverandør ble også gradvis fjernet i denne perioden. På tross av dette var sluttbrukerprisene over spotprisen helt fram til 2000 da spotprisen begynte å øke. Her betyr antakelig ulike kontrakter en del; se senere om dette. Etter 2000 reflekterer kjøperprisene bedre utviklingen i spotprisen.

Dereguleringen synes altså å ha bidratt til å holde kraftprisene nede, å ha redusert det tidligere gapet mellom priser til ulike grupper og lukket en del av gapet mellom markedsprisen og sluttbrukerprisene. Det er imidlertid et unntak fra dette; den kraftintensive industrien. Disse signerte langsiktige pris- og volumkontrakter på 1950- og 1960-tallet, som utløper i perioden 2008-2011, se Bye og Holmøy (2006). Den fulle markedseffekten av dereguleringen vil da ikke bli realisert før disse industribedriftene står overfor markedsbasert prising, slik som i resten av markedet.

Figur 1 Spot og sluttbrukerpriser (2002-priser). Øre/kWh.



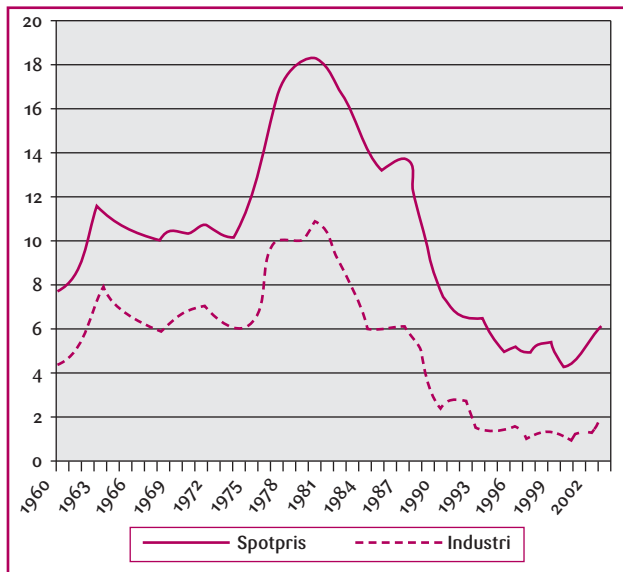
Kilde: SSB og Nord Pool

Investeringer i produksjon

Investeringer i ny produksjonskapasitet var høye på 1960- og 1970-tallet og økte til et enda høyere nivå på begynnelsen av 1980-tallet. Dette medførte at produksjonen i Norge stort sett var høyere enn etterspørselen hvert år fram til langt ut på 1990-tallet, se Bye og Hope (2006). Investeringene falt dramatisk allerede tidlig på 1980-tallet - lenge før dereguleringen av kraftmarkedet. Dette skyldtes flere forhold; a) en sterk stigning i kostnadene ved nye utbygginger; b) en mye sterkere fokus på miljøkonsekvensene av vannkraftutbygginger, c) en bebudet prisstigning på kraft gjennom energimeldingen i 1979. Nedgangen i investeringene fortsatte etter dereguleringen i 1991, men fra et allerede historisk lavt nivå. På tross av de fallende investeringene, bidro et høyt nivå lenge til at Norge var en netto eksportør av kraft helt fram mot slutten av århundret. Integreringen av det norske, svenske og danske kraftmarkedet bidro til å holde prisene lave og dermed gjøre nye investeringer i kapasitet ulønnsomme helt fram til i dag.

Et viktig spørsmål er om det deregulerte markedet vil gi tilstrekkelige signaler til at nye investeringer vil bli foretatt. Så langt har kapasiteten vært tilstrekkelig, men nå begynner etterspørselen å nærme seg den nordiske kapasiteten. Prisene har også steget kraftig, men ligger fortsatt under kostnaden ved utbygging av mange av de aktuelle teknologiene.

Figur 2 Investeringer i kraftproduksjon og kraftforsyning. Mill kroner i 2005-priser.



Kilde: Statistisk sentralbyrå og NVE

Investeringer i overføring

På 1950- og 1960-tallet ble mye av kapasiteten i Norge bygget ut gjennom «kombinerte» prosjekter. Komparative fortrinn i produksjon og handel med varer var gjerne knyttet til lett adgang til naturressurser til lave kostnader. På grunn av reguleringer og/eller mangel på overføringskapasitet, eksisterte nesten ingen internasjonale markeder for elektrisitet. De regionale markedene var også begrensede. Investeringer i kraftintensiv produksjon skjedde der det var mulig å investere i kraftproduksjon, i stor utstrekning inne i fjordene i sør og vest. Dermed var heller ikke investeringer i overføringsledninger svært omfattende, se figur 2 (differansen mellom totalen og kraftproduksjon er nettinvesteringer).

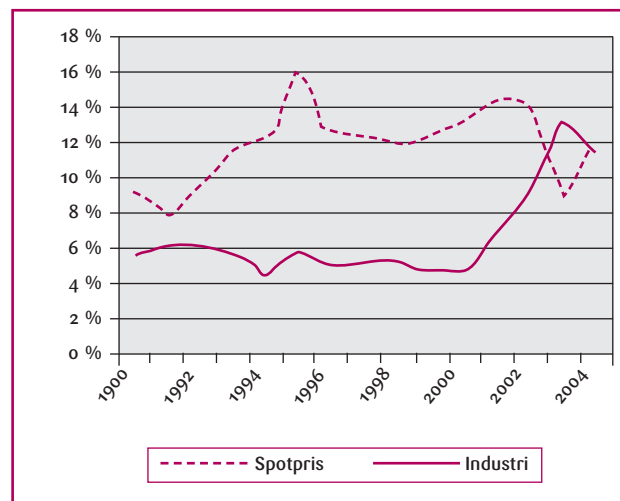
Over tid vokste aktiviteten i privat og offentlig tjenesteyting og husholdningene opplevde sterk inntekstvekst og byttet ut olje og faste brensel med elektrisitet i takt med økende oljepriser og avgifter på forurensing. Elektrisitetsforbruket steg raskest i de sentrale strøk der befolkningsskonsentrasjonen var størst. Dette økte behovet for overføringslinjer fra vest til øst og regionalt, som igjen bidro til en forsterkning av behovet gjennom den økte etterspørselen som kom gjennom en generell integrering av markedene.

Dette, sammen med generell forbruksvekst, kan forklare den sterke veksten i investeringene i overføringslinjer gjennom 1970-tallet. Når overføringslinjene var på plass var det ikke behov for flere løft og investeringene falt tilbake igjen i perioden 1988 til 1993, se figur 2. Men dette er bare deler av historien. Nedgangen i investeringene i overføringssystemet må også sees i sammenheng med diskusjonene i forkant av - og under - dereguleringen. Mens produksjon av kraft ble utsatt for konkurranse, ble overføringsnettet stilt overfor stramme reguleringer. Målestokk-konkurranse der kostnadsineffektive verk ble sammenlignet med mer effektive verk ble innført. De ineffektive selskapene fikk ikke overføre alle kostnader til kundene, men måtte effektivisere. Når avkastningen av investeringene falt fulgte investeringsviljen med. Investeringene tok seg opp igjen i 2002-2003 fordi det da var behov for å reinvestere og oppjustere tidligere anlegg. Det var også nødvendig med noen nye kapasitetsutvidelser for å avhjelpe kapasitetsbeskrankninger mellom områder.

Avkastningen i kraftsektoren

Overkapasitet i forhold til etterspørselen kan medføre lav kapasitetsutnyttning (som før 1991) eller lave priser (som etter 1991). I begge tilfelle blir kapitalavkastningen lav. Figur 3 viser at kapitalavkastningen i kraftsektoren historisk har vært svært lav sammenlignet med avkastningen i

Figur 3 Avkastningen av kapitalen i kraftforsyning og industri. Prosent. 1963-2004.



Kilde: Statistisk sentralbyrå

industrien, og den har fortsatt å være lav helt fram til de siste årene. Dette har vært mulig siden sektoren hovedsakelig er offentlig eid. Kapitalen ble subsidiert. Den økte avkastningen i det siste skyldes at investeringene har vært lave og at etterspørselen har nådd igjen kapasiteten. Da presses prisen opp mot utbyggingskostnaden for ny kapasitet. Siden marginalkostnaden ved nye utbygginger i kraftsektoren er stigende, skal en forvente høyere avkastning i denne sektoren enn i industrisektoren.

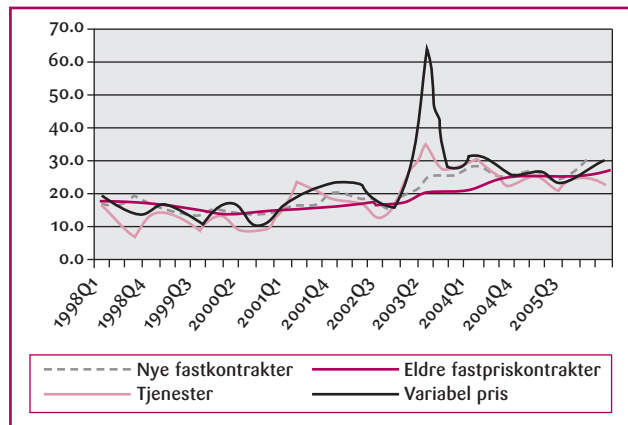
Sluttbrukermarkedet

I engrosmarkedet er handelen delt mellom bilaterale kontrakter og handel gjennom Nord Pool. I sluttbrukermarkedet skjer handelen fra kraftselskap til kunde gjennom standardiserte kontrakter. Man kan velge mellom tre typer av kontrakter; a) en spotkontrakt, det vil si den prisen som fastsettes i Elspot pluss et lite administrativt tillegg; b) en standard variabel kontrakt som kan sies opp med en ukes varsel og c) en fastpriskontrakt, der prisen gjerne er gitt for ett til to år framover. Prisen i de to siste kontraktene vil gjerne være en avveining mellom dagens pris og prisen i futures og forwardmarkedene. Den standard variable kontrakten er den kontrakten man vanligvis får om man ikke foretar et eksplisitt valg selv. Konkurransetilsynet oppgir tilbud om priser i alle disse kontraktstypene fra alle leverandører på sine hjemmesider.

Figur 4 viser utviklingen i de gjennomsnittlige prisene i disse kontraktene (eksempel tjenesteytende sektor). Den viser at over tid er spotprisen den billigste, fastprisen noe, men ikke mye dyrere, og standard variabelkontrakten den dårligste prismessig for forbrukeren. I fastpriskontrakter betaler man en viss forsikring for å slippe de variable prisene (spesielt de høye), mens det er uklart hva man betaler ekstra for i standard variabel kontrakten. Spesielt store var forskjellene i de ulike kontraktene i forbindelse med nedbørsvikten i 2002-2003. Etter den gang har prisene i de ulike kontraktene igjen nærmet seg hverandre. Det framstår litt underlig at forbrukerne ikke velger bort standard variabel kontrakten. Dette kan tyde på at det fortsatt er noen imperfeksjoner i sluttbrukermarkedet.

Statistiske gjennomsnittstall kan skjule stor heterogenitet i prisene, og dermed kanskje tilsløre manglende konkurranse i markedet. I figur 5 ser vi hvordan prisene i den standard variable kontrakten varierer mellom ulike leverandører. Den viser at prisvariasjonen er svært stor, og

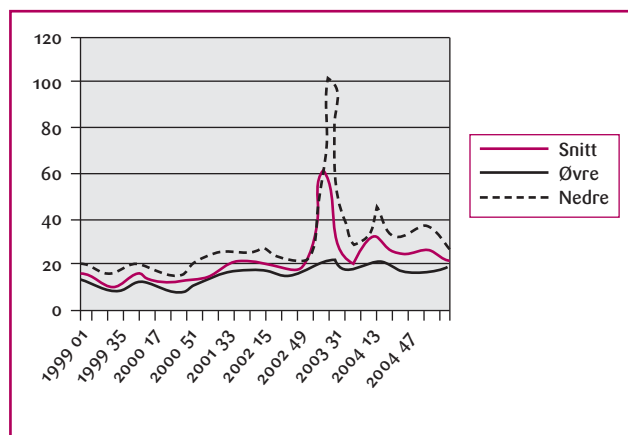
Figur 4 Prisen på ulike kontrakter. Tjenesteytende sektor. Øre/kWh.



Kilde: Statistisk sentralbyrå

større enn det en kunne forvente å finne i et perfekt fungerende marked. Det underliggende materialet, se Bye og Hope (2006), viser også at det er de dominerende selskapene i de ulike områdene som jevnt over holder de høyeste prisene. Dette bør gjøres til gjenstand for videre og mer omfattende studier. Skyldes prisforskjellene at informasjonen fortsatt er for dårlig, er transaksjonskostnaden for stor i forhold til den tross alt lave budsjettandelen for elektrisitet på 1,5 prosent, har selskapene lyktes i å segregere markedet, eller vil kundene være lojale for «enhver» pris? Bye et al (2003) antydte at denne kontraktstypen burde forsvinne over tid for å fjerne de effektivitetsproblemer som den tydeligvis skaper.

Figur 5 Prisspredning i standard variabel kontrakt. Nok/MWh.



Kilde: Statistisk sentralbyrå og Konkurransetilsynet

Tåler markedet stress?

Det nordiske markedet har vært utsatt for betydelig stress tre ganger siden det ble deregulert i 1991, se Bye og Bruvoll (2006). Første gang, i 1996, hvor nedbøren var jevnt over 20-25 prosent lavere enn normalt hele året, var markedet nytt og umodent og begrenset til å omfatte bare Norge. Sverige deregulerte som nevnt i løpet av 1996, mens Finland først kom med i 1997. Året 1996 var også preget av at det var stor kapasitet i markedet; se foran. Markedet løste imidlertid oppgaven. Andre gang var i 2002, hvor det ble et plutselig bortfall av nedbør i løpet av 6 korte uker høsten 2000. Den årlige nedbøren var kun 5 prosent under medianen, men det plutselige sesongmessige bortfallet i forkant av en hard fyringssesong satte markedet på en stor prøve. Igjen klarte imidlertid markedsmekanismene, på tross av store kapasitetsproblemer også i overføringen mellom områder, å håndtere krisen, se Bye et al (2003). Tredje gang var i fjor (2006), hvor nedbøren fram mot de par siste månedene igjen var om lag som i 1996 (noe bedring de siste ukene). «Krisen» i 2006 ble også forsterket av produksjonsproblemer i svenske kjernekraftverk og av problemer med overføringskapasiteten mellom Danmark og Norge. Nå er også produksjonskapasiteten mer tilpasset etterspørselen, slik at bortfall av kapasitet normalt skal skape noe større problemer enn i 1996. Igjen klarte markedet å håndtere stressproblemene på en utmerket måte, se Bye og Bruvoll (2006).

KONKURRANSE OG REGULERINGER

Politikken overfor kraftsektoren kan sies å bestå av tre deler: a) konkurransepolitikken overfor produsenter og forbrukere i kraftmarkedene; b) reguleringspolitikken overfor overføringssystemet; c) miljøpolitikken knyttet til elektrisitetsmarkedene. Her omtales kun de to første. Begge har økonomisk effektivitet som et hovedmål.

Konkurransepolitikken

Innenfor konkurransepolitikken er det et formelt samarbeid mellom Konkurransetilsynet og NVE (det fysiske markedet) og mellom Konkurransetilsynet og Kredittilsynet (det finansielle markedet). I et integrert nordisk kraftmarked er det også viktig med samarbeid og samordning av regelverk og reguleringer mellom konkurranse- og reguleringsmyndigheter i de nordiske landene.

Et viktig element i konkurransepolitikken er åpenhet og gjennomsiktighet. Dette er blant annet fulgt opp gjennom

Konkurransetilsynets informasjon om priser på ulike kontrakter fra ulike leverandører, som nevnt ovenfor. Så langt vi kjenner til er dette eneste sted i verden slik informasjon bringes fram på denne måten.

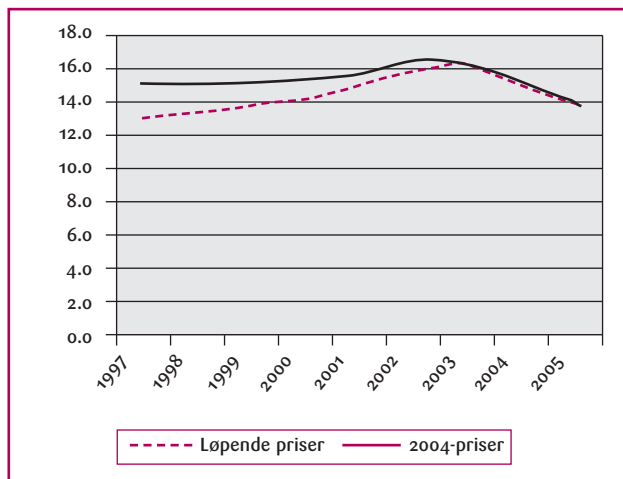
Et annet hovedspørsmål er knyttet til markedskonsentrasjon og potensialet for utøvelse av markedsmakt, enkeltvis av dominerende aktører eller kollektivt gjennom samordnet opptreden av aktører. Kraftmarkedet har flere karakteristika og egenskaper som gjør utøvelse av markedsmakt til et viktig, potensielt konkurranseproblem; se Hope (2005). Økende markedskonsentrasjon i det norske og nordiske kraftmarkedet gjennom en rekke fusjoner og oppkjøp de senere årene, har aksentuert dette problemet.

Det er mange måter å måle markedskonsentrasjon på, se Bye et al (2003), både med hensyn på eierskap, hva som er det relevante markedet i en gitt situasjon og hvilken periode man studerer (jfr. for eksempel i relasjon til bindende overføringskranker). I et vannkraftsystem med lagringskapasitet for vann kommer dessuten intertemporale konkurranseproblemstillinger med hensyn til muligheten for overføring av produksjon mellom ulike perioder (sesonger) opp. På fusjonsområdet har konkurransemyndighetene lagt opp til å begrense markedskonsentrasjonen, i henhold til vanlige regler for konsentrasjonsteskler m.m, spesielt i relasjon til Statkrafts oppkjøp i det norske markedet. Studier som er foretatt av konkurranseforholdene i det nordiske kraftmarkedet har ikke kunnet påvise faktisk utøvelse av markedsmakt; Hope (2005) og Amundsen et al (2006).

Reguleringspolitikken

I de første årene etter dereguleringen ble det benyttet en avkastningsregulering (med effektivitetskrav) overfor overføringsselskapene. I 1997 ble denne erstattet av en inntektsrammeregulering (med effektivitetskrav). En viktig del av reguleringen er kravet til effektivitet. Gjennom en målestokk-konkurranse stilles krav til effektivitetsforbedringer i de ulike nettselskapene. Ved gitt kapasitet og utnyttelse av denne, skal da nett-tariffen falle over tid. I gjennomsnitt skulle nett-tariffen falle med om lag 20 prosent fra 1997-2005, på grunn av dette kravet. Men det er andre faktorer som også spiller inn selv for tariffen målt i faste priser, for eksempel utvikling i realrenten på kapitalen, reallønnskostnader etc.

Figur 6 Regulert inntekt for nettselskapene. Løpende og faste 2004-priser. Mrd. kroner.



Kilde: Statistisk sentralbyrå og NVE

Figur 6 viser utviklingen i inntekter siden dereguleringen. Inntektene økte til å begynne med men falt siden noe. Over hele perioden falt realinntekten med 1,5 prosent, altså mye mindre enn effektivitetskravet skulle tilsi. Dette skyldes imidlertid en viss kapasitetsøkning. Målt i inntekt per produsert enhet, falt inntektene med 18 prosent over denne perioden. Driftskostnader (lønnskostnader) drev tariffen noe opp, mens fall i realrenten hadde motsatt effekt. På dette punkt må også dereguleringen, og den strammere reguleringen av nettselskapene, hatt en ønsket effekt.

Nettselskapene kan bygge opp sine nett-tariffer gjennom tre ledd; en fastavgift, en kapasitetsavgift og et tapsledd. Regulator bekymrer seg om totalinntektene, ikke om de enkelte komponentene. Tariffen må fastsettes på forhånd. Siden det er stor usikkerhet både til kraftpris og overført mengde, vil inntekten i etterkant bare tilfeldig bli lik det tillatte inntektsmålet. Derfor kan nettselskapene jevne ut dette over noen år. For mye inntekt i år må betales tilbake gjennom lavere tariff neste år, og omvendt kan for lite inntekter i ett år tas igjen ved å heve tariffen neste år.

Et viktig aspekt i reguleringen av nettselskapene er hvordan man skal skape insitamenter til riktige investeringer i ny overføringskapasitet. Dette representerer en stor utfordring for både forskningen og reguleringsmyndighetene framover.

NOEN UTFORDRINGER

Selv om det synes som det norske og nordiske deregulerte integrerte kraftmarkedet fungerer etter hensikten, og

blir brukt som eksempel av andre land og områder som ønsker å liberalisere og integrere markeder, gjenstår en del uløste spørsmål fortsatt:

1. *Markedsmakt.* Markedsmakt er som nevnt et viktig, potensielt konkurranseproblem i kraftmarkeder. Med tiltakende markedskonsentrasjon, og gitt problemene for konkurransemyndighetene med å avdekke og dokumentere faktisk utøvelse av markedsmakt, bør det, som et supplement til konkurransepolitisk håndheving, etableres et system for markedsovervåking? Et slikt markedsovervåkingssystem er skissert i Hope (2005).
2. *Design av og funksjonsmåte til investeringsmarkeder.* Så langt har det nordiske markedet levd på den overkapasitet som ble skapt i det regulerte markedet. Det gjenstår å se om det kan passere testen på om nyinvesteringer kommer på plass i henhold til en samfunnsøkonomisk optimal tilpasning. Dette er en komplisert problemstilling og her gjenstår det mye forskning.
3. *Integrasjon av markeder gjennom nett- og systemoperasjoner.* Det nordiske overføringsnett er fremdeles i hovedsak et desentralt nettsystem, ved at det eies og opereres av nasjonale netteiere, selv om en viss koordinering av systemoperasjoner, nettplanlegging, m.m., finner sted gjennom samarbeidsorganisasjonen Nordel. Systemdriften av det samlede nettet vil kunne forbedres isolert sett og i forhold til markedssystemet ved å etablere en felles, uavhengig nordisk systemoperatør.
4. *Integrere det nordiske markedet med det europeiske markedet ellers.* På sikt kan bedre effektivitet oppnås ved å integrere det nordiske markedet sterkere til det europeiske markedet ellers, både for å integrere ulike teknologier i konkurranse med hverandre, men også for å gjøre markedet større og mindre konsentrert.

OPPSUMMERING

Det regulerte markedet hadde store mangler og skapte omfattende effektivitetstap. Det nye deregulerte markedet ble tenkt å basere seg på tidligere prinsipper og erfaringer som man hadde fått gjennom det begrensede tilfeldig kraftmarkedet. Målet var høyere effektivitet, lavere priser, jevnere priser mellom brukergrupper og bedre avkastning av investeringene. Dereguleringen produserte følgende resultater:

- Prisene har falt, spesielt i de første årene etter liberaliseringen.
- Prisene ble mer like mellom forbrukergrupper. Unntak er den kraftintensive industrien som ikke kan sies å bli inkludert fullt ut før 2008-2011 når deres lange kontrakter opphører.
- Investeringer både i produksjon og overføring ble redusert, noe som ga en mulighet til å allokere kapital til andre områder med høyere avkastning.
- Over tid økte avkastningen i kraftsektoren, slik at den nå nærmer seg avkastningen i alternativ virksomhet.
- Sløsing med vann ved at man tar ut overkapasitet i nedbørrike år ikke ved prisfall, men ved å tappe forbi driftsklare maskiner, opphører.
- Markedet er testet tre ganger på ulike sjokk på tilgangssiden og har mestret disse begivenhetene bra.
- Markedskonsentrasjon har blitt tillatt, men så langt ser det ikke ut til at det har skapt store konkurranseproblemer.
- Det gjenstår fortsatt noen designspørsmål når det gjelder investeringer, systemoperasjon og integrering av det nordiske kraftmarkedet og europeiske kraftmarkeder ellers.

REFERANSER:

Amundsen, E.S., L. Bergman og N.H. von der Fehr (2006): «The Nordic electricity market: Robust by design?», in Sioshansi, F.P, and Wolfgang Pfaffenberger (eds): *Electricity market reform. An international perspective*. Elsevier.

Bye, T., N. H. M. v. d. Fehr, et al. (2003): *Kraft og makt - en analyse av konkurranseforholdene i kraftmarkedet (Electric Power and Power - a study of competition in the power market)*, Report of an Expert Group appointed by the Norwegian Ministry of Labour and Administration.

Bye, T. og E. Hope (2005): «Deregulation of electricity markets. The Norwegian experience», *Economic and Political Weekly*, Vol XL No 50, December 10-16, 2005, also as Discussion Paper 433 of Research Department, Statistics Norway.

Bye, T. og E. Hope (2006): «Electricity market reform-The Norwegian Experience», In *Competititon and Welfare - The Norwegian Experience (Lars Sørgard editor)*, The Norwegian Competition Authority, Nov 2006, pp 21-50.

Bye, T. og A. Bruvoll (2006): Tilsigsvikt - konsekvenser for produksjon og priser. Økonomiske Analyser 4/2006, Statistisk sentralbyrå

Bye, T. A. og S. Strøm (1987): «Power prices and power demand (kraftpriser og kraftforbruk)», *Sosialøkonomen*, No.4, pp 19-29.

Førsund, F. A. og S. A. C. Kittelsen (1998): «Productivity development of Norwegian electricity distribution utilities», *Resource and Energy Economics*, No. 20, pp 207-224.

Hope, E. (2005): «Market dominance and market power in electric power markets: A competition policy perspective», *Report*, Stockholm: Swedish Competition Authority.

Midttun, A. (1987): *Segmentation, institutional lags and manufacturing adaptation; Norwegian power capacity expansions political economy during 1970s and the 1980s. (Segmentering, institusjonelt etterslep og industriell omstilling: norsk kraftutbyggings politiske økonomi gjennom 1970- og 1980 årene)*, PhD, Uppsala universitet, Sverige.

Newbery, David M. (1999): *Privatization, restructuring, and regulation of network utilities*. The MIT Press.