



**TORSTEIN BYE**  
Fagdirektør i Statistisk sentralbyrå

**STEINAR STRØM**  
Professor i økonomi ved Universitetet i Torino, Italia.

# Norsk kraft i hundre år – utvikling og økonomisk teori\*

Norsk kraftsektors utvikling har vært heftig debattert i om ikke hundre år så i hvert fall i de siste femti årene. I disse årene har økonomer deltatt flittig i debatten og ikke alltid vært like populære, men utviklingen har likevel over tid trukket i den retningen økonomer har skissert. Dette markedet har vært interessant for økonomer siden svært mange av teoriene man sysler med er relevante for dette markedet; slik som prising og investering, reguleringer, diskriminering, negative eksternaliteter, konsentrasjon og markedsrett, asymmetrisk informasjon, organisering og design, avtakende utbytte, stordriftsfordeler, regulering av naturlige monopoler etc. I denne artikkelen vil vi berøre noen av disse aspektene men det vil føre for langt å omtale alle. I løpet av Sosialøkonomen og Økonomisk Forum sine siste 40 år har imidlertid de fleste av disse temaene vært berørt med relevans for kraftmarkedet.

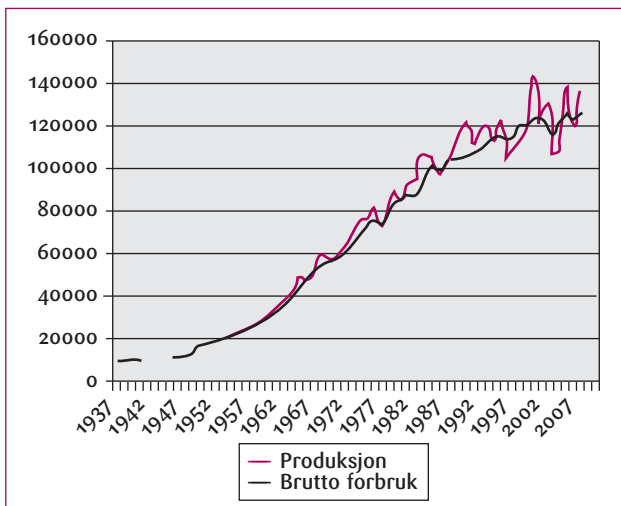
## 1 INNLEDNING

De første årene i norsk kraftforsyning i forrige århundre var knyttet til noen spesielle forhold. På slutten av 1800-tallet var større, etter den tiden, utenlandske selskaper ivrige på å erverve og bygge ut norske fossefall. På begynnelsen av 1900-tallet eide utenlandske selskaper 2/3 av all norsk kraftproduksjonskapasitet (se NOU 2004:26). Dette skapte uro i det politiske miljøet og den første reguleringen av sektoren ble iverksatt i form av panikkloven (1906), som sa at ingen utenlandske selskaper kunne erverve og eie norske vannfall uten konsesjon. Dette var en tidlig for-

gjenger til de Castbergske konsesjonslover, og senere industrikonsesjonsloven og vassdragsreguleringsloven som kom i 1917, og som også omfattet kraftproduksjon fra fossefall. I 1909 ble også hjemfallsordningen innført i konsesjonsloven. Alle kraftverk som ble bygget av private fikk konsesjon i en begrenset periode (40-60) år, og så ville kraftverket hjemfalle til staten uten vederlag etter at konsesjonen utløp. Det som skjedde i denne perioden er nok den vesentligste årsaken til at kun en liten del av norske kraftverk i dag er i privat eie. Det meste eies av staten (gjennom Statkraft i dag), kommunene, er felleskommunale

\* Vi takker for nyttige merknader og kritikk fra en anonym «referee».

Figur 1 Produksjon og forbruk av elektrisitet i Norge 1937-2007.



(flere kommuner eier sammen) eller fylkeskommunalt eid. Det offentlige eie skulle sikre at norsk natur var i norske offentlige hender.

Figur 1 viser utviklingen i norsk kraftproduksjon og forbruk de siste 70 årene. Vi ser at gjennom mellomkrigsårene og fram mot like etter siste krig var både produksjon og forbruk rimelig stabilt. Utviklingen på kraftsiden var preget av en laber utvikling i økonomien ellers. Etter krigen og fram mot begynnelsen av 1960-tallet vokste forbruket kraftig (over 6 prosent i året) og ble nesten fordoblet på 10 år, spesielt ved at kraftkrevende industri vokste fram som en stor avtaker av kraft. Man kan si at industri og kraftutvikling da ble sett på som en samkoblet svært kapitalintensiv produksjon. Det gjaldt å sikre leveransene fra dyre vannkraftprosjekter.

I hele perioden fra 1937 til begynnelsen av 1960-tallet var forbruket om lag lik produksjonen da det ikke var bygget ut overføringskapasitet til utlandet i noen særlig grad. De neste tiårene var veksten like høy (6,3 prosent per år) som tiåret før. Nå var elektrifisering av husholdningene en betydelig vekstfaktor. Etter hvert ble det behov for en buffer mot de store variasjonene i nedbør, spesielt siden prisene ble politisk/administrativt bestemt fra år til år. Dette ga liten fleksibilitet i etterspørselen dels på grunn av de faste prisene, men også på grunn av at det var lite behov for å investere i fleksibilitet med et fastprissystem.

Etter hvert startet utbygging av kabler mot utlandet. Spesielt ble det fokusert på behovet for import i tørrår. Utover på 1970-tallet og fram mot 1980-tallet økte også

fokus på naturbelastningen ved store utbyggingsprosjekter og de regulerte prisene ble økt. Etterspørselen avtok både på grunn av økte kostnader, men også ved at veksttakten i økonomien ble avdempet. I dette tiåret vokste kraftproduksjonen med i underkant av 4 prosent per år. Veksten ble holdt oppe på grunn av gryende miljøfokusering i form av krav om reduserte svovelutslipp fra bruk av fossile brensler. Reguleringen medførte en skyggepris på miljø og dermed en overgang til bruk av elektrisitet spesielt til oppvarmingsformål. Vi ser også at det i hele denne perioden var netto eksport fra Norge. Man var ekstremt fokusert på leveringssikkerhet innenlands, uten at kostnadene ble overveltet på forbrukerne. Myndighetene tok hele risikoen ved tilførsel av kapital til næringen.

På 1980-tallet bestemte myndighetene at det skulle være en bedre sammenheng mellom kostnadene ved nye utbygginger og prisene. De vedtok en opptrappingsplan for prisene slik at disse på sikt skulle tilsvare marginalkostnaden ved utbygging i stedet for gjennomsnittskostnaden som tidligere. På tross av denne opptrappingsplanen vokste forbruket fortsatt kraftig i neste tiårsperiode (3,7 % per år). Dette hang sammen dels med den kraftige overgangen fra bruk av olje til elektrisitet, men det hadde også sammenheng med at opptrappingsplanen på prisene ble redusert ved at man brukte én kalkulasjonsrente for prisingen og en annen for utbyggingen. Vi ser også at i denne perioden økte netto eksport fra Norge, vi hadde knapt ett år med netto import. Gjennom støtte til utbygging av produksjonskapasitet i Norge ble kraftforbruket i utlandet subsidiert.

På 1990-tallet ble veksttakten halvert (1,6% per år), på tross av at elektrisitetsmarkedet ble deregulert og prisene redusert/stabilisert i løpet av denne perioden. Dette må sees i sammenheng med en lavere veksttakt i økonomien, men skyldes også i stor grad at overgangen fra bruk av olje til elektrisitet så godt som var over siden det ikke var særlig mer olje å substituere. Etter år 2000 har igjen forbruket tatt seg noe opp (2,0 % vekst per år). Dette henger sammen med noe høyere økonomisk vekst i denne perioden. Nå holdes forbruksveksten igjen på grunn av økte priser og økt miljøfokus.

Et kjennetegn ved utviklingen de siste 20 årene er at omfanget av eksport/import har økt dramatisk. Dette er et sunnhetstegn i en sektor hvor både tilbudssiden og etterspørselssiden varierer sterkt på grunn av naturgitte forhold (nedbør og temperatur). Et større internasjonalt mar-

ked er mer fleksibelt og tar bort noe av prisvariasjonen man ellers ville hatt. Dette er opplagt lønnsomt for Norge. Et utviklingstrekk er også at vi i flere perioder har en netto importsituasjon. Dette følger av at internasjonal handel med kraft har gjort at Norge får billigere kraft med import enn ved å bygge ut svært dyre prosjekter selv. Internasjonal handel lønner seg for nasjonen selv om det betyr at enkelte produsenter og forbrukere gjerne ville ønske mer beskyttelse.

Det framgår av diskusjonen av utviklingen ovenfor at mange av de utviklingstrekk vi ser for produksjon og forbruk av kraft kan forklares med ulike økonomiske faktorer som regulering av markeder, prising, regulering av eksternaliteter, diskriminering mellom kundegrupper, holdninger til leveringssikkerhet og risiko, markedsforhold og design etc. Nedenfor vil vi gå noe nærmere inn på noen slike forhold.

## 2 PRISING OG INVESTERING

I diskusjon og analyser av kraftsektoren har prising av kraft og investering i ny kraft vært de to viktigste temaene. Diskusjonen har for det første dreid seg om hvilke regler en skal følge for prising av kraft generelt, og for kraft levert til spesielle grupper av kraftkunder. Når det gjelder investering i økt kraftproduksjon har diskusjonen dreid seg om når og hvor mye en skal investere i mer kraftproduksjon. Inntil nylig har alternativer til vannkraftanlegg ikke vært noe tema i Norge, med unntak av diskusjoner på 1970-tallet om investeringer i atomkraftanlegg og kraftproduksjon basert på norsk naturgass, se Schildbred og Strøm (1976).

Frem til utgangen av 1970 tallet ble kraftprisene fastsatt av politiske organer på ulike nivåer (statlig, kommunalt). Prisene ble dels satt lik hva det hadde kostet å bygge ut kraft i de ulike deler av landet dels ut fra gjennomsnittbetragtninger over kostnader i flere kraftverk (for eksempel Statkraft). Delvis var det også slik at kommunale kraftselskaper fulgte prisfastsettelsen for statlig kraft som ble vedtatt gjennom behandlingen av statsbudsjettet hvert år. Bruk av selvkostprinsippet og de andre prisingsreglene førte til stor prisvariasjon over kundegrupper og landsdeler og ga opphav til effektivitetstap i norsk økonomi, se Rødseth og Strøm (1974), Bye og Strøm (1987,1994). Gjennom energimeldingen 1978/79 ble selvkostprinsippet brutt. Myndighetene gikk nå inn for at prisen på kraft gradvis skulle trappes opp slik at den etter hvert skulle bli

lik hva det kostet å bygge ut ny kraft, den såkalte langtidsgrensekostnaden (LGK). Unntak fra denne nye prissetningsstrategien var kraftkrevende industri, som fikk kraft på langsiktige kontrakter og til politisk bestemte priser. Prisen på kraft til kunder utenom den kraftkrevende industrien steg med om lag 11 prosent per år fra 1978 til 1988, noe som tilsvarte rundt 3 prosent realprisstigning per år. Fordi prisene sto praktisk talt stille i kontraktene til de kraftkrevende industribedriftene, fikk disse bedriftene gradvis større og større prisfordeler i forhold til de priser andre kunder betalte, Bye og Strøm (1987, 1994) og Bye, Hoel og Strøm (1999).

Var det nye prisregimet i 1978 godt nytt for norsk økonomi? Svaret er både ja og nei. Det var en stor forbedring at en forlot selvkostprinsippet og innførte marginalkostnadsprising, men priser lik langtidsgrensekostnad ville bare kunne være optimalt dersom kraftutbyggingen hadde skjedd i et optimalt tempo. Det vil si at om tempoet i kraftutbyggingen hadde vært slik at all kraft hele tiden kunne omsettes til lik produsentpris for de ulike kunder, og lik langtidsgrensekostnaden, ville det vært optimalt. Fordi investeringer i norsk kraftforsyning frem til 1978 (og også senere og frem til begynnelsen av 1990-tallet) hadde skjedd uten at priser hadde blitt sett i forhold til hva det kostet å bygge ut ny kraft, kunne ikke pris lik langtidsgrensekostnad være en likevektspris. Tempoet hadde vært så mye høyere enn hva pris i forhold til langtidsgrensekostnad skulle tilsi frem til 1978/1979. En trengte en pause i kraftutbyggingen på 6-7 år for at en økende etterspørsel etter kraft i norsk økonomi gradvis skulle gi en betalingsvillighet for kraft lik langtidsgrensekostnaden, Lorentsen, Strøm og Østby (1979).

Den gjennomsnittlige avkastningen på norsk kraftproduksjon bør i utgangspunktet være høyere enn alternativ avkastning siden det er sterkt stigende grensekostnader ved utbygging. Da må prisen stige i takt med grensekostnadene før utbygging er lønnsomt, og avkastningen på de første investeringene øker kraftig. Bye og Hope (2006) viser at avkastningen i denne sektoren har vært mye lavere enn i alternativ virksomhet. Det er først de siste årene at denne har blitt høyere enn alternativet. Etter år 2000 – 10 år etter dereguleringen av kraftmarkedet er kapasiteten rimelig avpasset betalingsvilligheten i markedet.

Marginalkostnadsprising anvendt på kraftmarkedet ble først drøftet på en teoretisk tilfredsstillende måte på 1940

tallet av franske økonomer som Maurice Allais, Pierre Massé og ikke minst av Maurice Boiteux. Sistnevnte ble også direktør for det franske kraftselskapet EDF. En oversikt over denne franske skolens bidrag er gitt av Drèze (1964). Selv i dag er det mye å lære av disse franske økonomenes fremstilling av marginalkostnadsprising på kort og lang sikt, spesielt når etterspørselen sett fra produsentens side er stokastisk. Prisings- og investeringskriterier som gir en optimal bruk av et lands ressurser, kan kort oppsummeres i følgende to regler:

- 1) Prisene på kraft bør settes slik at en får utnyttet tilgjengelige ressurser innenfor gitte kapasiteter. Det betyr at prisene på kraft blir like de korttidsmarginale kostnader pluss skyggepriser knyttet til de ulike kapasiteter i kraftforsyningen.
- 2) Utbygging av kraft bør skje på de tidspunkter som gjør at prosjektene har størst nåverdi. Under visse forutsetninger kan det vises at dette er det samme som at en skal ekspandere kraftforsyningen når pris er større eller lik langtidsgrensekostnaden, og vente hvis det motsatte er tilfelle.

Pris i forhold til langtidsgrensekostnad er følgelig et investeringskriterium og skal benyttes ved beslutninger om investeringer i ny kapasitet. Investeringskriteriet er avledet fra nåverdikriteriet. Opphavet til forenklingen: «pris i forhold til langtidsgrensekostnaden», er Boiteux (1949) som foreslo denne forenklingen fordi forretningsfolk hadde store problemer med å forstå nåverdiregninger! Det var selvsagt ikke bare franske økonomer som bidro til analyser av kraftsektoren. En sentral referanse fra 1960 tallet er Turvey (1968).

Den som tok initiativ til å få beregnet langtidsgrensekostnader i Norge var Vidkun Hveding. På slutten av 1960 tallet var den tidligere NTH professoren blitt generaldirektør for NVE og leder av den første store energiutredningen i Norge. I 1966 tok Hveding kontakt med daværende Sosialøkonomisk institutt, Universitetet i Oslo, for få hjelp til beregninger av hva det kostet å binde realkapital i vannkraftanlegg. Hveding var ganske klar over et viktig økonomisk begrep: Alternativkostnaden. Ved å binde opp bygningsmaterialer, arbeidskraft mv i vannkraftanlegg går en glipp av hva en alternativt kunne ha produsert ved bruk av disse ressursene. En burde derfor kreve at avkastningen av ressurser brukt i vannkraftanlegg minst skulle gi lik høy avkastning som å binde opp ressurser i andre anvend-

elser. Hvedings forespørsel førte til at det ble utarbeidet anslag på denne alternative avkastningen, i senere tid kalt kalkulasjonsrenten, se Strøm (1967). Anslaget ble brukt til å beregne langtidsgrensekostnader i kraftproduksjonen. Hvedings analyser av kraftproduksjon er beskrevet i Hveding (1968).

Selv om Hvedings initiativ til å få beregnet marginalkostnader på kort og lang sikt var et fremskritt i forhold til selvkostprisingen, var det fremdeles stor avstand mellom liv og lære. Gjennom det meste av den regulerte perioden for kraftmarkedet i Norge ble det fra myndighetene ført en politikk hvor prisen skulle gjenspeile gjennomsnittskostnaden i kraftproduksjon. Dette ble oppnådd ved offentlig fastsatte priser, krysssubsidiering mellom produksjonsheter, 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, som kun utgjorde 60 prosent av markedet, 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, se Bye og Hope (2006). En markedsbasert kraftomsetning kom først da en ny energilov trådte i kraft 1.1. 1991.

Hveding utmerket seg også tidlig når det gjaldt å beregne kostnadene ved vannkraftproduksjon. Det meste av kostnadene er kapitalkostnader og har dermed i utgangspunktet mindre å si for den daglige optimale driften. Driftskostnadene er nesten neglisjerbare i denne bransjen. I Hveding (1968) ble det utledet en driftsoptimaliseringsmodell som bygget på skyggeprisbetraktninger og som hadde flere trekk til felles med de franske økonomers marginalkostnadsprising. Gitt systemets kapasitet og uten skranker i dette systemet kan prisen på elektrisitet i praksis gå ned mot null. Skrankene som vil oppstå i systemet (skranke på effekt, vanntilgangen, overføringskapasiteten etc.) må prises for at ikke systemet skal bryte sammen (i kraftmarkedet må det være perfekt likevekt mellom etterspørsel og tilbud kontinuerlig). Det er disse skyggeprisene som i utgangspunktet danner prisen på strømmen i et rent vannkraftmarked. Ved handel mot utlandet vil alternativkostnaden ved import/alternativverdien ved eksport sette prisen. Det vil si at prisen i Norge blir lik prisen i utlan-

det. Før Sund (2007) beskriver dette systemet i mer detalj, hvor det også tas hensyn til usikkerhet og markedsmakt.

Utgangspunktet for dereguleringen av elektrisitetmarkedet i 1991 var flere studier av ineffektiviteten ved det eksisterende systemet, både i produksjonsdelen (se Midthun (1987)), transmisjonsdelen (se Før Sund og Kittelsen (1998)) og i markedet (se Bye og Strøm (1987)). I denne nye energiloven ble det etablert et skille mellom de delene av kraftsektoren som kan konkurrere i et marked, og de delene som er naturlige monopoler. Kraftproduksjon og omsetning av kraft tilhører den konkurranseutsatte delen, mens overføringsnettene er den naturlige monopol delen, og som derfor må reguleres for at ikke en monopolistisk utnyttning skal finne sted. Energiloven av 1990-1991 tok sikte på å bringe mer konkurranse inn i kraftmarkedet enn hva tilfellet hadde vært før. Produsentene av kraft fikk anledning til å selge kraft til kjøpere som var villige til å betale mest for kraften, og kjøperne fikk anledning til å kjøpe kraft der den er billigst. Nettene er regulert og stilles til rådighet for alle kunder til like tariffer, se Hope mfl (1993) og Hope (2000) for en argumentasjon for markedsbasert kraftomsetning og dermed for energiloven av 1990-1991. Se v.d. Fehr, Hagen og Hope (2002) for en diskusjon av teoretiske og praktiske problemer med nettregulering.

En viktig implikasjon av den markedsbaserte kraftomsetningen som startet i 1991, var at produsentene av kraft ble ledet til å sammenlikne priser og kostnader i forbindelse med investeringsbeslutninger om å bygge ut mer kraft. Sammenlikningen førte da til en utbyggingspause. Det lønnet seg rett og slett ikke å investere i nye kraftanlegg. Tempoet i kraftutbyggingen hadde i mange år vært så høyt at likevektsprisene som dannet seg i markedene utover på 1990 tallet og frem til i dag, tilsa utbyggingspauser som i Lorentsen, Strøm og Østby (1979), ga innføring av markedsbasert kraftomsetning de signaler som produsentene trengte for å vente med investeringer i nye kraftanlegg.

Gjennom overføringsmuligheter av kraft til våre skandinaviske naboer og etter hvert til andre deler av Nord-Europa er det norske kraftmarkedet, i alle fall den sørlige delen, blitt en del av et europeisk kraftmarked. Dette åpner for eksport og import av kraft, noe som er av betydelig interesse for vannkraftprodusenter i Norge som har en langt

mer fleksibel kraftproduksjon enn kjerne-, olje, gass- og kullkraftprodusentene i Europa. Kraftprisen i Norge blir bestemt av kraftprisen i utlandet, og dermed av de marginale alternativene i det europeiske markedet, for eksempel kullkraft. Dette er godt nytt for norske vannkraftprodusenter, og dermed for norsk økonomi, selv om selvsagt norske konsumenter kan komme til å klage over høye strømpriser.

En evaluering av effektene av den nye energiloven fra 1990-1991 og dereguleringen av kraftmarkedet er gitt i Bye og Hope (2006).

### 3 KRAFTKREVENDE INDUSTRI

I de første tiårene etter den andre verdenskrigen ble det investert i store vannkraftutbygginger. Investeringene skjedde i offentlig regi. For å kunne utnytte de store kraftmengdene ble det etablert store kraftintensive bedrifter innenfor stål, ferrolegeringer og aluminium. Bedriftene ble lokalisert nær vannkraftanleggene. På denne måten ble tapet ved overføringer av kraft relativt lavt. Disse samlokaliseringene skapte lokale kraftmarkeder. Kraftleverandørene inngikk langsiktige kontrakter med de kraftkrevende industribedriftene. Prisene ble satt lave, noe som var optimalt den gangen siden kraften var billig å bygge ut og ikke kunne overføres mellom regioner. Kontraktene til den kraftkrevende industrien hadde til å begynne med en varighet på opptil 60 år.

Den økonomiske veksten i Norge gjorde at etterspørselen etter kraft økte blant husholdninger og bedrifter utenom den kraftkrevende industrien, samtidig som overføringsmulighetene for kraft mellom regionene ble utvidet. For å dekke denne etterspørselen ble det bygd ut mer kraft som var dyrere å bygge ut enn de første, større vannkraftutbyggingene. Kostnadene per utbygget kWh økte, noe som førte til at kraftprisene til kunder utenom den kraftkrevende industrien også økte.

Prisene i kontraktene til den kraftkrevende industrien var som sagt svært lave og med liten mulighet til indeksregulering. Gapet mellom de priser kraftkunder utenom den kraftkrevende industrien og kraftkrevende industri betalte ble derfor stadig større etter hvert som tiden gikk. Utover på 1950-tallet, 1960-tallet og begynnelsen av 1970-tallet fortsatte kraftkrevende industri og kraftselskapene å undertegne kontrakter. Prisene i disse kontraktene var

knyttet opp mot kostnadene til de aktuelle kraftverk da de ble bygget, uten hensyntagen til at både kostnadsnivået i nye kraftutbygginger og etterspørselen og betalingsvilligheten fra andre deler av norsk økonomi økte. Fordi overføringsmulighetene for kraft mellom regioner stadig ble bedre, var det heller ikke mulig å begrunne det økende prisgapet med en henvisning til lokale og atskilte markeder for kraft.

Korrigerer en for forskjeller i brukstid, samt i overførings- og fordelingskostnader finner en at for perioden 1978 til 1983 betalte den kraftkrevende industrien i gjennomsnitt 46 prosent av den prisen tjenesteytende bedrifter betalte i gjennomsnitt i 1978. I 1984 var denne prosenten sunket til 34 prosent, (Bye og Strøm, 1987). Husholdningene betalte litt mindre enn tjenesteytende bedrifter. Slike prisforskjeller innebærer at økonomien påføres et effektivitetstap. Dersom kraftkrevende industri er i stand til å betale hva andre kunder er villige til å betale for kraften, betyr de lave kraftprisene til kraftkrevende industri bare en omfordeling av inntekt. I Bye, Hoel og Strøm (1999) er det vist at subsidiene til den kraftkrevende industrien ikke bare var en omfordeling av inntekt, men at de påførte norsk økonomi et betydelig effektivitetstap. Dette tapet skyldes at andre kraftkjøpere i Norge og utlandet er villige til å betale mer for kraften enn det kraftkrevende bedrifter er villige og i stand til. Dermed blir kraft gitt en mindre verdi enn hva en kunne ha fått til ved å la andre enn kraftkrevende industribedrifter få benytte kraften de legger beslag på, se Bye, Holmøy og Heide (2006).

Per i dag er det fremdels kontrakter mellom Statkraft og kraftkrevende industri og hvor prisene er politisk bestemte og dermed langt lavere enn dagens markedspriser for kraft. Kontraktene er på 9,4 TWh og utgjør dermed om lag 30 prosent av den totale kraftmengden som kraftkrevende industribedrifter forbruker. Kontraktene løper ut innen sommeren 2011. Det er fullt ut forståelig at kraftkrevende industribedrifter trenger langsiktige kontrakter. Når dagens kontrakter ikke er forsøkt fornyet kan det henge sammen med at disse bedriftene ikke er i stand til å betale hva Statkraft kan oppnå for eksempel ved å selge kraften til kjøpere i utlandet og at bedriftene sitter på gjerdet og venter at politikere nok en gang skal gripe inn å gi dem lave priser på kraften. Dersom politikere gjør dette, vil den norske kraften bli solgt til en verdi som er lavere enn det som kan oppnås i alternative anvendelser. I stedet for å eksportere subsidierte kraftkrevende industriproduk-

ter kan det være mer lønnsomt for norsk økonomi at kraft eksporteres direkte til nordeuropeiske kjøpere.

#### 4 EIERMAKT OG KONSENTRASJON

Etter dereguleringen i 1991 har det vært mye snakk om at utviklingen har gått i retning av mer og mer konsentrasjon i dette markedet med mulige farer for utnyttelse av markedsrett. Men dette markedet var svært konsentrert i hele forrige århundre, jfr. innføringen av panikkloven og konsesjonslovene som samlet har nedført at mer enn 90 prosent av kraftverkene er offentlig eiet. Selv om eierskapet er fordelt på stat og kommuner, har begrensede overføringskapasiteter mellom områder og manglende muligheter til å skifte leverandør, låst kunder inne regionalt til en leverandør med tilnærmet monopol. Det har også vært et dominerende moment at produksjonsanlegg og overføringsanlegg har hatt samme eier med muligheter for kryssubsidiering mellom aktiviteter. En studie av priser i ulike områder viste da også store regionale prisvariasjoner, se Bye og Strøm (1987). Endelig er overføringssystemet et naturlig monopol som i følge teorien skal kontrolleres og reguleres.

Ved innføringen av marked gjennom energiloven, se for eksempel Bye og Hope (2006) for en begrunnelse og beskrivelse av implikasjoner, ble selskapene pålagt regnskapsmessig atskillelse mellom produksjons- og overføringsanlegg. Overføringsanleggene ble regulert som naturlige monopoler. Produksjonsselskapene ble organisert slik at de ble drevet som konkurrerende selskaper. Dette gjaldt både statlige og kommunale selskaper. Etter hvert ble flere selskaper aktive i kjøp av salg av produksjonsselskaper. Statkraft deltok aktivt i dette ved oppkjøp av blant annet Agder energi og Trondheim energi. Markedskonsentrasjonen og mulighetene for å utøve markedsrett økte, se Bye, v.d. Fehr og Sørgaard (2003).

Den tradisjonelle monopoltilpasningen er å redusere produsert kvantum og dermed øke prisen for å øke den totale profitten. Slik oppstår et samfunnsmessig tap. I et vannkraftmarked er dette ikke like trivielt. Vannet som kommer til magasinene i form av nedbør og tilsig fra omkringliggende områder er uavhengig av kraftprodusentens tilpasning og må benyttes til kraftproduksjon. Det er ikke lov å spille vann for å redusere produksjonen og oppnå en høyere pris. Dette reguleres/kontrolleres av NVE. Dette betyr ikke at det er umulig å utøve markedsrett i dette

systemet, men det er noe vanskeligere enn ellers. Utøvelse av markedsmakt må da utnytte ulikheter i priselastisiteter mellom ulike perioder. Man kan flytte vann fra perioder med høy tallverdi på elastisiteten (det betyr at man lagrer mer og prisen øker mye) til perioder med liten tallverdi på elastisiteten (bruker mer vann og prisen faller lite). Da har man totalt sett oppnådd en høyere pris i gjennomsnitt for all kraftproduksjonen. Dette krever da at man har omfattende kunnskap om elastisiteten på ulike tidspunkter om man skal lykkes.

Disse elastisitetene kan også variere mye, ikke bare mellom perioder, men også mellom samme tidspunkt i ulike år eller ulike måneder. Det nordiske kraftmarkedet er ett stort marked i om lag halvparten av tiden. Da er elastisitetene vanligvis tallmessig «høye». I noen perioder er overføringskapasiteten fullt utnyttet og vi har lukkede delmarkeder. Da er vanligvis elastisitetene tallmessig «lave». En kan altså flytte vann fra perioder med lukkede markeder til perioder med åpne markeder og slik utnytte markedsmakt. Igjen krever det store kunnskaper om slike forhold for å kunne være i stand til å utnytte markedsmakt effektivt for å øke profitten. For en sammenfattende analyse av konsentrasjonen i kraftmarkedet og de utfordringer dette gir, se Bye, v.d. Fehr, Riis og Sørgaard (2003), mens en mer teoretisk drøfting er gitt i v.d. Fehr og Johnsen (2002, a,b) og Mathisen, Skar og Sørgaard (2002).

Siden markedskonsentrasjonen opplagt har økt har Konkurransetilsynet i flere runder forsøkt å nekte Statkraft å overta produksjonsanlegg i Norge. Her har imidlertid de politiske myndighetene overkjørt tilsynet og godkjent overtakelsene, med mindre endringer i forhold til Statkraft sine ønsker. Et viktig poeng for myndighetene synes å være at de ser på det nordiske markedet i helhet og da vurderes markedskonsentrasjonen som lav. Dette synes også å være et moment som tillegges vekt i avveiningen av nye utenlandsforbindelser. Med større overføringskapasitet vil markedet bli mer integrert og antall flaskehalsar som kan utnyttes til spill mellom perioder og dermed ulike elastisiteter bli mindre.

## 5 EKSTERNALITETER

I den privatøkonomiske beslutningen om investering og drift av kraftanlegg vil man normalt ikke ta hensyn til de eksterne effekter denne aktiviteten har på andre. Her må myndighetene inn å regulere om man skal få samfunnsøkonomisk riktige beslutninger. I dag tenker vi antakelig

mest på eksterne effekter gjennom for eksempel klimagassutslipp fra termiske kraftverk. Mange tenker på vannkraft som «rene» kraftanlegg, men slik er det selvsagt ikke. Gjennom de siste 40 årene har man lagt mer eller mindre vekt på også miljøkonsekvenser av vannkraftutbygging og, kanskje mindre kjent for mange, også gjennom driften. Alle vannkraftanlegg i Norge har et eget reguleringsreglement som de må forholde seg til, for eksempel er det regulert hvor raskt man kan regulere opp og ned (jfr. at fisk kan strande og at elven kan graves ut ved for stor fartsøkning på vannet), minste vannstand er regulert, man har ikke lov å tappe vann forbi driftsklare maskiner etc. Alt dette er eksterne effekter som man normalt ellers ikke ville tatt hensyn til. Selve utbyggingen er regulert ved at man stiller krav til selve utbyggingens volum, form og innhold. Det har vært stilt krav til rekkefølge (Samlet Plan for vassdrag) og noen fossefall er fullstendig skjermet mot utbygging (Verneplanene). For betydningen av de implisitte kostnadene ved Samlet Plan, se Carlsen, Wénstøp og Strand (1993). I økonomisk terminologi betyr vern at man innfører en skyggepris på miljø som vokser i takt med prisen på elektrisitet. I praksis har man også innført vern av prosjekter som ikke formelt sett er vernet ved at statsminister Stoltenberg har sagt at alle store vannkraftutbygginger nå er over. Det betyr at prosjekter som er innenfor Samlet Plan og utenfor verneplanene også i praksis er «vernet».

Siden det norske markedet blir mer og mer integrert med det nordiske og det europeiske kraftmarkedet gjennom økt utbygging av overføringskapasitet, vil prisen i Norge bli mer og mer lik den europeiske prisen (unntatt i perioder med overføringsskranke). Termisk kraftproduksjonsteknologi gir klimagassutslipp og bør, siden klimagassutslipp er et globalt problem, reguleres gjennom kvoter eller avgifter for å internalisere de eksterne effektene. En tidlig norsk artikkel om forurensingsproblemet fra samfunnsøkonomisk synspunkt er Haavelmo (1971).

På samme måte som en regulerer forurensinger i form av for eksempel klimagasser eller svovelutslipp bør en regulere miljøkonsekvenser av andre teknologier som også gir eksterne effekter (for eksempel vindmøller – estetisk, støy, «ørnedreper» etc). I praksis finnes det få teknologier for kraftproduksjon som ikke inneholder elementer av eksterne effekter, se for eksempel Bye og Brekke (2003). I den aktuelle politikken derimot gir man støtte til mange av disse teknologiene. Dette medfører overforbruk og for store miljøkonsekvenser i forhold til hva som er sam-

funnsøkonomisk optimalt. Når det gjelder vindmølleteknologien kommer dette klart til uttrykk gjennom stor lokal motstand mot store slike prosjekter. Det er altså en motsetning mellom støtte til denne teknologien og den miljømessige begrunnede motstanden mot disse.

Mange av de alternative teknologiene til vannkraft har store teknologiske utfordringer, kanskje spesielt knyttet til omfanget av eksterne effekter som er knyttet til dem (jfr. for eksempel klimagassutslipp fra gasskraftanlegg). I mange sammenhenger kan det også være knyttet positive eksterne effekter ved teknologiutvikling på disse områdene, som det ofte er ved forsknings- og utviklingsprosjekter. Ved positive eksterne effekter kan det være samfunnsøkonomisk gunstig å støtte denne teknologiutviklingen. I prinsippet kan en dermed forsvare støtte til teknologiutvikling for å frambringe god rense- og lagringsteknologi for gasskraftanlegg, slik det gjøres på Mongstad og Kårstø. En må imidlertid ikke være blind for at en prinsipiell støtte til slike prosjekter selvsagt må ta inn over seg at omfanget av støtten i forhold til de eksterne effektene må være helt avgjørende, se for eksempel Bye og Hoel (2007).

## 6 AVSLUTNING

De første 90 årene i forrige århundre var det norske kraftmarkedet gjennomregulert, ikke bare med hensyn på velbegrunnede reguleringer av eksternaliteter, men også ved regulerte investeringer og regulerte priser. Det var et betydelig innslag av prisdiskriminering. Elementer av de forslag økonomer bidro med ble innført på slutten av 1970-tallet (opptrappingsplanen for prisen slik at investeringer ikke ble foretatt før prisen var lik LTG). Det tok imidlertid nesten ett århundre før man fikk en viktig reform som tok innover seg de viktigste bidragene; allokering av kraft der betalingsvilligheten var størst, ingen utbygging før prisen tilsvarte kostnaden ved ny utbygging, og regulering av det naturlige monopolet nettoverføring. Det ble rett og slett for kostbart å drive på den måten man hadde gjort. Det ser også ut som det store omfanget av prisdiskriminering vil dø ut i 2011 med de eksisterende kontraktene med industrien på tross av at politikerne også i dag snakker om nye regimer som skal gi nye fordeler til industrien.

Den statlige innsatsen i forbindelse med utbygging av infrastrukturen på nettsiden har ført til en elektrifisering av landet og gjort elektrisitet mobil på tvers av regioner. Kabler til utlandet har gjort at det norske elektrisitetssmar-

kedet er blitt del av et europeisk marked. Byggingen av disse infrastrukturene har gjort den norske vannkraften mer verdifull og den norske økonomien mer lønnsom.

Er da alt vel i denne sektoren? Dessverre er det nok ikke slik. I dag går konfliktene langs miljødimensjonen. I stedet for å straffe de som forurenser er melodien at man må støtte de som forurenser mindre. De som bruker mye energi skal altså belønnes på bekostning av de som bruker mindre energi. Når vil de som virkelig sparer på energien begynne å protestere mot at de som sløser skal få en del av deres penger? Når finner politikerne ut at denne støttepolitikken blir alt for dyr? Når dette skjer, har økonomene vunnet nok en seier til det gode for de fleste i dette landet.

## REFERANSER:

Boiteux, M. (1949): La tarification des demandes en pointe, *Revue Général de Electricite*, 58, 321-340.

Bye, T., v.d. Fehr, N.-H., C. Riis og L.Sørgaard (2003): Kraft og Makt. En analyse av konkurranseforholdene i kraftmarkedet. AAD, Oslo 2003.

Bye, T. og K. A. Brekke (2003): Grønne sertifikater – skjult subsidiering av forurensing? *Norsk Økonomisk Tidsskrift* nr.9.

Bye, T., M. Hoel og S. Strøm (1999): «Et effektivt kraftmarked – konsekvenser for kraftkrevende næringer og regioner», *Sosiale og økonomiske studier* nr 102, Statistisk sentralbyrå.

Bye, T. og M. Hoel (2007): Klimabidrag fra Norge. *Økonomisk Forum* nr 5, 2007

Bye, T., E. Holmøy og K. M. Heide (2006): Removing Policy Based Comparative Advantage for Energy Intensive Production. Necessary Adjustments of the Real Exchange rate and Industry Structure. Discussion Paper 462, Statistics Norway.

Bye, T og E. Hope (2006): Electricity Market Reform – The Norwegian Experience in Sørgaard, L: Competition and Welfare – The Norwegian Experience, The Norwegian Competition Authority, 2006.

Bye, T. og S. Strøm (1994): Vannkraft, i S. Rysstad og K. I. Western: «*Ressurs- og miljøøkonomi*», Rogaland mediesenter, 215- 256.

Bye, T. og S. Strøm (1987): Kraftpriser og kraftforbruk, *Sosialøkonomen* nr 4, 19-29.

Carlsen, A.J., F. Wenstøp og J. Strand (1993): Implicit environmental costs in hydroelectric development: An analysis of the Norwegian Master Plan for Water Resources. *Journal of Environmental Economics and Management*, 25(3).



- Dréze, J.H. (1964): Some postwar contributions of French economists to theory and public policy: With special emphasis on problems of resource allocation, *The American Economic Review*, 54(4-2). Supplement. Surveys of foreign postwar developments in economic thought, June, 2-64.
- v.d. Fehr, N. -H. og T. A Johnsen (2002a): Markedsmakt i kraftforsyningen, *Økonomisk Forum* 4.
- v.d. Fehr, N.-H. og T. A Johnsen (2002b): Markedsmakt og flaskehalser i kraftforsyningen, *Økonomisk Forum* 6.
- v.d. Fehr, N.-H., K. P. Hagen og E. Hope (2002): Nettregulering, SNF-rapport nr 102.
- Førsund, F. (2007): Hydropower Economics. International Series in Operations Research and Management Sciences, Springer Verlag.
- Haavelmo, T. (1971): Forurensingsproblemet fra samfunnsøkonomisk synspunkt, *Sosialøkonomen* nr 4.
- Hope, E. (2000): *Studier i markedsbasert kraftomsetning og regulering*, Fagbokforlaget, Oslo.
- Hope, E., L. Rud og B. Singh (1993): Det norske kraftmarkedet, *SNF-Rapport* Nr. 65.
- Hveding, V. (1968): Digital simulation techniques in power system planning, *Economics of Planning*, No. 1-2.
- Lorentsen, L., S. Strøm og L. Østby (1979): «Virkningen på den norske kraftutbyggingen av en pause i kraftutbyggingen», *Statsøkonomisk tidsskrift*, hefte 1, 1-31.
- Mathisen, L., J. Skaar og L. Sørgaard (2002): Temporære flaskehalser i kraftforsyningen – et argument for oppkjøp? *Økonomisk Forum*, nr 5, 4-6.
- NOU 2004:26: Hjemfall, Norges offentlige utredninger, Olje og Energidepartementet 20 november 2004.
- Rødseth, A. og S. Strøm (1974): «Kritiske merknader til norsk energipolitikk», sammen med A. Rødseth, *Sosialøkonomen* nr 9, 5-17.
- Schilbred, C. og S. Strøm (1975): Gasskraft vurdert mot vannkraft og atomkraft, *Sosialøkonomen* nr 6, 9-17.
- Strøm, S. (1967): *Kapitalavkastning i industrisektorer, struktur og tidsutvikling*, Memorandum fra Sosialøkonomisk institutt 10. juli, 1-209.
- Turvey, R. (1968): *Optimal pricing and investment in electricity supply*, George Allen & Unwin Ltd, London.