

■ ■ ■ TORSTEIN BYE OG JAN LARSSON:

Lønnsomhet ved tilbakesalg av kraft fra kraftintensiv industri i et anstrengt kraftmarked?

De siste månedene har kraftprisen i Norge og resten av Norden vært høye på grunn av liten nedbør, lav magasinbefylling og frykt for at vannmagasinene skal gå tomme våren 2003. Høye kraftpriser øker alternativverdien av kraften til de som har kraft på faste kontrakter – slik som kraftintensiv industri. Dette gjør at spørsmålet om tilbakesalg av kraft til markedet har vært diskutert. Hvor aktuelt er slikt tilbakesalg og hva er lønnsomheten ved dette?

Innledning

Prisene på kraft har i perioder i vinter vært høye og deler av næringslivet har dermed dårligere lønnsomhet. Kraftintensive industribedrifter, som har langsiktige kraftkontrakter om kjøp av store mengder kraft til svært lave priser¹, har vurdert mulighetene for fortjeneste ved å selge denne kraften tilbake til markedet til markedspris. Slik vil industrien få bedret lønnsomhet, de vil bidra til å avhjelpe den mest kritiske

mangelen på vann i magasinene, og andre kraftforbrukere kan få lavere kraftpriser enn de ellers ville fått. Industrien og forbrukerne får det bedre, mens kraftprodusentene får det verre. Kan slike tilbakesalg av kraft til markedet fra den kraftintensive industrien tenkes å få et betydelig omfang, hva er lønnsomheten ved dette, og eksisterer det hindringer for slikt tilbakesalg? Usikkerhet om kraftprisutviklingen kan selvsagt også påvirke industriens beslutninger om eventuelt tilbakesalg.

Kontrakter med industrien – omfang og priser

Den store mengden av industrikraftkontrakter ble inngått i perioden 1950-1975. De fleste utløper i perioden 2008-2011. Tabell 1 viser en oversikt over disse kontraktene hentet fra Bye, Strøm og Hoel (1999). Priskontraktene har ulike prisjusteringsmekanismer innebygget slik at prisene i dag er noe høyere. Imidlertid er hovedinntrykket at disse kontraktene har kraftpriser som kun utgjør en brøkdel av de prisene en i dag observerer i dagens spot- og futures-marked.

Mange av de kraftintensive industriene har en betydelig egenproduksjon av kraft som anvendes i egen produksjonen av varer. I tillegg til tilbakesalg av kraft kan industrien selvsagt også selge den egenproduserte kraften til

Tabell 1. Kraftkontrakter med industrien. Volum og pris per 1.1.1996 i Statskraft's leveranser til kraftintensiv industri og treforedling. TWh og øre/kWh.

Kontraktstype	TWh per år	Øre/kWh
1950-kontrakter	3,7	5,2
1960-kontrakter	3,6	7,4
1996-kontrakter	3,0	13,1
Treforedling -1996-kontrakter	2,8	13,5
Sum	13,1	9,4

Kilde: Bye, Strøm og Hoel (1999) - tabell 2.1

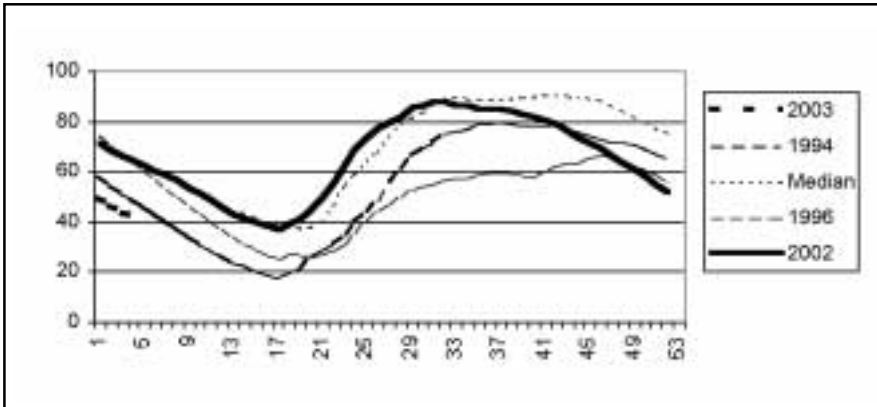
¹ En diskusjon av disse kontraktene og svakheter med dem sett fra en samfunnsøkonomisk vinkel finnes i Bye og Strøm (1987).



Torstein Bye er forskningssjef i Statistisk sentralbyrå

Jan Larsson er forsker i Statistisk sentralbyrå

Figur 1. Magasinutvikling fra uke til uke (1-52). Utvalgte år og median (1990-2000). Prosent



markedet. Gevinsten av slikt salg er avhengig av internprisingen av kraft i bedriften. Samlet brukte kraftintensiv industri, inklusive treforedling, om lag 35 TWh i 2000.

Alternativverdien i dagens kraftmarked

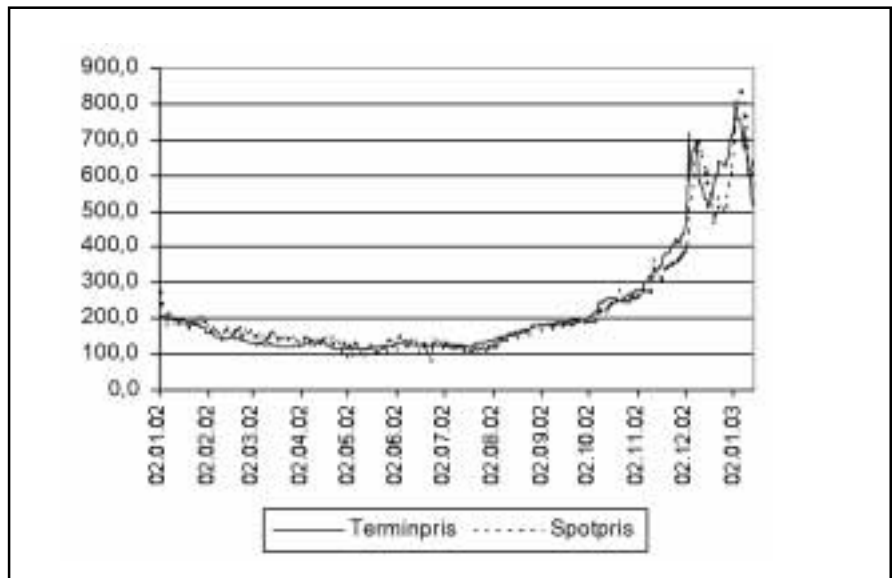
Siden sommeren 2002 har den kortsiktige alternativverdien av kraften i de langsiktige kraftkontraktene økt dramatisk. I følge Førsum (1994) avhenger verdien av vannkraften i dag av forventninger om framtidige skranker i et vannkraftanlegg, det være seg mangel på energi eller effekt. Samtidig vil de marginale termiske produksjonskostnader i et integrert nordisk marked være viktig for prisfastsettelsen. Når all kapasitet i det termiske systemet er utnyttet, vil framtidig vannverdi være dominerende for kraftverdien i dag. I dag er nettopp den lave vannstanden i magasinene og faren for å gå tom før snøsmeltingen til våren i fokus. Vi ser av figur 1 at vannmagasinbeholdningen fra og med uke 47 i 2002 var lavere enn den tidligere har vært i den deregulerte perioden. Det lave vanninnholdet er altså grunnen til at prisen har steget mye.

Figur 2 viser utviklingen i spotpriser og terminpriser i det norske kraftmarkedet siden sommeren 2002 og fram til i dag. Spotprisen er den prisen kraft for neste døgn omsettes til på kraftbørsen Nord-pool. I tillegg finnes det et finansielt marked for prissikring på denne børsen. Her omsettes finansielle kontrakter på dagsbasis (nærmeste uken), ukesbasis (nærmeste 8 uker) i blokker (de nærmeste månedene), sesonger og

på årsbasis (hele 2003, 2004, 2005 og 2006). I figur 2 har vi laget en terminpris som er gjennomsnitt av kontrakter i terminmarkedet for de nærmeste 3 månedene. Denne prisen er et estimat på kraftprisutviklingen framover de nærmeste månedene slik markedet vurderer denne. Terminprisen kan si noe om lønnsomheten ved tilbakesalg på kort sikt, men usikkerheten er stor. I den siste tiden har prisen på terminmarkedet ligget på om lag 40 øre/kWh.

For de nærmeste årene ligger prisene i terminmarkedet på under 20 øre/kWh. Med slike priser er det neppe

Figur 2. Gjennomsnittlig terminpris 3 mnd fram i forhold til observerte spotpriser, kr/MWh



aktuelt med noe tilbakesalg. Vi behandler derfor i første omgang tilbakesalg vinteren 2002/2003.

I følge finansiell teori skal futuresprisen² (p_f) være lik spotprisen (p) justert for kravet til avkastning ved å vente med produksjonen (r) pluss lagerkostnadene (w) og en convenience yield³ (c)

$$p_f = (1+r)p + w - c$$

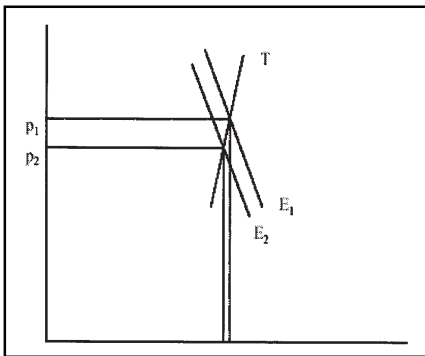
det vil si at kraftselskapene avveier produksjonen sin i dag avhengig av forventninger om framtidig verdi av å vente med produksjonen. Hvis terminprisen ligger over spot-prisen er det et signal om å holde igjen vann i dag for å produsere i fremtiden. Hvis spotprisen er over terminprisen er det et signal om å produsere mer i dag. Vi ser av figuren at spotprisen og terminprisen følger hverandre over tid, at det er store variasjoner i begge over kort tid, og at forskjellen mellom terminpris og spotpris i perioder er betydelig. Dette understreker den usikkerhet kraftintensiv industri står overfor når det gjelder vurderingen omkring tilbakesalg av kraft.

Dagens marked synes å være preget av bratte tilbuds- og etterspørselskurver (altså svært små elastisiteter), se figur 3. På tilbudssiden skyldes det tilnærmet full kapasitetsutnyttelse ved

² I denne sammenheng er dette terminprisen
³ Verdien av å holde en vare i terminmarkedet; «det er bedre med fugl i hånda enn ti på taket».

priser i det intervallet vi nå er inne i – 35-80 øre/kWh. Det betyr at økende priser ikke utløser noe særlig ny produksjon på kort sikt. I den grad ny produksjon kommer inn er det gjennom økt bruk av vann i dag på bekostning av vannlagrene til våren. Slik økt produksjon møter motstand i markedet ved at økt produksjon i dag gir forventinger om lavere magasinstand og høyere priser til våren. På etterspørsels-siden er det også rimelig at elastisiteten er liten på kort sikt. På grunn av en lang historie med stabile og til dels faste priser i markedet har ikke konsumenter og næringsliv fått noe insitament til å installere alternative oppvarmingskilder. Vi ser at små skift på etterspørselssiden (gjennom inntektseffekter eller temperaturforhold) vil kunne gi betydelige utslag i prisen. Tilsvarende vil små kvantumendringer på tilbudssiden (endrede nedbørforhold som endrer forventningene om knapphet på vann) også kunne gi store prisendringer.

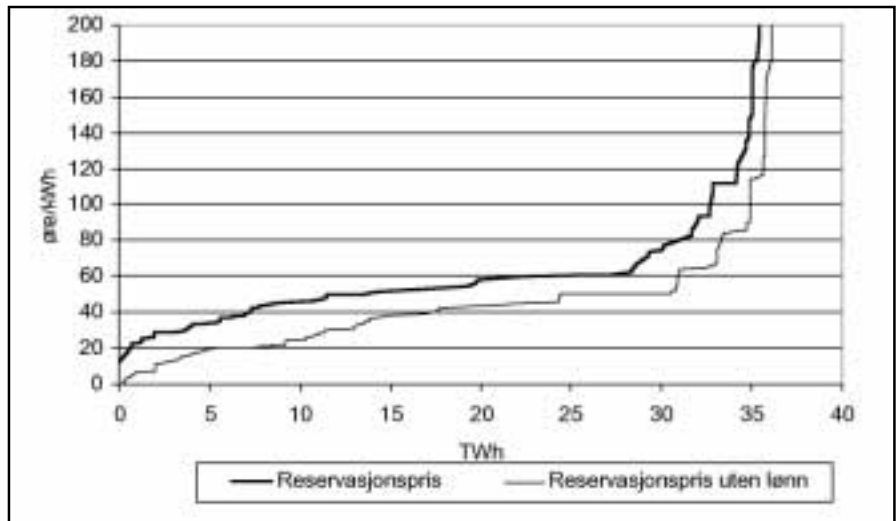
Figur 3. Lite elastisk tilbud og etterspørsel etter elektrisitet



Tilbakesalg av kraft til markedet

Kraftintensiv industri og og treforedling brukte i 2002 om lag 35 TWh elektrisitet på årsbasis – det vil si rundt 30 prosent av netto kraftforbruk i Norge. Denne industrien har et rimelig jevnt uttak av kraft over året. Forbruket er dermed om lag 3 TWh per måned eller 9 TWh over en 3 månedersperiode. Totalforbruket av elektrisk kraft i Norge samlet for månedene januar til mars ligger på om lag på 35 TWh. Det vil si at kraftintensiv industri bruker vel 25 prosent av totalforbruket i Norge i løpet av disse månedene.

Figur 4. Reservasjonspris. Kr /kWh og MWh



La oss hypotetisk først anta at den kraftintensive industrien ikke har leveringsforpliktelser på produksiden, ikke har start og stoppkostnader og står fritt til selge tilbake kraft til markedet. Hvor mye kan de i en slik hypotetisk situasjon levere tilbake og til hvilken pris?

Industriens overskudd skal dekke avskrivninger på kapitalutstyret og gi avkastning til de som har skutt inn kapital i bedriften. Utstyret er gitt og har ingen alternativverdi på kort sikt. Lønnskostnadene kan sees på som kvasifaste – det vil si at i noen tilfelle kan arbeidsstokken permitteres – i andre tilfelle ikke. Råvarekostnadene kan imidlertid kuttes på kort sikt. Bedriften vil ved tilbakesalg av kraft kreve at overskuddet blir minst like stort som ved ordinær produksjon.

La oss definere en reservasjonspris p_1 for tilbakesalg ved følgende ligning

$$(p_1 - p_k)E - \Pi - wL = 0$$

Reservasjonsprisen p_1 er dermed den pris selskapet må ha ved tilbakesalg av kraft i markedet som gjør at de kommer minst like godt ut som tidligere (Π er profitten før tilbakesalg) selv om de må betale lønnskostnadene (wL) som før, kontraktsprisen for kraften er p_k . Alternativt kan arbeidskraften permitteres. Da blir reservasjonsprisen p_2 den prisen som gjør at verdien av kraftsalget blir minst like stort som overskuddet

$$(p_2 - p_k)E - \Pi = 0$$

Generelt kan dette formuleres som

$$(p_i - p_k)E - \Pi - awL = 0$$

der a er den andelen av lønnskostnadene som bedriften er nødt til å betale. I ytterpunktet der all lønn må betales er $a=1$, og det andre ytterpunktet der alle permitteres er $a=0$.

Vi har benyttet detaljerte data over industriens overskudd, lønnskostnader, kraftkostnader og kraftforbruk til å beregne disse to reservasjonsprisene. Reservasjonsprisene, gjengitt i figur 4, er beregnet med utgangspunkt i industriens årsforbruk. Med jevnt forbruk over året kan en da dele antall TWh i figuren på 12 for å finne det månedlige kvanta med tilhørende reservasjonspris.

I dagens kraftsituasjon har kraftprisene (eksl. overføring og avgifter) i markedet variert mye – fra rundt 30 øre/kWh i november 2002 til over 80 øre/kWh i begynnelsen av januar 2003. Figur 4 viser at ved en reservasjonspris på 70 øre/kWh, der bedriftene må betale lønnskostnadene fullt ut, vil en på årsbasis kunne frigjøre om lag 30 TWh av de samlede 35 TWh. På månedsbasis er dette om lag 2,5 TWh dvs 7,5 TWh over tre måneder. Dette utgjør over 20 prosent av det totale forbruket i Norge i denne perioden. Hvis bedriftene slipper lønnskostnadene er reservasjonsprisen 50 øre/kWh for 30 TWh.

Ved en reservasjonspris på 35 øre/kWh der bedriftene må betale lønnskostnadene fullt ut, vil en på årsbasis kunne frigjøre om lag 5 TWh av

de samlede 35 TWh. På månedsbasis er dette om lag 0,5 TWh dvs. 1,5 TWh over 3 måneder. Dette er vel 4 prosent av det totale forbruket i denne perioden. Hvis bedriftene slipper lønnskostnadene er reservasjonsprisen på 20 øre/kWh for 5 TWh.

Dette viser at store mengder kraft kan tilflyte markedet gjennom tilbakesalg hvis kraftprisene i markedet blir svært høye. På den annen side viser figur 3 at en ved svært store tilbakesalg til markedet kan få kraftige utslag i kraftprisen. Da blir tilbakesalget tilsvarende lavere, jfr. figur 4.

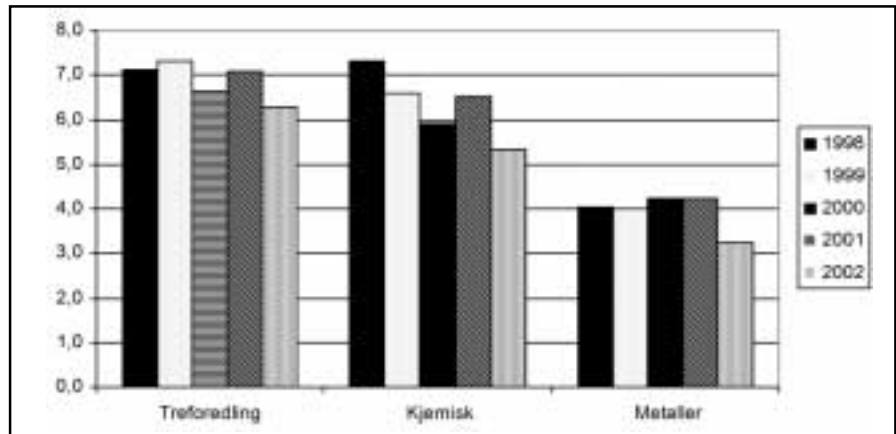
Usikkerhet

Foran antok vi at den kraftintensive industrien ikke har leveringsforpliktelser på produksiden, ikke har start og stoppkostnader og står fritt til selge tilbake kraft til markedet. Vi har regnet på to situasjoner med tilpasning i arbeidsmarkedet – permitteringer eller full utbetaling av lønn. I hvilken grad er de andre forutsetningene viktige for beregningene?

Bedriftene kan selvsagt ikke uten videre gå ut av sine produktmarkeder uten problemer og kostnader, men kan ikke disse bedriftene produsere for lagre i en periode for å selge fra lageret i en annen periode? På aggregert nivå ser vi av figur 5 at lagrene i disse tre næringene i gjennomsnitt⁴ utgjør om lag 6-7 prosent av årsproduksjonen i treforedling og kjemiske råvareproduksjon og om lag 4 prosent i metallindustrien. Med et jevnt lagerhold og en jevn produksjon utgjør dermed lagrene henholdsvis om lag 80 og 50 prosent av en måneds produksjon i disse næringene. Det betyr at lagersalg kan bety noe, men at det er begrenset hvor lenge en kan stenge vesentlige deler av produksjonen før lagerbeholdningen er tømt og kundekostnader kan bli betydelige. På den annen side kan sterkt fluktuerende priser i kraftmarkedet, og muligheter for tilbakesalg av kraft ha betydning for tilpasningen av optimale lagre.

I tillegg til dette må en ikke undervurdere start og stoppkostnader for industribedrifter, spesielt innenfor metallproduksjon. Bedriftene har naturlige start og stoppkostnader i forbindelse med vedlikehold av ovner etc. Perioder med svært høye priser i kraftmarkedet

Figur 5. Gjennomsnittlig lagerbeholdning i prosent av årlig produksjonsverdi



og muligheter for tilbakesalg kan ha betydning for beslutningen om når på året slikt vedlikehold skal foregå. Spesielt vil dette gjelde hvis en får mange perioder med høye priser og disse periodene kan forutses på en systematisk måte.

Faktisk tilbakesalg

Som vi så av figur 2 passerte både spot og terminpris 20 øre/kWh allerede i oktober 2002. Deretter steg kraftprisene til over 80 øre/kWh like over nyttår for deretter å falle en del igjen. De høye prisene har nå vedvart en stund og burde ifølge det som er skrevet foran ha utløst en del tilbakesalg av kraft til markedet. Har det vært slik?

Prosessindustriens Landsforening (PIL) anslår⁵, med utgangspunkt i tall hentet inn fra aktørene, at den kraftintensive industrien i perioden oktober til januar hadde solgt tilbake 15 prosent av normalt kraftforbruk i samme periode. Volumet anslås til 1,5 TWh, det vil si om lag 0,5 TWh per måned. Ifølge vår analyse tilsvarende dette det volumet som skulle frigjøres ved en reservasjonspris på 35 øre/kWh. Den uveide gjennomsnittsprisen over denne perioden ligger på om lag 40 øre/kWh.

To store industrielle forbrukere av kraft er Elkem og Norsk Hydro. Ifølge samme artikkel i Aftenposten har begge selskapene solgt kraft tilbake til markedet i et betydelig omfang. Tilsvarende gjelder Fesil, Holla metall, Lilleby metall og til dels Norske Skog. Noe av dette tilbakesalget skyldes vurdering av lønnsomhet ved tilbakesalg i en kort periode på grunn av de høye

strømprisene, noe skyldes imidlertid også generell ulønnsom produksjon selv med kontraktspriser. Noen av bransjene sliter med høye valutakurser, høye renter og lave priser.

Tilbakesalget av kraft har vært om lag som beregningene antydte kunne være mulig.

Konklusjoner

Et gradvis tilbakesalg av elektrisk kraft fra bedriftene vil bidra til en bedre samfunnsøkonomisk utnyttelse av kraften på to måter. Kraften vil kaste mer av seg ved at den allokteres dit betalingsvilligheten er størst. Hvis omfanget av tilbakesalg blir stort, noe denne studien og foreløpige anslag viser at det kan være, så blir kraftprisen til alle andre lavere enn den ville ha vært uten slikt tilbakesalg. Samtidig bidrar dette til at gjennomsnittsprisene i markedet vil bli lavere og lønnsomheten av nye kraftutbyggingsprosjekter vil gå ned.

Referanser:

- Aune, F.R. og T. Bye (2002): Kraftkrise i Norge? Økonomiske Analyser 6/2002, Statistisk sentralbyrå
- Bye, T. og S. Strøm (1987): Kraftpriser og kraftforbruk. *Sosialøkonomen* 4, 19-29.
- 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.
- Førsund, F. (1994): Driftsoptimalisering i vannkraftsystemet, SNF-Rapport 29/94

⁴ Lagrene er beregnet med utgangspunkt i kvartalstall

⁵ Se Aftenposten 16. januar 2003