

*Torstein Bye og Pål Marius Bergh*

## **Utviklingen i energiforbruket i Norge i 2002-2003**

## Rapporter

I denne serien publiseres statistiske analyser, metode- og modellbeskrivelser fra de enkelte forsknings- og statistikkområder. Også resultater av ulike enkeltundersøkelser publiseres her, oftest med utfyllende kommentarer og analyser.

## Reports

This series contains statistical analyses and method and model descriptions from the different research and statistics areas. Results of various single surveys are also published here, usually with supplementary comments and analyses.

© Statistisk sentralbyrå, november 2003  
Ved bruk av materiale fra denne publikasjonen,  
vennligst oppgi Statistisk sentralbyrå som kilde.

ISBN 82-537-6508-8 Trykt versjon  
ISBN 82-537-6509-9 Elektronisk versjon  
ISSN 0806-2056

**Emnegruppe**  
01.03.10

Design: Enzo Finger Design  
Trykk: Statistisk sentralbyrå/200

<b>Standardtegn i tabeller</b>	<b>Symbols in tables</b>	<b>Symbol</b>
Tall kan ikke forekomme	Category not applicable	.
Oppgave mangler	Data not available	..
Oppgave mangler foreløpig	Data not yet available	...
Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	:
Null	Nil	-
Mindre enn 0,5 av den brukte enheten	Less than 0.5 of unit employed	0
Mindre enn 0,05 av den brukte enheten	Less than 0.05 of unit employed	0,0
Foreløpig tall	Provisional or preliminary figure	*
Brudd i den loddrette serien	Break in the homogeneity of a vertical series	—
Brudd i den vannrette serien	Break in the homogeneity of a horizontal series	
Desimalskilletegn	Decimal punctuation mark	,(,)

# Sammendrag

*Torstein Bye og Pål Marius Bergh*

## **Utviklingen i energiforbruket i Norge i 2002-2003**

### **Rapporter 2003/19 • Statistisk sentralbyrå 2003**

Årene 2002 og 2003 vil foreløpig gå inn i historien som historiske år i norsk kraftforsyning. Dette skyldes ekstremt lite nedbør og tilsig til kraftmagasinene gjennom høsten 2002. I motsetning til hva mange synes å tro var ikke hele året 2002 et nedbørmessig svakt år. Det spesielle med dette året var at det var svært lave tilsig til de norske kraftmagasinene gjennom noen få høstuger. Resten av året var det normalt eller våtere enn normalt. På grunn av at ekstremperioden var så kort, og at forventningene om framtidige priser dermed endret seg raskt, var det heller ikke enkelt for produsentene å tilpasse produksjonen sin slik at verdien av vannet kunne optimaliseres. På sommeren og tidlig høsten var magasinutfyllingen langt over det normale for deretter å falle til langt under det normale i løpet av få uker. Dette bidro til at prisen i markedet steg kraftig. Produsentene fikk dermed signaler fra markedet om at det var svært lønnsomt å produsere. Nedbørsvikten vedvarte, produksjonen var høy og forventinger om framtidig mangel på vann medførte etter hvert en enda kraftigere stigning i elektrisitetsprisene. Dette skapte problemer for mange forbrukere. Prisen på ulike kontraktstyper steg i ulik grad, det ble vanskeligere for forbrukerne å danne seg forventninger om hvilke kontrakter som var de beste på lenger sikt. I ettertid synes markedet å ha håndtert utfordringen det ble satt gjennom høsten og vinteren 2002-2003 på tilfredsstillende måte. Når tilsigssvikten kom rasjonerte markedet forbruket gjennom prisene, handelen mellom Norge og Sverige skiftet fra eksport på høsten 2002 til import våren 2003, og det var en relativt god magasinbeholdningen ved utgangen av fyringssesongen våren 2003.

I denne rapporten går vi gjennom utviklingen i kraftmarkedet i perioden 2002 – 2003. Vi beskriver hvorfor situasjonen ble som den ble, og hvordan markedet responderte sammenlignet med hva en kunne forvente å få i et slikt marked.

**Prosjektstøtte:** Takk til Olje- og energidepartementet som har vært oppdragsgiver og gitt finansiell støtte for dette prosjektet.



# Innhold

---

<b>Innledning</b> .....	<b>7</b>
<b>2. Utviklingen i magasinbeholdning</b> .....	<b>8</b>
2.1. Tilsigsforhold.....	8
2.2. Magasinforhold.....	9
<b>3. Produksjon, tilgang og forbruk</b> .....	<b>11</b>
3.1. Innenlandsk elektrisitetsbalanse.....	11
3.2. Handel med energi.....	12
<b>4. Kontrakter og priser</b> .....	<b>15</b>
4.1. Spot-priser.....	15
4.2. Futures og Spot.....	16
4.3. Utviklingen i sluttbrukermarkedet.....	16
<b>5. Forbrukssiden</b> .....	<b>23</b>
5.1. Forbruk og markedsresponser elektrisitet .....	24
5.2. Engrosmarkedet .....	30
5.3. Andre energiformer.....	32
<b>6. Investeringer</b> .....	<b>36</b>
<b>7. Oppsummering og konklusjoner</b> .....	<b>38</b>
<b>Referanser</b> .....	<b>40</b>
<b>Tidligere utgitt på emneområdet</b> .....	<b>41</b>
<b>De sist utgitte publikasjonene i serien Rapporter</b> .....	<b>42</b>

---



# Innledning

Høsten 2002 og vinteren 2003 var helt spesielle i norsk kraftforsyning, med normale magasin- og nedbørsmengder første halvår 2002 som ble avløst av ekstremt lite nedbør utover sensommeren og høsten samme år. Mange snakket om et ekstremt nedbørfattig år i 2002, på tross av at totale tilsig til magasinene dette året var på 111 TWh mot normalt<sup>1</sup> 118 TWh. Det kom altså kun 6 prosent mindre tilsig enn normalt i 2002. Det ekstreme ved dette året var at den manglende nedbøren og det manglende tilsiget til vannmagasinene kom over en svært kort periode på sensommeren og høsten 2002.

Dette skapte mange utfordringer for aktørene i kraftmarkedet:

- Disponeringen av vann over året, for at det fortsatt skulle være vann igjen ved utgangen av fyrings-sesongen og ved inngangen til smelteperioden våren 2003, fikk stort fokus i media. Produsentene var opptatt av maksimering av vannverdiene.
- Høye priser blir brukt som rasjoneringsmiddel i ethvert marked for å oppnå balanse mellom tilbud og etterspørsel. Dette ga høye priser hele vinteren gjennom noe som skapte problemer for mange forbrukere.
- Handelen med elektrisitet mellom land virket for noen kontraintuitiv. For eksempel syntes mange at det virket merkelig med eksport av kraft i en periode med lite vanntilsig. Forståelsen av at markedet alltid vil balansere tilbud og etterspørsel også over landegrensene syntes begrenset.
- Overføringssystemene mellom land og regioner innenlands ble satt på prøve.

I denne rapporten går vi gjennom markedsutviklingen og forbruksresponsen på utviklingen i kraftmarkedet gjennom høsten 2002, vinteren 2002/2003 samt våren 2003. For å få et klart bilde av forbruksutviklingen, må en se hele markedsutviklingen under ett. Derfor går vi i kapittel 2 gjennom utviklingen i primærtilgangen på energi, det vil si vanntilgangen i det vannkraft-dominerte norske kraftsystemet, og deretter forsøker vi

i kapittel 3 å forklare produksjonstilpasningen til vannkraftprodusentene samt sammenhengen mellom produksjonstilpasning og handelen med elektrisk kraft. I kapittel 4 diskuteres prisutviklingen på ulike typer kontrakter og forbrukernes tilpasning til disse kontraktene. I kapittel 5 viser vi utviklingen på forbrukssiden, ikke bare for elektrisitet men også for noen alternativer til elektrisitet, slik som fyringsolje og ved. I kapittel 6 diskuteres kort investeringer som ble foretatt i denne perioden. Kapittel 7 trekker opp noen konklusjoner.

<sup>1</sup> Normaltilsiget er definert som tilsiget i gjennomsnitt i de norske kraftmagasinene for årene 1970-1999.

## 2. Utviklingen i magasinbeholdning

### 2.1. Tilsigsforhold

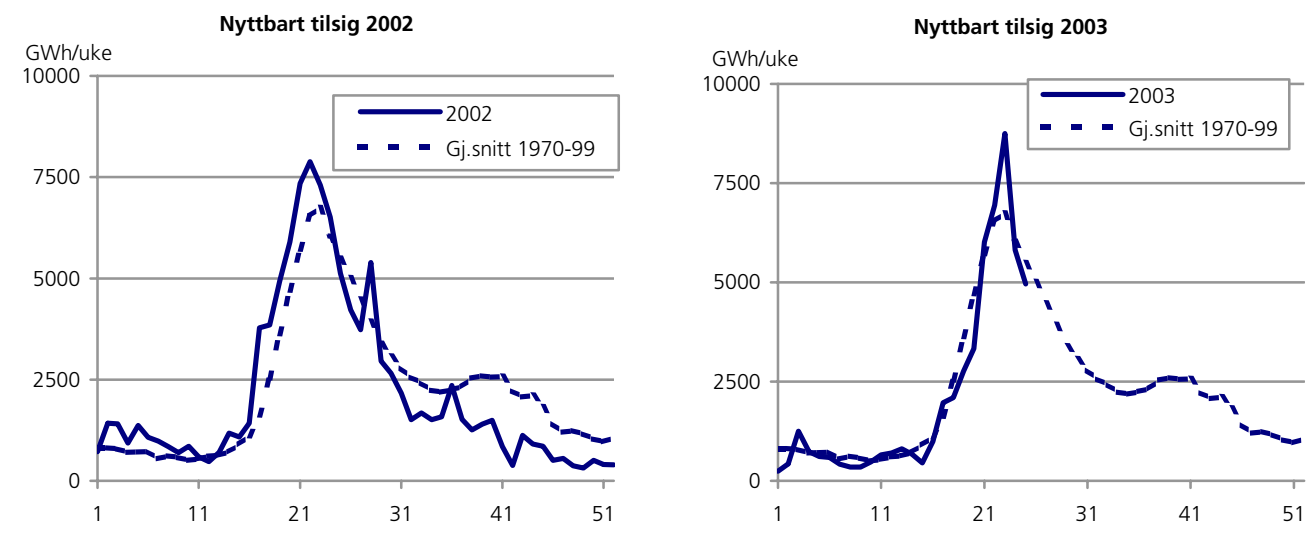
Figur 2.1 og tabell 2.1 viser at tilsiget av vann til norske kraftstasjoner de 24 første ukene i 2002 stort sett lå over gjennomsnittet for tilsiget de tilsvarende uker i årene 1970-1999. Samlet for disse 24 ukene lå tilsiget i 2002 om lag 14 TWh over gjennomsnittet for tilsvarende uker i perioden 1979-1990. Det lå hele 28 TWh over minimum tilsig i denne perioden, som var tilsiget i 1996. Maksimum tilsig for denne perioden hadde vi i 1990 med 66 TWh, kun 3 TWh over tilsiget i 2002. Vi gikk altså inn i høsten 2002 med svært god fylling. Dette danner et viktig bakteppe for å vurdere den produksjonsvilje som norske kraftverkseiere viste tidlig på høsten i fjor.

Det var først og fremst årets siste 28 uker (bortsett fra uke 27 da tilsiget var 1,4 TWh over det normale) at tilsiget i 2002 sviktet i forhold til det normale. Disse ukene var tilsiget 48 TWh mot gjennomsnittlig 69 TWh, en svikt på hele 21 TWh. Relativt størst var svikten i ukene rundt den perioden hvor tilsiget vanligvis begynner å øke som følge av høstregnet. I ukene 38 til 44 var svikten i tilsig samlet hele 9,3 TWh, altså en svært konsentrert svikt som ikke kunne forutsies og som dermed hadde en dramatisk effekt på

forventningene i kraftmarkedet, se også utviklingen i termin- og spotpris på dette tidspunktet, i kapittel 4.

Samlet for året 2002 var imidlertid svikten i tilsig kun 7 TWh i forhold til det normale, de totale tilsigene i 2002 var 111 TWh mot normalt 118 TWh. Vannmagasinene er bygget for å kunne forflytte vann mellom perioder med mye tilsig til perioder med lite tilsig. En god vanddisponering forutsetter imidlertid at en har gode forventninger om tilsigene framover. På høsten 2002 måtte alle slike forventninger endres. Som omtalt ovenfor viser de detaljerte bakgrunnstallene at tilsiget gjennom vinteren 2002 og 2003 var nær minimum for det som er observert for perioden 1970-1999. Selv om det er en viss sannsynlighet for at dette skal skje (i dette tilfellet beregnet til om lag 0,5 prosent), vil slike ekstreme observasjoner ikke ha særskilt mye å si for forventningsverdien som legges til grunn for vanddisponeringen. Forventningen er jo det veide gjennomsnitt av tilsig og sannsynligheter for nettopp dette utfallet. Et tall med liten sannsynlighet får da også liten vekt i et forventningsanslag. Dette er viktig for å forstå den realiserede disponeringen av vannet som skjedde gjennom høsten 2002. Ingen regulering av dette kan ta bort denne usikkerheten.

Figur 2.1. Nyttbart tilsig til norsk kraftproduksjon. GWh/uke 2002, 2003 og snitt 1970-1999





**Tabell 2.1. Nyttbart tilsig - TWh**

Uke	Maks (1970-99) 1990	Min (1970-99) 1996	Gj.snitt 1970-99	2002	2003
1-24	66	35	49	63	47
25-52	79	55	69	48	
1-52	146	90	118	111	

Kilde: NVE.

Tilsiget for de 24 første ukene i 2003 var om lag på gjennomsnittlig tilsig for tilvarende uker i årene 1970-1999. På grunn av stor nedbør var imidlertid tilsiget svært høyt i uke 23 i 2003 – hele 8,8 TWh. Det høyeste tilsiget vi har hatt noen uke i perioden 1970-1999 er 10,6 TWh. Fram til 1. oktober i 2003 har tilsiget til de norske vannkraftmagasinene vært om lag 9 TWh under tilsiget for samme periode i 2002.

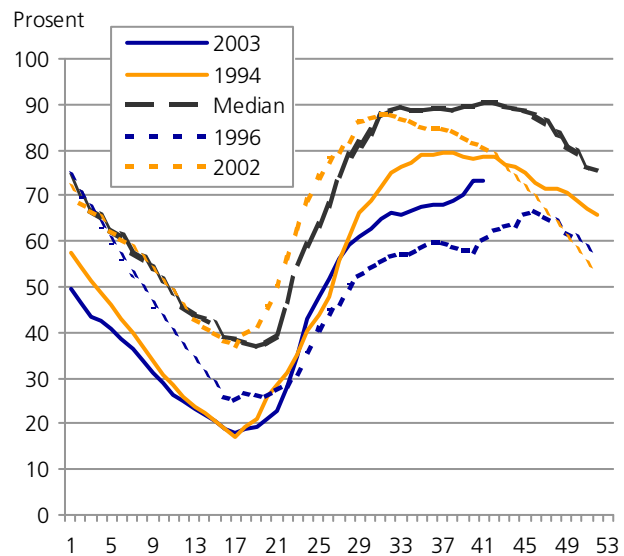
### 2.2. Magasinforhold

Det store tilsiget av vann til kraftmagasinene gjennom første halvår 2002 bidro til en lageroppbygging slik som vist i figur 2.2. De første 18 ukene lå fyllingen om lag som medianen for perioden 1970-1999, mens en deretter i perioden fram til uke 31 lå godt over medianen. Dette er en viktig bakgrunn for å vurdere produksjonstilpasningen til kraftprodusentene utover sensommeren og høsten 2002. Figuren viser utviklingen for årene 1994, og 1996 som var tidligere år med svært liten magasininfylling, dessuten viser den utviklingen for 1997 som representerte et år med svært gode tilsig, som skapte en god og rask innhenting fra et lavt nivå på magasininfyllingen ved inngangen til året.

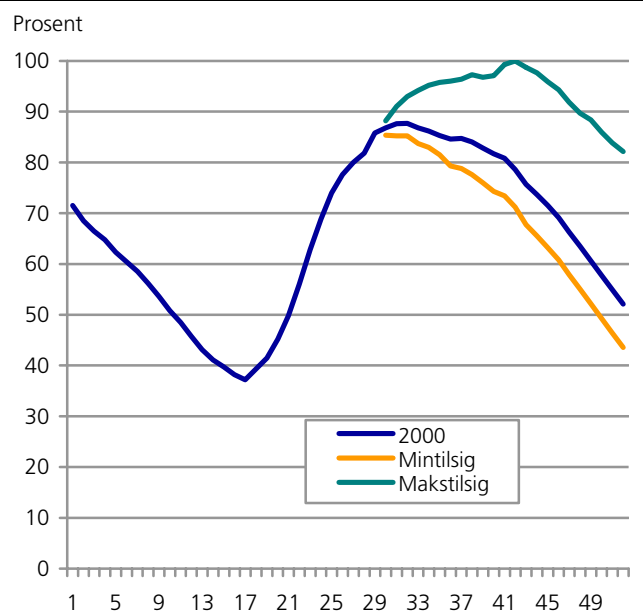
La oss anta at vi står i uke 30 – det vil si om lag 1.august i 2002 med den aktuelle fyllingsgraden på 87,6 prosent eller 73,7 TWh. La oss videre anta at en i stedet for den aktuelle fyllingen utover høsten 2002 ville ha fått det normale tilsiget for denne perioden. Vi antar også at en med økt tilsig ville fått lavere priser og en produksjon som ville være om lag som høsten 2001. Hvordan magasinbeholdningen da ville ha utviklet seg er illustrert i figur 2.3. Vi ser at i uke 36 ville magasinbeholdningen ha vært omlag 90 prosent. I en slik situasjon ville det ha vært betydelig fare for overflom om det kom mer nedbør enn det normale, som forutsatt i kurven. Vi har også vist maksimums- og minimumskurvene. Maksimumskurven viser at det ville ha blitt overflom i ukene 42-44 med maksimalt mulige tilsig. Det optimale for produsentene ville da med slike forventninger være å produsere mer enn normalt i perioden uke 30 til uke 42 for å forsøke å hindre et slikt utfall, på tross av at prisene da ville falle noe. Alternativet ville jo være null verdi av det vannet som eventuelt ville flomme over. Vi ser altså at normale forventninger trakk i retning av stor produksjonsvilje høsten 2002. Dette bidrar til å forklare at produsentene opptrådte slik de gjorde i den tidlige høstperioden i fjor. Frykten for overflom skapte en større produksjon enn normalt. Forventningen om tilsig viste seg i

ettertid å være gal, men det kunne en ikke forutse. Når vannmagasinene viste en sterkt fallende tendens utover høsten, endret forventningene om framtidig kraftbalanse seg gradvis slik at terminprisen økte. Produsentene forsøkte å holde igjen på produksjonen, og spotprisen økte i takt med terminprisene. Betalingsvilligheten og etterspørselen i markedet var imidlertid fortsatt høy, og dermed valgte produsentene fortsatt å produsere relativt mye. Etter hvert som ukene gikk og regnet fortsatt uteble, steg både terminpriser og spotpriser kraftig. Etterspørselen og produksjonen avtok i forholdet til det normale. Utover vinteren stabiliserte tilsigene seg, etterspørselen var noe lavere enn normalt, og de termiske verkene i nabolandene holdt produksjonen høy slik at import til Norge bidro til stabilisering av vannbalansen utover våren 2003.

**Figur 2.2. Magasinbeholdning fra uke til uke i norske vannmagasiner. Prosent av fulle magasiner**



**Figur 2.3. Estimert på fylling med normale tilsig og prod. som i 2001 uke 30-52**



I forbindelse med sist vinters knappe vannsituasjon har det vært forslått å innføre en ordning med minstekvantum i vannmagasinene, for å unngå en situasjon med mulig vannmangel utover vinteren. For det første vil det være vanskelig å sette grensen for hvor høy vannstand en skal sette i magasinene. Skal denne være 70 prosent eller 60 prosent. Valget blir lett tilfeldig. For det andre er det ikke enkelt å finne hvilket tidspunkt en slik grense skulle gjelde fra. Skal dette gjelde for august, eller september eller for flere måneder? Hvordan unngår en at kraftprodusentene kjører for hardt i forkant av reguleringstidspunktet? Betyr dette at regulator må overta hele driften? For det tredje vil en slik grense virke forstyrrende på vanndisponeringen og dermed muligheten for å unngå tap ved at vann renner over magasinkanten når høstregnet slår til for fullt. I tillegg er det svært mange magasiner. Skal en regulere bare de store? Hvor settes i tilfelle grensen for de store? Hvis en regulerer bare de store magasinene vil ikke disse da kunne påpeke konkurransemessig forskjellsbehandling? Det framgår at en slik eventuell regulering ville reise svært mange spørsmål som det ikke finnes noen enkle svar på.

## 3. Produksjon, tilgang og forbruk

### 3.1. Innenlandsk elektrisitetsbalanse

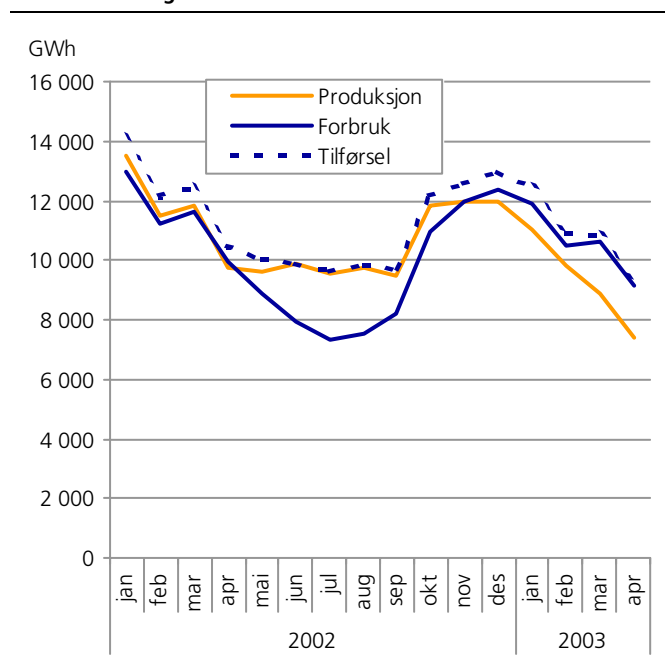
Av figur 3.1 ser vi at, bortsett fra i april hvor det var en mindre netto import, produserte Norge mer elektrisitet i de 11 første månedene i 2002 enn det vi forbrukte innenlands. Tilførselen, produksjon pluss import, var høyere enn etterspørselen. Samlet over disse 11 månedene eksporterte Norge vel 10 TWh. Utover våren 2002 falt forbruket mens produksjonen stabiliserte seg på et høyt nivå og tilsvarte om lag den totale tilgangen på kraft til det norske markedet. Det vil si at netto eksport økte kraftig i hele denne perioden. Netto eksport i juni til og med august var om lag 2 TWh per måned. Etter hvert som det innenlandske forbruket tok seg opp utover høsten ble eksporten betydelig redusert. Utover vinteren var det fortsatt eksport på om lag 0,5 TWh per måned. Importen var imidlertid vesentlig større slik at netto tilførsel til det norske markedet fra handel var om lag 7 TWh fra desember 2002 til mai 2003. Vi var altså en netto eksportør i 11 måneder gjennom våren, sommeren og tidlig høst 2002, mens vi var en betydelig importør gjennom 5 måneder vinteren og våren 2003. Samlet fra januar 2002 til juni 2003 var vi en netto eksportør på 3 TWh. Hvis vi ser perioden juli 2002 til juni 2003 under ett var vi svakt netto importør av elektrisitet.

Dette viser klart at Norge energibalansmessig har hatt fordel av den nære handelsforbindelsen med de andre nordiske landene og at den ensidige fokuseringen på eksporten høsten 2002 blir skjev. Tidlig høsten 2002 var det betydelig oppmerksomhet knyttet til den norske eksporten og at dette medførte problemer for forsyningen av elektrisitet i Norge, mens det har vært tilnærmet ingen oppmerksomhet omkring den store importen som bidro til en gunstig utvikling tross alt gjennom vinteren. Samlet har dermed det norske vannet gjennom denne perioden kun vært en balansefaktor og ikke bidratt til å stramme til det norske markedet, året sett under ett. Dette illustrerer godt hvordan en lagerressurs som den norske vannkraften kan disponeres over sesong og mellom land for å få en størst mulig verdiskaping i denne sektoren, se nærmere om dette i kapittel 3.2. De norske produsentene har hele tiden forsøkt å optimalisere verdien av vann-disponeringen over tid i et samspill med termiske

systemer i nabolandene, gitt de forventinger om nedbør og tilsig som det er naturlig å basere seg på.

Tabell 3.1 illustrerer godt de store produksjonsforskjeller man kan ha i et vannkraftsystem som det norske. De to første kvartalene i 2002 ble det samlet produsert om lag 66 TWh, mens det tilsvarende tallet i 2003 var kun 52 TWh. Denne store produksjonsforskjellen ble motsvart av om lag 5 TWh større import, 4 TWh mindre eksport og om lag 4 TWh mindre bruttoforbruk i 2003 enn i 2002.

Figur 3.1. Produksjon, total tilgang og innenlandsk forbruk. GWh. Norge



**Tabell 3.1. Elektrisitetsbalanse etter år og kvartal<sup>1</sup>. 1994-2003. GWh**

År	Produksjon	Import (målt ved grensa)	Eksport (målt ved grensa)	Brutto forbruk
1994	113 214	4 836	4 968	113 082
1995	123 011	2 300	8 962	116 349
1996	104 712	13 212	4 236	113 688
1997	111 420	8 692	4 874	115 238
1998	116 787	8 046	4 412	120 421
1999	122 445	6 857	8 776	120 526
2000	142 817	1 474	20 529	123 762
2001*	121 920	10 760	7 162	125 518
2002*	130 601	5 329	15 002	120 928
<b>Kvartal*</b>				
1.kv. 2002*	36 836	1 877	2 885	35 827
2.kv. 2002*	29 182	1 226	3 628	26 780
3.kv. 2002*	28 841	249	6 049	23 042
4.kv. 2002*	35 742	1 976	2 440	35 279
1.kv. 2003*	29 741	4 501	1 192	33 050
2.kv. 2003*	22 602	4 069	922	25 750

<sup>1</sup> Bygger på månedlig elektrisitetsstatistikk som SSB utarbeider sammen med Nord Pool ASA.

\*Foreløpige tall.

### 3.2. Handel med energi

Gjennom høsten 2002 var det en stor diskusjon i Norge om hvorvidt produsentene bevisst eksporterte kraft til Sverige eller de andre nordiske landene for å høste gevinsten prismessig av at det ville oppstå mangel på kraft i Norge senere på vinteren. Denne diskusjonen viser at det er to fundamentale forhold i kraftmarkedet som ikke fullt ut er forstått av alle. Det første forholdet angår den optimale forvaltningen av vann i et lagerbasert vannkraftproduksjonssystem som det norske, det andre forholdet angår i hvilken grad norske produsenter bestemmer om de skal eksportere eller importere.

La oss se på den optimale forvaltningen av vann over året først. I et vannkraftsystem kommer de store mengdene tilsig gjennom vårflommen når snøen i fjellet smelter og gjennom høstregnet, se en diskusjon av dette i kapittel 2.1. I et markedsbasert kraftsystem skal produsenten maksimere verdien av dette vannet. I et marked som fungerer perfekt uten innslag av markedsrett<sup>2</sup> betyr dette at produsenten gjennom magasinering vil flytte vannet mellom perioder slik at prisen blir mest mulig lik. Hvis prisen i en periode er

<sup>2</sup> Det har vært en diskusjon i Norge hvorvidt for eksempel Statkraft nå har blitt så stor i markedet at de kan utnytte markedsrett. Normalt vil en aktør som oppnår markedsrett sette prisen høyere enn det som er samfunnsøkonomisk optimalt. Da vil det bli produsert mindre kraft. I et vannkraftsystem er ikke dette uten videre enkelt da en ikke kan styre vanntilgangen. Da må utøvelse av markedsrett bety "spill" av vann ved for eksempel at en i perioder kan la vann renne over fulle magasiner. Alternativt kan en "spille" vann mot et termisk kraftmarked, for eksempel det danske markedet. Da reduseres den termiske produksjonen i det danske markedet og en utnytter nettkraker mellom Norge og Danmark for å heve prisen i Norge. For en nærmere diskusjon av dette se Sørgaard et al. (2002) og von der Fehr et al. (2002). Å avsløre bruk av markedsrett er ikke lett, og vi vil derfor i denne rapporten se bort fra dette som et problem.

høyere enn i en annen periode, vil det lønne seg for produsenten å lagre vannet i lavprisperioden for å produsere i høyprisperioden. Tilbakeholdt kvantum i lavprisperioden vil bidra til å heve prisene i denne perioden. Mer produksjon i høyprisperioden vil bidra til å senke prisen i denne perioden. Når prisene er like i de to periodene er potensialet for å heve verdien av vannet gjennom flytting mellom perioder uttømt. Dagens Spotpris og terminprisene<sup>3</sup> (futures og forwards) som noteres på Nord Pool er priser som dermed i utgangspunktet bør være sammenfallende.

Det eksisterer imidlertid noen skranke i systemet. For eksempel er det en skranke for hvor mye vann som kan lagres i magasinene uten at det oppstår flom når høstregnet setter inn. Det er også skranke for hvor mye kraft som kan gå gjennom kraftledningene. Dette betyr at det kan oppstå begrensninger i forsøkene på å jevne ut prisen over perioder. I tillegg er det stor usikkerhet både med hensyn på hvor mye regn som kommer inn i magasinene og hvor høyt forbruket blir (avhengig av blant annet konjunkturer og temperaturforhold). Et siste moment som skal nevnes her er at i perioder produseres betydelige mengder kraft i elver som ikke har magasiner (elvekraft), spesielt i perioden med snøsmelting i mai-juni. Dette vannet må en benytte til kraftproduksjon umiddelbart ellers er det tapt for slik produksjon. Hvis elvekraftproduksjonen overstiger det innenlandske forbruket i disse periodene vil prisen presses nedover (tilbudet er stort i forhold til etterspørselen) og det oppstår prisforskjeller som ikke kan utlignes ved lagring. Dette skjer selv om en har muligheten til eksport da de utenlandske termiske produsentene<sup>4</sup> vil redusere produksjonen når prisen faller. Elvekraftproduksjon kan dermed bidra til at forbindelsen mellom terminpriser og dagens spotpris brytes. Den underliggende forvaltningen av vannet i magasinene er imidlertid et forsøk på å utjevne prisene mellom perioder for å maksimere verdien av kraftproduksjonen. Dette er slik en skal forvente at vannkraftprodusenter opptrer i et fritt konkurransemarked – og det er en optimal strategi for samfunnet – ikke bare for kraftprodusentene.

<sup>3</sup> Nord Pool, den nordiske kraftbørsen, har en omsetning av prissikringskontrakter (futures og forwards). Her forsøker de som er aktive i kraftmarkedet, gjennom finansielle kontrakter, å sikre seg mot uventede store endringer i kraftprisene framover. På dette prissikringsmarkedet deltar mange aktører som danner seg forventinger om hvordan det framtidige kraftmarkedet vil se ut. Disse forventningene danner utgangspunktet for hva de tror om de framtidige prisene. Terminprisene (fellesbetegnelse for futures og forwards) er da et estimat på hva verdien av vannet vil være i fremtiden. Denne kan brukes av produsentene for å avveie produksjon i dag til dagens spotpris mot produksjon i morgen til den omsatte terminprisen, med den usikkerhet det innebærer at den faktiske spotprisen i fremtiden kan avvike fra terminprisen fastsatt i dag.

<sup>4</sup> Termisk produksjon er en fellesbetegnelse på kraftproduksjon som foregår ved et brensel som for eksempel kull, olje, gass og uran. Noen av disse har høye driftskostnader – noen lavere. Ved fallende priser kobler de dyreste ut først. Stor tilgang på vannkraft vil da bidra til at noen termiske verker kobler ut og prisen vil kunne falle og fortsatt dekke kostnaden til den marginal produsenten.

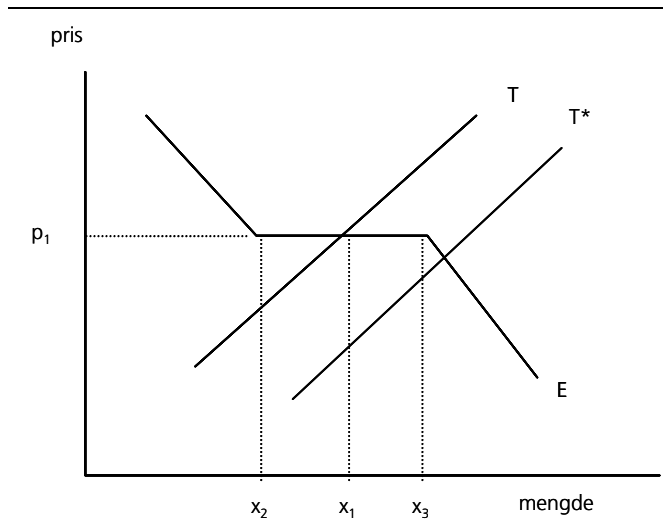
La oss så se på hvordan eksport og import bestemmes. For en vannkraftprodusent er de kortsiktige kostnadene ved å produsere elektrisitet fra det vannet som ligger i magasinet svært små, nesten neglisjerbare. Maksimering av verdien av vannet betyr at bruk av vann til produksjon av elektrisitet i en periode har en alternativ verdi ved produksjon i en annen periode. For produsentene er denne alternativverdien å betrakte som en kostnad ved å produsere i en periode. Dette kaller vi vannverdien. Desto mer som produseres i en periode, desto mindre kan produseres i en annen periode. Økt produksjon i dag vil bidra til at verdien av vannet i neste periode øker. Dermed vil også kostnaden ved å produsere i den første perioden være avhengig av hvor mye som produseres i denne perioden. Vi får altså en tradisjonelt stigende tilbudskurve også i et vannkraftsystem, se T i figur 3.2. Ved en høy pris vil mye produseres, ved en lav pris vil lite produseres.

Etterspørselen etter elektrisitet er også prisavhengig. Ved høye priser vil lite etterspørres, ved lave priser vil mye etterspørres, se E i figur 3.2. Ved et gitt prisnivå,  $p_1$  i figuren, vil etterspørselen fra utlandet slå inn i Norge. Prisen i utlandet er lik prisen i Norge. Etterspørselen rettet mot de norske produsentene vil da være  $x_1$ , mens den norske delen av total etterspørsel er  $x_2$ . Forskjellen er det som blir eksportert. Norge er her en eksportør av kraft, og prisen er uavhengig av hvor mye vi eksporterer da markedet utenfor Norge er så mye større enn det norske eksportpotensialet. Utlandet har en gitt teknologi (termiske verk) med tilnærmet konstante kostnader i store intervaller. Det som eventuelt vil begrense eksporten i dette tilfellet er den økende tilbudskurven i Norge eller at kabelkapasiteten er begrenset. I figuren er eksporten begrenset ved tilbudet T. Hvis tilbudskurven i Norge var  $T^*$  ville kabelkapasiteten som i dette tilfellet er  $x_3 - x_2$ , være begrensende på eksporten.

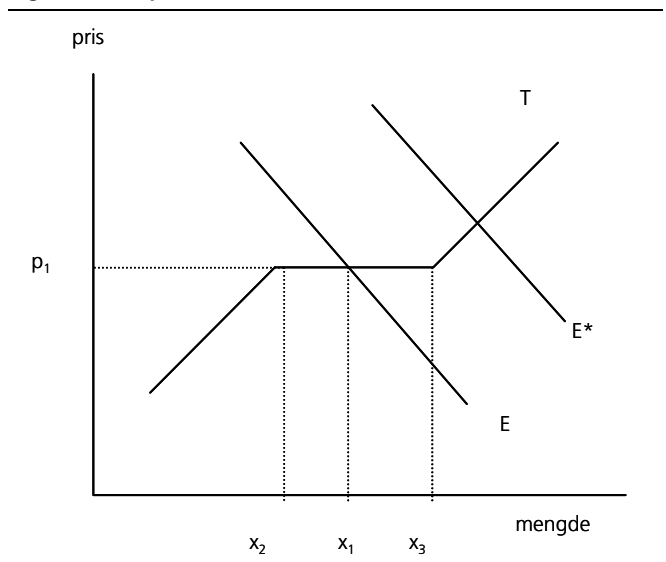
Vi ser også av figuren at en stor del av den norske etterspørselen, den fallende delen av E til høyre for  $x_3$  har for liten betalingsvillighet til å bli tilfredsstillt i markedet hvis tilbudet er T. Hvis tilbudet er  $T^*$  vil kabelkapasiteten være begrensende for eksporten og prisen i Norge vil falle slik at en større del av E tilfredstilles.

Tilsvarende kan vi resonnerer når det gjelder import, se figur 3.3. I dette tilfellet består imidlertid tilbudet av kraft til norske forbrukere både av tilbud fra norske produsenter og fra import. Utlandet er villig til å tilby til det norske markedet til en gitt pris,  $p_1$  uavhengig av vår etterspørsel siden det norske markedet er lite i forhold til det store nordiske markedet. Ved en etterspørsel E vil importen bli begrenset ved at etterspørselen er  $x_1$  til den gitte prisen  $p_1$  i det internasjonale markedet. Ved en etterspørsel  $E^*$  vil kabelkapasiteten være begrensende. Da vil prisen i Norge bli høyere enn den internasjonale og det vil være lønnsomt for flere å produsere mer i Norge.

Figur 3.2. Eksport av elektrisitet



Figur 3.3. Import av elektrisitet



Vi ser altså at produsenten ikke forholder seg til eksport og import direkte, kun til de priser som oppstår i det samlede markedet. Han tilbyr visse kvanta til gitte priser, og etterspørselssiden – både den norske og den utenlandske, etterspør til gitte priser. Prisfastsettelsen skjer simultant mellom tilbud og etterspørsel, men hver av aktørene er så små at de hver for seg tar prisene som gitte<sup>5</sup>. I likevekt vil eksport og import bestemmes ved Ohms lov<sup>6</sup>, det som produseres må forbrukes enten

<sup>5</sup> Vi ser her bort fra markedsmakt – se fotnote 1.

<sup>6</sup> Ohms lov sier at strøm følger minste motstands vei. Dette betyr at ved et integrert overføringsnett mellom de Nordiske landene så vil strømmen flyte uavhengig av hva noen måtte mene om eksport og import. Når en forbruker skrur på en bryter så må det motsvares av en tilsvarende produksjon et eller annet sted i dette integrerte nettområdet. For at dette skal fungere i praksis er markedsplassen Nord Pool viktig. Her gir produsenter bud på produksjon avhengig av pris og forbrukere melder inn forbruk avhengig av pris. Markedet klareres og produsenter og forbrukere kan ta ut det de har meldt inn til de gitte priser. Alle disse budene baserer seg på forventninger om

i utlandet eller i Norge. Det må være perfekt likevekt hvert sekund. Strømmen følger minste motstands vei. Produsenten behøver ikke tenke på eksport eller import, kun på priser i dag, i morgen, og i fremtiden. Produsenten vil optimalisere verdien av vannet i magasinene over tid, gitt den usikkerhet som finnes om tilsig og forbruk (betalingsvillighet i markedet over tid). Eksport og import er dermed kun regnskapsmessige begreper.

De kortsiktige kostnadene ved å produsere kan variere fra periode til periode av ulike årsaker. Etter hvert som det blir kaldere om vinteren må kraftverk med høyere variabel kostnader, og i noen ekstreme tilfelle "reservekapasitet"<sup>7</sup>, i de termiske systemene i våre naboland tas i bruk. Når snøen smelter om våren og elvekraftverkene må produsere strøm faller slik kapasitet ut og bidrar til fallende priser. Tilsvarende skjer med store nedbørmengder på høsten. Det er lettere, og kostnadene er mindre ved, å regulere en vannkraftgenerator enn en termisk generator. Forskjeller i variable driftskostnader, kostnader ved å regulere produksjon opp og ned, og uregulert tilsig (elvekraft) skaper grunnlag for handel med kraft over landegrenser og mellom produksjonssystemer over døgnet og over sesonger.

Det typiske er at Norge eksporterer om dagen og importerer om natten, på grunnlag av forskjeller i reguleringskostnader<sup>8</sup>. Norge importerer om vinteren og eksporterer om sommeren av de samme årsaker. I tillegg kommer at det i et vannkraftsystem er optimalt å fordele store vanntilsig på våren og høsten utover hele året. På grunn av maksimal lagringskapasitet vil en del av reguleringen skje gjennom eksport/import. Dessuten er noe av kraftproduksjonen i for eksempel danske termiske verker regulert av varmeproduksjon som de ikke trenger på sommeren. Når varmeproduksjonen reguleres ned faller også produksjonen av elektrisitet og import oppstår.

Av tabell 3.1 foran ser vi at handelen mellom Norge og utlandet varierer betydelig. I gjennomsnitt over de to første kvartalene i 2002 var det en netto eksport fra

Norge på om lag 3,5 TWh. Dette henger sammen med at det var en veldig god magasinsituasjon i norske kraftverk, og at det var gode tilsig denne vinteren. Det var liten fare for å gå tom, og en kunne forberede økte tilsig og skaffe lagerplass til vann fra snøsmeltingen i mai-juni ved å produsere mye på våren. Netto eksport fortsatte å være høy fram til i oktober da, som tidligere nevnt, forventningen om mye nedbør kunne medføre at magasinene faktisk ville renne over. I desember ble eksportoverskuddet til importoverskudd. Vinteren og våren 2003 var det stor netto import. Etter hvert som vannet ble en knapp ressurs i de norske kraftmagasinene økte prisen. Det ble lønnsomt å produsere i dyre termiske reservekraftverk og siden betalingsvilligheten og etterspørselen fortsatt var rimelig høy i Norge, fikk vi stor netto import. Vi ser også at selv om Norge opplevde betydelig netto import av energi våren 2003, så var det en eksport i 1.kvartal på gjennomsnittlig i underkant av 0,4 TWh per måned. Dette henger sammen med de døgnlige variasjonene nevnt ovenfor og med varierende produksjonsmessige uregelmessigheter ellers i Norden.

---

hav som vil skje det følgende døgnet. Siden ingen har perfekte forventninger må det ligge et klareringsmarked utenpå det ordinære markedet som sørger for at tilbud er lik etterspørsel i ethvert sekund.

<sup>7</sup> Ved investeringer i produksjonsutstyr er det gjerne en avveining mellom høye/lave kapitalkostnader og lave/høye variable kostnader. Ved investeringer i basiskapasitet som har lang driftstid vil det gjerne være slik at kapitalkostnaden er høy (de blir da lave per tidsenhet på grunn av lang driftstid) og de variable kostnadene lave. Ved marginale teknologier som kun skal brukes ved ekstremt høyt forbruk er gjerne kapitalkostnaden lav og de variable kostnadene høye. Når prisene blir høye lønner det seg å ta i bruk også teknologien med svært høye variable kostnader. Det er slike kraftverk som er omfattet av det en kan kalle "reservekapasitet".

<sup>8</sup> Forenklet kan en si at det er vesentlig enklere og raskere å slippe mer eller mindre vann inn i en turbin enn å øke/reducere forbrenningen i et kullfyrt kraftverk (inklusive å sørge for best mulig utnyttelse av kullet dvs. optimal forbrenning).

## 4. Kontrakter og priser

### 4.1. Spot-priser

På den nordiske kraftbørsen, Nord Pool melder kjøper og selger inn sine produksjonstilbud og etterspørsel for de neste 24 timene hver dag. Nord Pool samordner disse produksjonstilbudene og etterspørselen og finner den prisen som forener disse for hver time det neste døgnet. Stor tilgang i forhold til etterspørselen trekker i retning av lave systempriser, omvendt ved lav tilgang i forhold til etterspørselen. Systemprisen ( gjerne omtalt som spotprisen) vil gjelde for det området Nord Pool behandler, med mindre det oppstår beskrankninger på overføringsnettene mellom de ulike områdene i Norge og Sverige eller internt i Norge. I de tilfellene det oppstår slike nettskranke må en sette en pris som er høyere i underskuddsområder (kraftflyt inn) enn i de områder som er overskuddsområder (kraftflyt ut). Dette kaller en områdepriser.

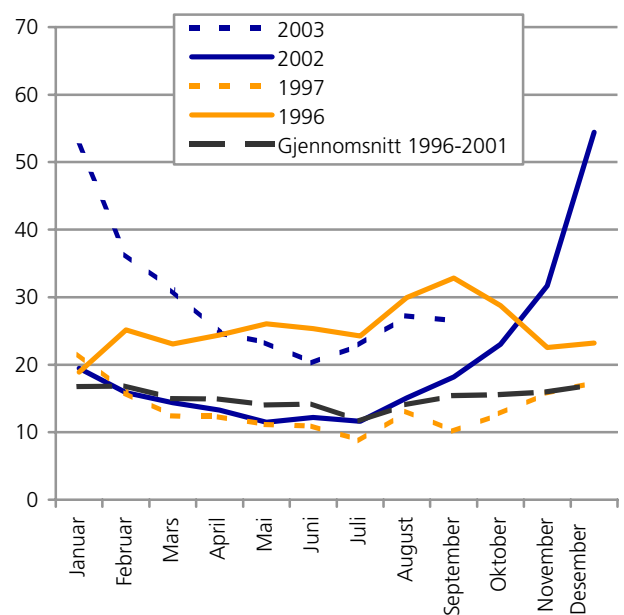
Som bakgrunn for vurdering av endringer i spotprisen, se figur 4.1, er tilsigsforholdene viktige. Som tidligere omtalt var tilgangen på vann våren 2002 svært god. En periode med mer nedbør enn normalt ble avløst av en periode med mindre nedbør enn normalt utover høsten 2002. I perioden august til desember 2002 kom det hele 51 prosent mindre nedbør enn normalt på Vestlandet, hvor mange av de store vannkraftmagasinene ligger. I Trøndelag kom det 38 prosent mindre enn normalt i denne perioden, på Østlandet 32 prosent mindre, i Nord-Norge 19 prosent mindre og i Agder 15 prosent mindre enn normalt. Forskjeller i tilsig i de ulike områdene er viktig da kabelkapasiteten mellom områdene er begrenset. Hvis svikten i tilsig kommer raskt og ujevnt rekker en ikke, på grunn av begrensningen i kabelkapasitet, å jevne ut vannmengdene over disse områdene. En slik "overføring" av vann mellom områder kan skje ved å fordele produksjonen skjevt over områder. En utjevning av vannverdiene vil være optimalt, men begrenset av kabelkapasitet på kort sikt.

De lave tilsigstallene påvirket spotprisene på elektrisk kraft. I september-oktober steg spotprisene litt mer enn normalt for årstiden. Prisen i oktober 2002 lå likevel 5,7 øre/kWh lavere enn tilsvarende måned i det kalde og tørre året 1996. I 2002 økte deretter systemprisen fra 23 øre/kWh i oktober til 32 øre/kWh i november.

Den kraftige økningen skyldtes som nevnt lite nedbør, men også kaldere vær og dermed høyere etterspørsel enn normalt. Det er også interessant at prisen i 1997, året etter den forrige "krisen" i 1996 var kommet ned på et svært lav nivå igjen. På samme måte ser vi at prisen i 2003 har falt mye, men fortsatt er den på et relativt høyt nivå. Mens fyllingen i 1997 var svært god har den i 2003 vært om lag normal, men med et dårlig utgangspunkt for magasinffyllingen ved starten av året.

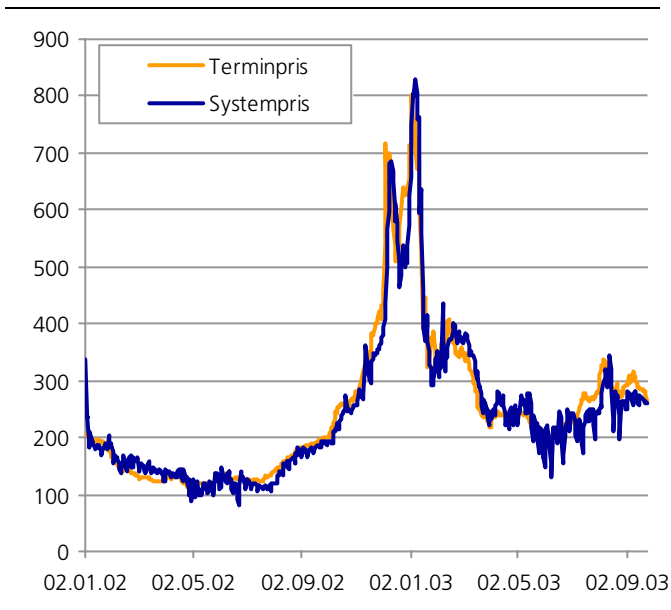
Kaldt vær i desember, samt en lavere fyllingsgrad i vannmagasinene enn normalt, bidro til å øke systemprisen til rekordhøye 54 øre/kWh. Prisen holdt seg høy også utover i januar (52 øre/kWh). Selv om spotprisene holdt seg betydelig høyere enn normalt også i perioden februar-juni 2003 er allikevel prisene langt unna det rekordhøye nivået det lå på i desember-januar. Mindre usikkerhet med hensyn til ressurs-situasjonen og netto import utover våren bidro til dette.

Figur 4.1. Systempris på den nordiske kraftbørsen Nord Pool

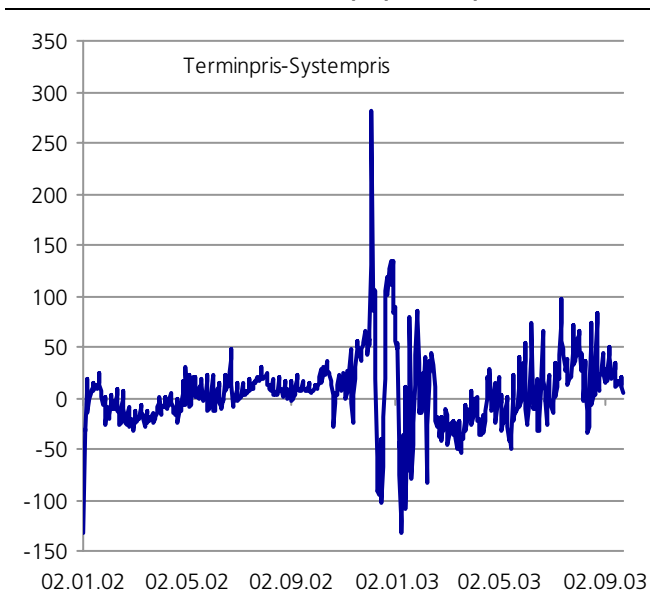


Kilde: Nord Pool ASA.

Figur 4.2. Gjennomsnittlig terminpris 3 md. fram i forhold til observerte spotpriser, kr per MWh



Figur 4.3. Avvik fra gjennomsnittlige terminpriser 3 md. fram i tid i forhold til observerte spotpriser, kr per MWh



## 4.2. Futures og Spot

Vann i kraftmagasinene er en lagerressurs som disponeres over flere perioder. Selve disponeringen av vannet er avhengig av hvilken verdi det har på de ulike tidspunktene. Verdifastsettelsen skjer gjennom terminmarkedet til den nordiske kraftbørsen Nordpool. Det er et stort antall kontraktstyper, dagskontrakter, ukekontrakter for de nærmeste ukene, blokkkontrakter for ukene deretter, sesongkontrakter og årskontrakter.

Ifølge teorien skal det være sammenheng mellom prisen i de ulike kontraktene. En kan tenke seg at hvis en terminkontrakt 3 måneder frem i tid tilsier at prisen

vil ligge om lag på 30 øre/kWh, vil kraftprodusentene tape på å produsere kraft i dag til 20 øre/kWh, hvis de har lagerkapasitet til å lagre vann i 3 måneder. Altså bør prisen i terminkontrakten være tilnærmet lik dagens spotpris, med korreksjon for det rentetap en har ved å få pengene senere, usikkerhet omkring tilsigs- og etterspørselsforhold og eventuelle lagerkostnader.

Figur 4.2 viser sammenhengen mellom spotprisen og et tre måneders snitt av de fremtidige terminkontraktene. Denne viser at de to prisene henger nøye sammen, de følger hverandre slik teorien tilsier. Dette er imidlertid bare tilsynelatende. Kurver som er korrelerte og som stiger sterkt, eller faller sterkt, tilsloer eventuell økning i differansen mellom dem. Differansen mellom de tilsvarende kurvene er framstilt i figur 4.3. Denne viser at selv om seriene er nært korrelerte er det store differansekjeller over tid.

Helt fram til medio desember i 2002 var det små forskjeller mellom spot- og terminpriser. Da økte forskjellene betydelig. Det første oppsvinget kan forklares med at markedet opplevde usikkerheten som stor og økende. Det er da imidlertid vanskelig å forklare den kraftige nedgangen like etterpå, og at terminprisen falt under spotprisen nesten umiddelbart. Vi fikk et nytt oppsving i begynnelsen av januar, som igjen ble avløst av en kraftig nedgang. En ny pendel oppsto i slutten av januar. Den første pendelen var størst. Etter hvert ble amplitydene mindre og mindre. Det er grunn til å anta at dette ikke bare hadde med fundamentale forhold i kraftmarkedet å gjøre. I et stresset marked vil all informasjon kunne påvirke markedsløsningen kraftig på kort sikt. Aktørene kan la seg påvirke av media sin oppmerksomhet, utspill om mulig fysisk regulering fra regulantene og systemoperatørene, politiske utspill om ønske om mer kontroll etc. Ved å rope ulv mange ganger slutter markedet å reagere. Dette kan, ved siden av at usikkerheten minker utover vinteren, være en forklaring på at amplitydene avtar.

## 4.3. Utviklingen i sluttbrukermarkedet

### 4.3.1. Fordeling av kontraktstyper

De fleste kraftselskapene har tilbud om faste pris-kontrakter. Prisen i disse er avhengig av dagens prisnivå og av forventningene om prisnivå framover. Ved å inngå en fastpriskontrakt overtar kraftleverandøren en del av usikkerheten med prisutviklingen mot et tillegg i prisen. Normalt vil derfor fastpriskontrakter ha en gjennomsnittlig pris som ligger over den gjennomsnittlige spotprisen, se figur 4.5. I perioder, slik som for eksempel i høst og vinter, kan imidlertid fastprisene ligge vesentlig under spotprisen. Tidspunkt for inngåelse av fastpriskontrakter er da viktig for om du vil få en bedre eller dårligere pris enn ved å være på spotkontrakt. Dette tilsvarer valg situasjonen om flytende eller faste renter i lånemarkedene.



Sommeren 2002 kunne man kjøpe fastpriskontrakter hos mange kraftleverandører (1-2 års varighet) til om lag 20 øre kWh. Vurdert opp mot spotprisene i figur 4.1 er dette en lav pris. Nå var det imidlertid ikke så mange som inngikk fastpriskontrakter på dette tidspunktet. Dette kan skyldes mange ting. For det første hadde det over en lengre periode vært lønnsomt å være på spotpriskontrakt. For det andre var produsentenes forventninger at det ville være et normalt marked også framover. For det tredje har det vært relativt dårlig informasjon om fastpriskontraktene i forhold til de variable kontraktsprisene. Mens de variable kontraktene har vært offentliggjort på Konkurransetilsynets hjemmesider har dette ikke vært tilfelle for fastpriskontraktene<sup>9</sup>. Magasinbeholdningen sommeren 2002 var over det normale. Dette trekker i retning av lavere priser. Når prisene begynte å stige høsten 2002 var det for sent å inngå fastpriskontrakt. Fastpriskontraktene ble justert etter utviklingen i spotprisene og forbrukerne forventet at de kanskje ble justert i overkant. Altså ble de fleste værende på variabel kontrakt eller spotkontrakt.

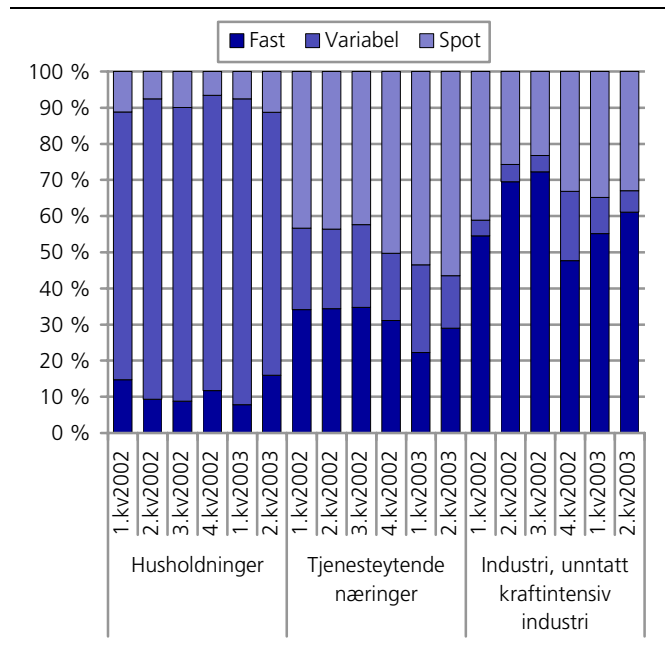
Den kvartalsvise kraftprisstatistikken<sup>10</sup>, som er basert på et utvalg av elektrisitetsverk, viser at fastpriskontrakter er relativt lite utbredt blant husholdninger. I siste tolv måneders periode, perioden 3. kvartal 2002 - 2. kvartal 2003, ble i gjennomsnitt 11 prosent av husholdningenes kraftkjøp gjort gjennom fastpriskontrakter. Det var imidlertid en økning i denne typen kontrakter fra 6 prosent i 3.kvartal 2002 til 2. kvartal 2003, da prosentandelen var 16 prosent. Denne økningen henger nok nært sammen med svært svingende og høye priser i perioder sist vinter. Dette kan ha skapt en situasjon hvor flere og flere ønsker forutsigbarhet. Det var også stor mediaoppmerksomhet om valg av kontrakter og at de som var på spot- eller variabel kontrakt måtte svi for de høye prisene i markedet. Tidspunktet for overgangen fra flytende til fastpris var imidlertid neppe det mest gunstige. Fastprisavtalene inngått i første halvår 2003 er antakelig svært høyt priset i forhold til en nøytral vurdering av framtidige prisforhold. Dette skyldes at de kan være i overkant preget av de høye spotprisene i markedet som eksisterte da.

Standard variabel kraftpris er fortsatt den klart vanligste kontraktstypen for husholdninger. Andelen som var på denne kontraktstypen økte fra 74 prosent i 1. kvartal 2002 til 85 prosent i 1. kvartal 2003. Spotkontraktsandelen var 11 prosent i 1. kvartal 2002 og svingte mellom 7 og 11 prosent fram til 2.kvartal 2003. Fastpriskontraktens andel varierte også mye fra 8-15 prosent perioden under ett.

<sup>9</sup> Fra 1. September 2003 offentliggjør Konkurransetilsynet også de ulike selskaperes fastpristilbud. Dette må sees på som en viktig bedring for å få mer effektiv kontraktskonkurranse i kraftmarkedet.

<sup>10</sup> Internettadresse: <http://www.ssb.no/elkraftpris/>

Figur 4.4. Fordeling av type kontrakter<sup>1</sup>. Prosent



Ex post kan en dermed konstatere at timingen av kontraktsinngåelse er vanskelig. Fastkontrakts-andelen gikk kraftig ned på et tidspunkt hvor det var gunstig, vurdert i ettertid, å inngå slike kontrakter. Gjennom våren 2003 ser det ut som endringen først og fremst har vært ved en overgang fra variabel priskontrakt til fastpriskontrakt. Denne utviklingen tyder på en viss frykt for at prisutviklingen sist vinter skal gjenta seg også for kommende vinter. Ren optimalisering basert på normale forventninger skulle tilsi at en ventet med fastpriskontraktsinngåelse fra det høye nivået våren 2003 til senere på sommeren. Gjennom våren 2003 var det klart lønnsomt å være på spotkontrakt da både den variable kontrakten og fastpriskontrakten lagget etter fallet i spotprisene, se SSB (2003) Det er dermed tvilsomt om det har vært en lønnsom overgang til fastpriskontrakter våren 2003. Kontrakter tilknyttet elspotprisen er vanligvis slik at kunden betaler spotpris på elektrisk kraft pluss et påslag på ca. 1-2 øre/kWh og/eller med et årlig fastbeløp som er uavhengig av elektrisitetsforbruket.

Næringslivet har en helt annen fordeling av kraftkontrakter enn husholdninger. For tjenesteytende næringer er kontrakter tilknyttet mer eller mindre fleksible priser (variabel kontrakt og spotkontrakt), om lag 65 prosent gjennom de 3 første kvartalene i 2002, økende til 78 prosent i første kvartal 2003. I andre kvartal faller den igjen til noe over 70 prosent.. Det har vært en nedgang i omfanget av variable priskontrakter med om lag 7,5 prosent og en oppgang i omfanget av spotkontrakter på om lag 10 prosent i denne perioden. Det synes som tjenesteytende næringer dermed har truffet den lønnsomme overgangen fra variabel til spotpris gjennom våren 2003 i noe større omfang enn husholdningene, men en del av de tjenesteytende

næringene har også gått over til fastpriskontrakter uten at dette neppe kan sies å være en optimal timing. Selv om denne overgangen har skjedd i løpet av ultimo mai kan den neppe være veldig lukrativ, men her spiller antakelig vurderingen av usikkerhet omkring prisutviklingen den nærmeste framtiden en vesentlig rolle. Magasinfyllingen ved inngangen til 2003 var 20 prosent mindre enn normalt og vil selvsagt, med normale tilsigsforhold gjennom 2003, også prege prisbildet noe for vinteren 2003-2004.

For industrien er det mest vanlig med fastpriskontrakter. Andelen for industri, unntatt kraftintensiv industri, varierer fra knapt 50 prosent til vel 70 prosent. Industrien synes å ha truffet det optimale punktet for inngåelse av fastpriskontrakter ved at svært mange fastpriskontrakter eksisterte i 2. kvartal og 3. kvartal 2002. Deretter falt fastkontraktandelen kraftig. Det synes dermed som industrien er den aktøren på etterspørssiden som har utnyttet prisinformasjonen mest effektivt selv om omfanget gjerne kunne vært større. På den annen side kan det umulig ha vært lett på forhånd å si at kraftprisen skulle stige kraftig høsten 2002.

I kraftintensiv industri og treforedling er det i dette utvalget nesten bare fastpriskontrakter og priser som ikke er bestemt av markedet. Andelen her er om lag 99 prosent.

#### 4.3.2. Brukerpriser på årsbasis

I 1996 og -97 var gjennomsnittlig årlig strømpris for husholdninger ifølge SSB sin elektrisitetsprisstatistikk henholdsvis 19,8 og 21,0 øre/kWh, eksklusive avgifter og nettleie. Dette var i en periode med lite vann i magasinene som følge av kaldt vær og lite nedbør. Etter hvert som det ble mer og normal fylling i magasinene, dereguleringen av elektrisitetsmarkedene omfattet større deler av Norden og Europa og Norge kunne ta del i den overkapasiteten som eksisterte der, sank prisen hvert år frem til 2000, da fyllingen var svært god. Da var prisen 14 øre/kWh. I 2001 var vi igjen oppe i en pris på nesten 21 øre/kWh.

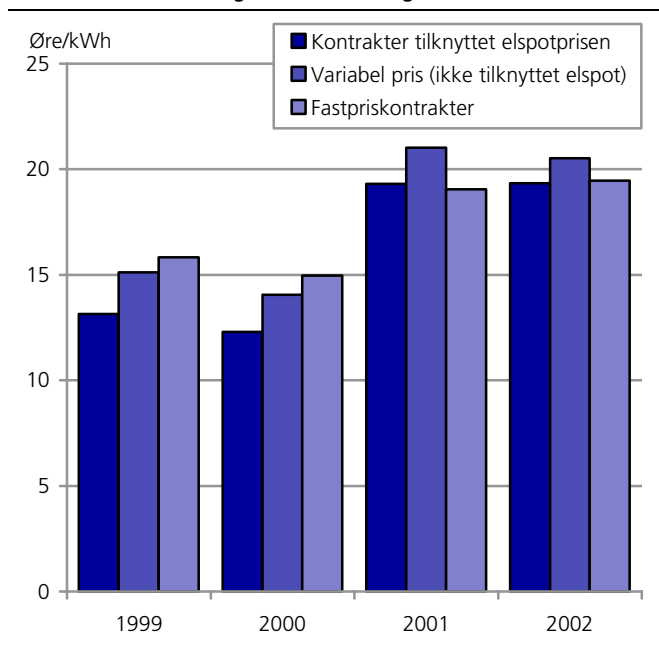
Foreløpige tall fra den kvartalsvise kraftprisstatistikken<sup>11</sup> viser at gjennomsnittlig strømpris for husholdninger for 2002 var 20,3 øre/kWh. Strømprisen for året under ett var altså ikke spesielt høy i 2002. Da den kvartalsvise kraftprisstatistikken ikke fanger opp prisøkningen de siste ukene av 2002, er trolig gjennomsnittsprisen for fjoråret noe høyere enn dette. Likevel er altså gjennomsnittsprisen over året knapt høyere for 2002 enn for 2001. Dette skyldes at første halvår var preget av svært lave priser som fullt ut

oppveide de høye prisene siste halvår. Kraftprisoversikten fra Konkurransetilsynet viser at flere av leverandørene satte opp prisene først de siste 2-3 ukene av året, slik at betydningen prisøkningen har på gjennomsnittet over året er begrenset.

Gjennomsnittlig strømpris for husholdninger *inklusive avgifter* var i fjor 35,7 øre/kWh. Avgiftene utgjorde dermed 43,1 prosent av strømprisen. Forbruksavgift på elektrisk kraft var i 2002 9,3 øre/kWh og merverdiavgift 24 prosent. Det er fritak for forbruksavgift i Nord-Troms og Finnmark og fritak for merverdiavgift i Nordland, Troms og Finnmark.

Figur 4.5 viser at i perioden 1999 til 2002 har spotkontrakten vært den kontrakten som har gitt de gjennomsnittlig laveste prisene, deretter kommer fastpriskontrakten og til slutt den variable priskontrakten. På tross av dette er den variable priskontrakten den som benyttes mest av husholdningene, se figur 4.4. Rundt 80 prosent av alle husholdninger har valgt denne kontraktsformen gjennom denne perioden. Det virker som husholdningene har ønsket å delta i de gevinstene som en deregulering av kraftmarkedet skulle gi, men ikke helt har ønsket å være eksponert for de fulle variasjonene i spotprisen. Alternativt kan det være at informasjonen til husholdningene omkring hvilke kontraktsformer som ville være å foretrekke, basert på historiske fakta, ikke har vært tilstrekkelig god.

Figur 4.5. Gjennomsnittlig pris for elektrisk kraft til husholdninger, eksklusive avgifter



<sup>11</sup> Måleperioden for den kvartalsvise kraftprisstatistikken er en uke per kvartal, der uken velges slik at den inkluderer den 8. i den midterste måneden av kvartalet. I perioder med sterkt stigende priser som høsten 2002 og sterkt fallende priser som våren 2003 kan dermed denne statistikken vise et skjevt bilde av den gjennomsnittlige prisen for gjeldende kvartal.

### 4.3.3. Brukerpriser på kvartalsbasis

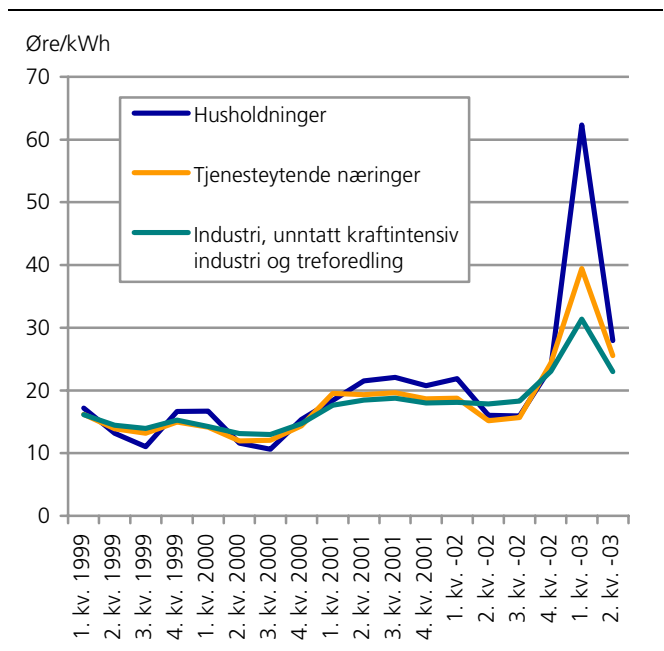
Figur 4.6 viser utviklingen i sluttbrukerprisene, eksklusive avgifter og nettleie, per kvartal fra 3. kvartal i 2002 til og med 2. kvartal i år. Disse sluttbrukerprisene er et veid gjennomsnitt av de ulike kontraktstypene husholdningene har valgt, se foran. Sluttbrukerprisene for elektrisk kraft var forholdsvis lave i 3. kvartal 2002 sammenlignet med prisene tidligere dette året og i 2001. Prisene var riktignok en del høyere enn i 2000 da prisen på elektrisk kraft var relativt lav, blant annet som følge av uvanlig stort tilsig til vannmagasinene og påfølgende rekordhøy kraftproduksjon. Som vi så foran er mange av kontraktene i spesielt husholdninger og tjenesteytende næringer dominert av spotprisene eller såkalte variable priser. Det er dessuten en viss treghet i hvordan spotprisene slår inn i de variable priskontraktene. Det kan bety at de lave prisene vi hadde i spotmarkedet sommeren 2002 ikke slo fullt ut i kontraktene før ved slutten av 3.kvartal. Først når spotprisene i markedet hadde steget en stund endret dette forventningene til de framtidige prisene slik at de variable kontraktene tok igjen og ble liggende over spotkontraktene.

Strømprisen for *husholdninger* var i gjennomsnitt 15,9 øre/kWh i 3. kvartal 2002, eksklusive avgifter og nettleie, se figur 4.6. Det var om lag det samme som i 2. kvartal. Sammenlignet med 3. kvartal i 2001 var prisen imidlertid hele 28 prosent lavere. I 4. kvartal var prisen i gjennomsnitt 23,7 øre/kWh. Det var 49 prosent høyere enn i 3. kvartal 2002 og 13 prosent høyere enn i 4. kvartal 2001. Strømprisene følger vanligvis naturlige sesongmessige variasjoner med lavere priser om sommeren, det vil si 2. og 3. kvartal, og høyere priser om vinteren. Med unntak av i 2001 har en økning i pris eksklusive avgifter på 40-50 prosent fra 3. til 4. kvartal vært vanlig for husholdninger de siste årene.

Gjennomsnittlig pris på elektrisk kraft for husholdninger i 1. kvartal 2003 var hele 62,4 øre/kWh, eksklusive avgifter og nettleie. Det var nesten tre ganger så høyt som i 1. kvartal 2002. Etter en periode med uvanlig høye strømpriser sank prisene i andre kvartal 2003 betraktelig sammenlignet med første kvartal. Det er imidlertid vanlig at prisen på elektrisk kraft synker fra første til andre kvartal, som følge av overgang fra vinter- til sommersesong.

I andre kvartal 2003 var gjennomsnittlig strømpris for husholdninger 28,0 øre/kWh, eksklusive avgifter og nettleie. Det er 55 prosent lavere enn kvartalet før, men hele 74 prosent høyere enn i andre kvartal 2002. Husholdningenes kraftpris i både første og andre kvartal 2003 er den klart høyeste siden den kvartalsvise kraftprisstatistikken startet i 1998. Nest høyest var kraftprisen andre kvartal i 2001 med 21,5 øre/kWh.

Figur 4.6. Gjennomsnittlige priser på elektrisk kraft, eksklusive avgifter og nettleie. Vektet snitt av alle typer kontrakter. 1. kvartal 1999 - 2. kvartal 2003. Øre/kWh



For *tjenesteytende næringer* var gjennomsnittlig pris på elektrisk kraft i 3. kvartal 2002 15,7 øre/kWh, en økning på 3 prosent fra 2. kvartal. Kunder med kontrakter tilknyttet elspotprisen betalte her i gjennomsnitt 14,7 øre/kWh, mens for avtaler med variabel pris (ikke tilknyttet elspot) var prisen 15,0 øre/kWh. For nye fastpriskontrakter inngått i perioden mai-juli var prisen 17,1 øre/kWh, mens den for eldre fastpriskontrakter var 17,7 øre/kWh. De som signerte en ettårig fastprisavtale sommeren 2002 kom dermed svært gunstig ut i forhold til utviklingen i spotpriser og variable priskontrakter gjennom resten av 2002 og første halvår 2003. Prisen på elektrisk kraft for tjenesteytende næringer var 4. kvartal i fjor i gjennomsnitt 24,4 øre/kWh. Gjennomsnittsprisen i 1. kvartal 2003 var 39,4 øre/kWh. Den store prisforskjellen mellom husholdninger og tjenesteytende sektorer skyldes i hovedsak forskjeller i hvilke kontraktstyper som er mest utbredt og prisforskjeller mellom kontraktstypene. I andre kvartal 2003 var gjennomsnittsprisen 25,6 øre/kWh, eksklusive avgifter og nettleie. Det er 69 prosent høyere enn ett år tidligere, og 35 prosent lavere enn i første kvartal 2003.

For *industri, unntatt kraftintensiv industri og treforedling*, var gjennomsnittlig pris på elektrisk kraft i 3. kvartal 2002 18,3 øre/kWh økende til 23,0 øre/kWh i 4. kvartal. Den økte videre til 31,4 øre i 1. kvartal 2003, en oppgang på hele 73 prosent sammenlignet med tilsvarende kvartal ett år tidligere. I 2. kvartal falt prisen igjen til 23,0 øre/kWh.

For *kraftintensiv industri og treforedling* viser den kvartalsvise kraftprisstatistikken at strømprisen var 15,9 øre/kWh i 3. kvartal i fjor. Her falt prisen fra 3. til

4. kvartal hvor den var 13,7 øre/kWh, og den falt videre til vel 11 øre/kWh i både 1. og 2. kvartal 2003. Det må her presiseres at det er relativt få enheter i utvalget som selger kraft til kraftintensiv industri i den kvartalsvise kraftprisstatistikken, slik at frafall i oppgavene kan gi tilfeldige utslag på prisene i enkelte kvartal.

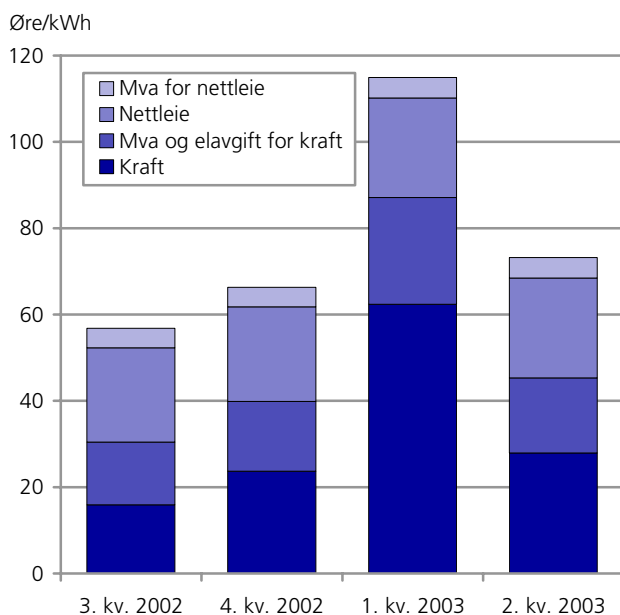
#### 4.3.4. Brukerpriser og nett

I tillegg til prisen på selve kraften må forbrukerne betale forbruksavgift, som var 9,3 øre/kWh i 2002 og 9,5 øre/kWh i 2003, samt 24 prosent merverdiavgift<sup>12</sup>. I tillegg kommer også nettleie.

I følge foreløpige tall fra Norges vassdrags- og energidirektorat var gjennomsnittlig nettleie for *husholdninger* 21,4 øre/kWh i 2002 eksklusive merverdiavgift og 25,8 øre/kWh inklusive merverdiavgift. Dermed var gjennomsnittlig total pris for elektrisitet inklusive nettleie og avgifter 61,5 øre/kWh. For en gjennomsnittshusholdning med et årsforbruk på 20 000 kWh utgjorde dette 12 300 kroner i 2002, eller drøyt 1000 kroner per måned.

Gjennomsnittsprisen på elektrisk kraft for *husholdninger* inklusive avgifter var 45,3 øre/kWh andre kvartal i år, mens foreløpige tall fra Norges vassdrags- og energidirektorat viser at nettleie inklusive avgifter i gjennomsnitt var 28,0 øre/kWh. Totalpris var dermed 73,3 øre/kWh. I første kvartal i år var total pris hele 114,9 øre/kWh, mens den i andre kvartal i fjor var 56,3 øre/kWh.

Figur 4.7. Kraftpris, nettleie og avgifter for husholdninger. Øre/kWh



Kilde: SSB og NVE

#### 4.3.5. Nærmere om brukerpriser og kontrakter i 2002-2003

Prisen på strøm ved variabel pris og fastpriskontrakter endres ikke like raskt og ofte som spotprisen. Spotprisen er imidlertid en viktig referansepris, som over tid vil ha stor betydning for alle typer kontrakter. For faste kontrakter av 1-3 års varighet vil også terminprisene ha en stor betydning. Dette betyr at lavere fyllingsgrad i vannmagasinene og høyere spotpriser på elektrisk kraft dermed i betydelig grad påvirker prisen på strøm for sluttbrukere både med avtaler med variabel pris og fastpriskontrakter utover vinteren 2002/2003.

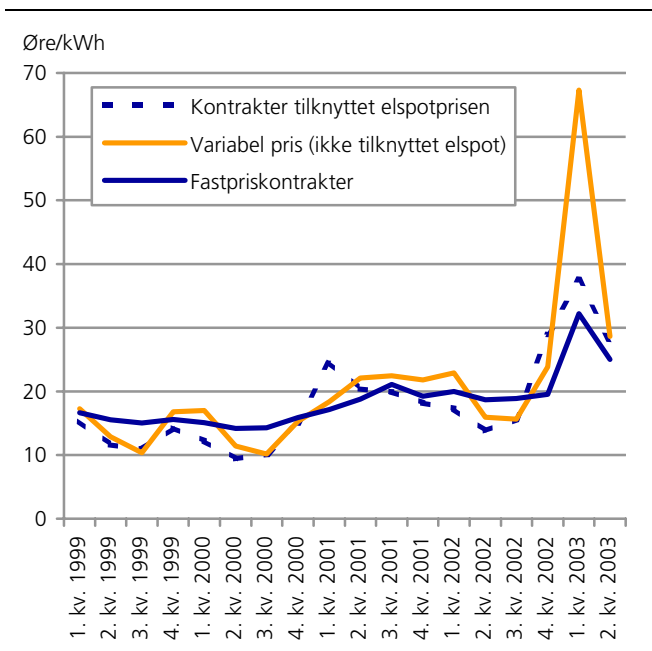
Det var sluttbrukere med variable priskontrakter som opplevde den største økningen i priser på elektrisk kraft på slutten av fjoråret. Dette kan skyldes at det ved forventninger om sterkt stigende spotpriser er naturlig at leverandørene gir et påslag i overkant av forventningene i sine tilbud om variable kontrakter for å ta hensyn til usikkerheten. Ved sterkt fall i spotprisene er det på samme måte naturlig at de er avventende til å senke de variable kontraktprisen i samme grad som fallet i spotprisen. Da blir den gjennomsnittlige variable kontraktprisen liggende over spotprisen.

Mens det for næringslivet er forholdsvis utbredt med fastpriskontrakter, har langt færre husholdninger slike kontrakter, se ovenfor. Prisen på elektrisk kraft for husholdninger med 1-års fastpriskontrakter var i 4. kvartal 19,6 øre/kWh. Det er om lag 3 prosent høyere enn i både 3. og 4. kvartal i fjorsammenlignet med tilsvarende i 2001. For husholdninger med variabel pris (ikke tilknyttet elspot) var prisen i 4. kvartal 2002 nesten 10 prosent høyere enn i 4. kvartal året før og hele 53 prosent høyere enn i 3. kvartal i 2002.

Den gjennomsnittlige variable kontraktprisen var klart høyest i 1. kvartal 2003 (uke 6). Husholdninger med denne kontraktstypen betalte da 67,3 øre/kWh, mens prisen for kontrakter tilknyttet spotprisen var 37,5 øre/kWh. Dette var i en periode da spotprisene var på vei ned slik at prisen ved variabel pris var høyere som følge av tidsetterslep. I et vel fungerende marked kunne en forvente en vesentlig større overgang til spotkontrakter i denne perioden. Det kunne ha skapt problemer for kraftleverandørene hvis de selv hadde priskontrakter på sine innkjøp som lå over spotprisen, men det ville opplagt ha vært en fordel for forbrukerne. I 4. kvartal 2002, da spotprisene var stigende, var prisen på elektrisitet ved kontrakter tilknyttet spot høyest av disse to kontraktstypene. Da burde en forventet at markedet raskere hadde gått over til spotkontrakter.

<sup>12</sup>Industri, og forbrukere i Nord-Troms og Finmark er unntatt fra forbruksavgift.

**Figur 4.8. Priser på elektrisk kraft for husholdninger fordelt etter type kontrakter, eksklusive avgifter og nettleie. 1. kvartal 1999 - 2. kvartal 2003. Øre/kWh**



De som i tide hadde inngått fastpriskontrakter, før den kraftige økningen i spotprisene på slutten av 2002, betalte lavest priser på elektrisk kraft sist vinter. Fastpriskontraktene er som regel lavere enn andre typer kontrakter om vinteren og høyere om sommeren, da fastpriskontrakter ikke i samme grad følger sesongmessige variasjoner (på grunn av ulikt tidspunkt for kontraktsinngåelse vil det selv her være et slikt mønster i gjennomsnittstallene). Forskjellen mellom fastpriskontrakter og andre kontrakter var imidlertid større enn vanlig denne vinteren. I 1. kvartal var gjennomsnittsprisen på kraft levert husholdninger på 1-års fastpriskontrakter 32,7 øre/kWh, mens kraftprisen ved andre fastpriskontrakter var 30,4 øre/kWh.

#### 4.3.6. Spredning i priser

Ovenfor har vi vist at det er store prisforskjeller i gjennomsnittlig strømpris for de ulike kontraktstypene. Det er også forskjeller i prisene mellom de ulike strømleverandørene. I et så volatilt marked som vi hadde sist vinter er det grunn til å tro at disse forskjellene vil være større enn i år med mer stabile priser. De ulike selskapene forholder seg ulikt til den store usikkerheten som oppstår, og forbrukerne responderer ulikt med hensyn på skifte av leverandør når det oppstår store prisvariasjoner. Dette skaper grunnlag for økte forskjeller på kort sikt.

Tallene viser nettopp dette. Det var i perioder store forskjeller i strømprisene for husholdninger med variabel pris sist vinter. Leverandørene lot ikke økte spot- og terminpriser gi høyere sluttbrukerpriser like raskt. Standardavviket, se figur 4.9, er et mål på denne spredningen. Større tall indikerer større spredning i prisene. Standardavviket har de siste årene ligget på

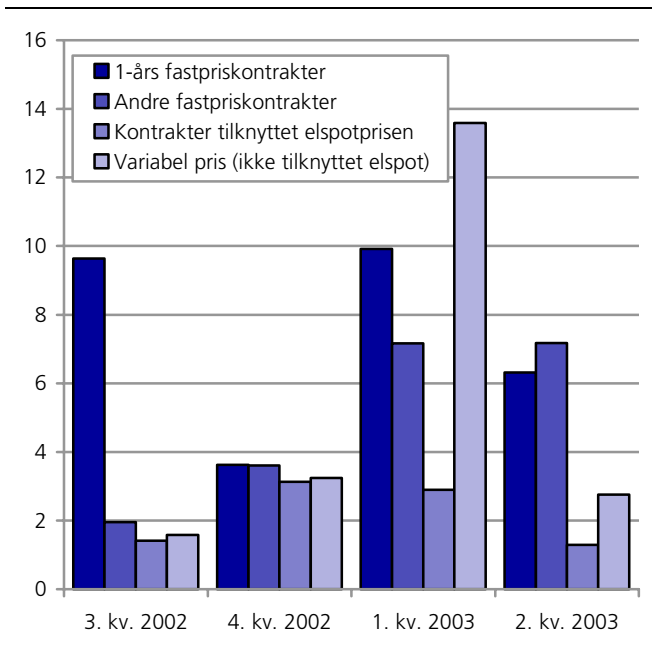
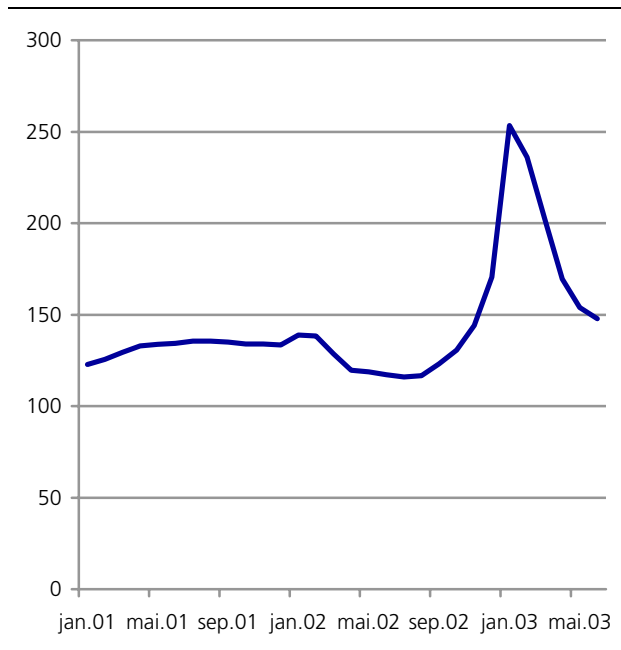
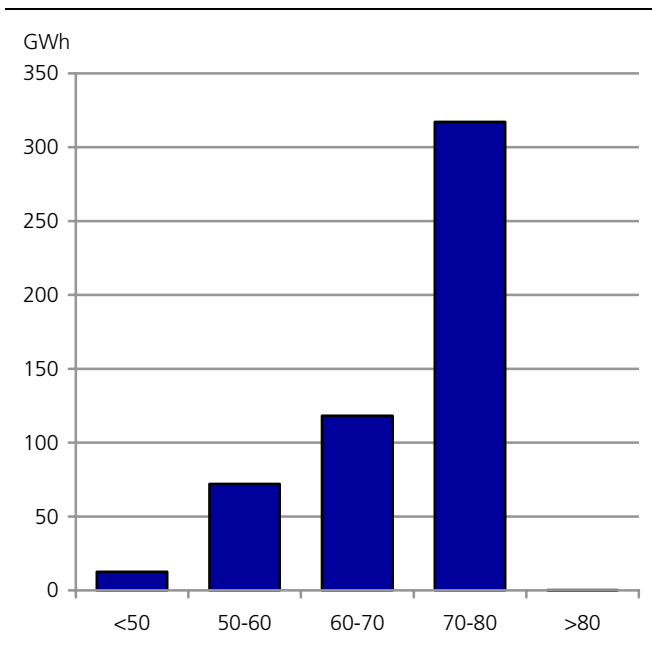
om lag 1-1,5 for husholdninger med variable pris-kontrakter, mens det var 3,2 i 4. kvartal 2002 og økte kraftig - til 13,6 i 1. kvartal 2003. Selv om situasjonen normaliserte seg noe i 2. kvartal var det fortsatt mer spredning i prisene enn vanlig. Da var standardavviket 2,8. tallene er her priser på elektrisk kraft uten avgifter og nettleie.

Standardavviket for kontrakter tilknyttet spotprisen er vanligvis lavere enn for andre kontraktstyper. Grunnen til at det er forskjeller i spotpris mellom kunder er at det betales et tillegg (1-2 øre /kWh) og gjerne et fastbeløp for å gå inn i en slik kontrakt. Fastbeløpets størrelse vil slå ut forskjellig i pris siden forbruket varierer. Pristillegget varierer også noe mellom de ulike leverandørene. Den realiserte spotprisen for brukerne blir på grunn av dette forskjellig. Det var en noe større spredning i disse kontraktene da spotprisen var som høyest sist vinter. Dette kan blant annet ha sammenheng med at noen har pristak i disse kontraktene, og dermed betalte en del lavere pris enn øvrige kunder da spotprisen var høy.

Det er ofte større spredning i fastpriskontrakter enn i de variable prisene, som justeres ofte. Dette skyldes blant annet at fastpriskontraktene har forskjellig lengde og er inngått på forskjellige tidspunkt der man har forskjellig informasjon og forventninger med hensyn til faktorer som påvirker tilbud og etterspørsel etter elektrisitet. I 3.kvartal 2002 var variansen i fastpriskontraktene svært stor. I forkant av dette var det mulig å få fastpriskontrakter på om lag 20 øre/kWh. Når magasinbeholdningen falt i 3.kvartal justerte en del selskaper kontraktsprisen raskt, mens andre ble hengende etter. Vurderingen av den fremtidige usikkerheten økte. I fjerde kvartal 2002 er variansen mindre. Da hadde de fleste tatt innover seg at markedet var stramt og krevde høyere priser. I første kvartal i 2003 var det igjen stor usikkerhet omkring hvor raskt markedet ville falle. Prisvariasjonene økte, spesielt for fastkraft og de variable kontraktene. Utover våren avtok igjen variansen, men fortsatt er den relativt stor for flere av kontraktstypene.

Vi ser av figur 4.9 at i lange perioder er prisforskjellen internt i kontraktstypene opp mot 10 øre/kWh. Dette tyder på at økt informasjon kan bidra til å skape et mer effektivt kraftmarked.

Figur 4.10 viser en fordeling av priser i de variable priskontraktene for husholdningene i 1.kvartal 2003, da variasjonen var størst for denne kontrakttypen, se figur 4.9. Figur 4.10 viser at majoriteten av kundene som hadde variabel kontrakt lå mellom 80-90 øre/kWh i denne perioden. Om lag 60 prosent av volumet ble omsatt i dette prisintervallet. Imidlertid var det flere kunder som hadde kontrakter helt ned mot 60 øre/kWh. Om lag 20 prosent av volumet ble omsatt til priser under 60 øre/kWh. Igjen er inntrykket at en større oppmerksomhet fra kundene kunne ha bidratt til en betydelig utjevning av dette prispildet.

**Figur 4.9. Standardavvik for kraftpriser for husholdninger. øre/kWh****Figur 4.11. Utviklingen i konsumpriindeksen for varen elektrisitet. Indeks 1988=100****Figur 4.10. Fordeling av priser på elektrisk kraft til husholdninger, eksklusive avgifter. 1. kvartal 2003. Variabel pris, ikke tilknyttet elspot. Øre/kWh**

konsumprisen for elektrisitet 70 prosent høyere enn i januar 2002. Siden har prisene falt og i juni 2003 var indeksen 13 prosent over gjennomsnittet for 2002, og 26 prosent over samme måned året før. Gjennomsnittet så langt i 2003 er 50 prosent over gjennomsnittet i 2002. Dette er imidlertid sterkt preget av de første månedene i året. Hvis prisene holder seg på juninivå resten av året blir gjennomsnittlig kjøperpris i 2003 om lag 30 prosent over gjennomsnittet for 2002.

#### 4.3.7. Konsumprisene

Figur 4.11 viser utviklingen i den delen av konsumpriindeksen som omfatter elektrisitet. Denne er en god indikator på utviklingen i kjøperprisen for elektrisitet for husholdningene totalt sett, når vi tar hensyn til alle de foregående omtalte endringene i priser på ulike kontrakter og omfanget av de ulike kontraktene. Vi ser av figuren at kjøperprisen for elektrisitet for konsumentene falt med 17 prosent fra januar til juli 2002. Deretter begynte prisene å stige og nådde i november 2002 januarnivået samme år. I februar 2003 var

## 5. Forbrukssiden

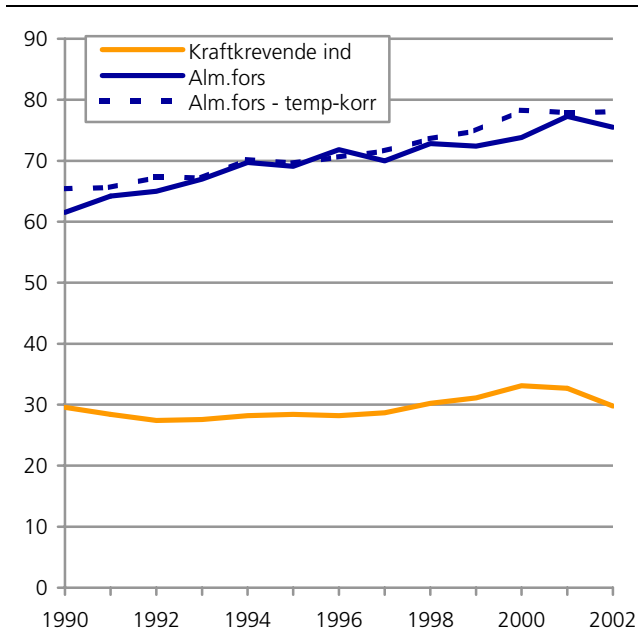
Etterspørselen etter elektrisitet kan grovt sett deles inn i tre forskjellige markedssegmenter; det meget fleksible kjelemarkedet, det i utgangspunktet svært lite fleksible kontraktmarkedet for den energitunge industrien, og resten av markedet som er beskjedent fleksibelt på kort sikt. Selv om den kraftintensive industrien er lite fleksible når de har valgt teknologi gjelder dette først og fremst ved små prisendringer. Flexibilitet kan anta flere former; a) valg av alternativer til elektrisitet når denne blir dyr - her er fleksibiliteten liten i denne industrien. b) nedstenging av virksomhetene – denne er liten når start- og stoppkostnader og faste og kvasi-faste kostnader er store i forhold til små prisendringer på elektrisitet. Ved store prisendringer på elektrisitet, som vi opplevde i vinter, kan situasjonen være annerledes. Dette skal vi komme tilbake til.

Netto forbruk av elektrisk kraft i alminnelig forsyning (alle forbrukere unntatt den kraftintensive industrien) har de siste ti årene vokst med i gjennomsnitt 1,5 prosent per år, både absolutt og temperaturkorrigert, se

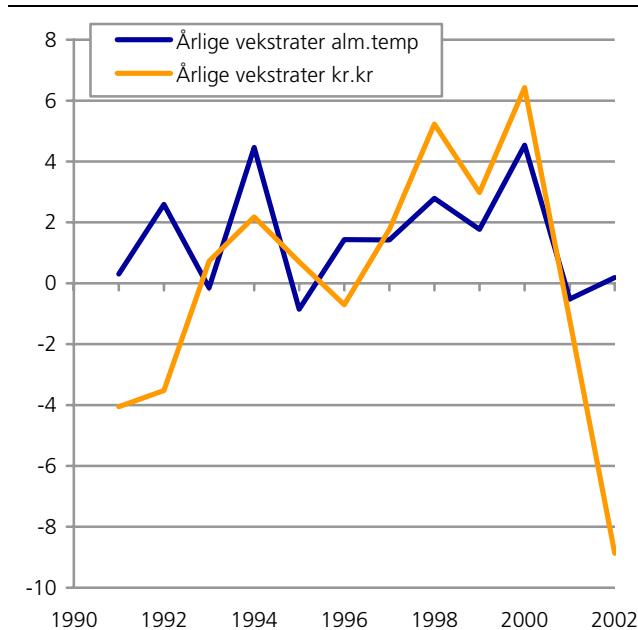
figur 5.1. Det har imidlertid vært en utvikling med store variasjoner i de årlige vekstratene for temperaturkorrigert forbruk, se figur 5.2. I utgangspunktet varierer absolutt forbruk enda mer. Det kan også være grunn til å anta at temperaturkorrigeringsmodellene ikke fanger opp og kan korrigere tilstrekkelig for temperaturmessige variasjoner. I tillegg vil det være konjunkturmessige variasjoner som gjør at forbruket varierer over tid.

For den kraftintensive industrien, hvor temperaturmessige forhold er mindre avgjørende og hvor variasjonen nærmest i sin helhet skyldes konjunkturmessige forhold, er utviklingen også vist i figur 5.1 og 5.2. Vi ser at det er et nært samsvar mellom bevegelsen i de årlige vekst-ratene for alminnelig forsyning og kraftintensiv industri, bare med den forskjell at utslagene for den kraftintensive industrien er vesentlig større enn for alminnelig forsyning. Spesielt ser vi dette i 2002, hvor det var en nedgang på 8,7 prosent i forbruket i kraftintensiv industri. En stor del av dette skyldes

Figur 5.1. Utviklingen i absolutt og temperturkorrigert elektrisitetsforbruk i alminnelig forsyning. TWH



Figur 5.2. Årlige vekstrater i elektrisitetforbruk alminnelig forsyning, temperaturkorrigert. Prosentvis endring



**Tabell 5.1. Produksjonsindeksen for industrien. Mai 2003. Prosentvis endring**

	Ukekorrigert <sup>1</sup>		Sesongjustert	
	Mai 2002-mai 2003	Januar 2002-mai 2002 - januar 2003-mai 2003	April 2003-mai 2003	Forrige 3 md.
Totalindeksen	-5,7	-4,4	-0,1	-0,6
Olje- og gassutvinning	-6	-3,3	-1,2	0,3
Industri	-4,3	-4,3	1,1	-0,6
Kraftforsyning	-22,9	-19,3	4,4	-9,6
Etter varetype				
Innsatsvarer	-2,7	-3,6	0,5	1,4
Investeringsvarer	-5,2	-3,7	3	-4
Konsumvarer	-4,6	-5,5	0,1	-0,9
Energivarer	-7	-4,5	-1,3	0,1

<sup>1</sup> Omregnet til standardmåned og korrigert for ulike antall arbeidsdager per uke.

antakelig konjunkturmessige forhold. Samtidig vet vi at flere bedrifter innenfor disse bransjene stengte ned og eller reduserte produksjonen på grunn av de sterkt økende kraftprisene dette året. Dette kan sammen med den generelle konjunkturedgangen bidra til å forklare hvorfor utslaget i vekstrater for denne industrien var ekstra sterkt akkurat i 2002. Det er også interessant å merke seg at vekstratene var negative både i 2002, i 1995-1996, og i 1994, alle anstrengte år for kraftbransjen.

Tabell 5.1 viser utviklingen i produksjonsindeksen for enkelte industrigrupper for perioden mai 2002 til mai 2003. Av denne ser vi at industrien hadde en nedgang i produksjonen på 4,3 prosent fra de første fem månedene i 2002 til de første fem månedene i 2003. Vi ser også at det var en stor nedgang i alle former for industri – både konsumvareindustri, investeringsvareindustri og innsatsvareindustri.

I den samme perioden gikk elektrisitetsforbruket i kraftintensiv industri ned med 10 prosent og det temperaturkorrigerede forbruket i alminnelig forsyning gikk ned med 4 prosent. Elektrisitetsforbruket gikk ned med 10 prosent mens produksjonen gikk ned med 3,5-5,5 prosent samtidig som det ikke er substitusjonsmuligheter av betydning i disse sektorene. Årsaken er sammensetningseffekter. Hvis nedgangen i produksjon av for eksempel aluminium og ferroprodukter, som er svært energiintensive, er større enn nedgangen i produksjonen av andre mindre energiintensive produkter, kan en få denne typen effekter.

Hvorfor gikk ikke elektrisitetsforbruket i alminnelig forsyning ned mer enn produksjonen? Her er det opplagte substitusjonsmuligheter da en større andel av energiforbruket går til oppvarming. Igjen skyldes dette sammensetningseffekter. Store deler av alminnelig forsyning består av næringer som ikke er dekket av

produksjonsindeksen. Dette er næringer med substitusjonsmuligheter. Samtidig er dette næringer hvor produksjonen har gått mindre ned enn i industrien og næringer der produksjonen gikk opp fra i fjor til i år. Dette motvirket og dominerte substitusjonseffekten.

Produksjonsindeksene kan gi en grov indikasjon på at mye av de endringene vi har sett i elektrisitetsforbruket det siste året skyldes nedgang i produksjon og en mindre andel skyldes redusert energibruk per produsert enhet. Imidlertid kan både reduksjoner i energibruk per produsert enhet og reduksjoner i produksjon skyldes den sterke økningen i elektrisitetspriser sist vinter. Elektrisitet er en viktig kostnadsandel i mange industrigrupper. I den kraftintensive industrien er kostnadsandelen i gjennomsnitt rundt 15 prosent – for enkelte bedrifter betydelig høyere. En fordobling av elektrisitetsprisen vil da øke kostnadsandelen til 25 prosent. En 15 prosent økning i totale kostnader vil ikke kunne tas igjen på produktmarkedene, hvor disse industriene opptrer som prisfaste kvantumstilpassere.

Gjennom fjoråret var det en generell nedgang i elektrisitetsforbruket, som skyldtes flere forhold; a) en konjunkturmessig nedgang i etterspørselen etter industriprodukter, b) høyere rente og valutakurs som forverret den relative konkurransevne. Dette trakk i retning av lavere produksjon og lavere elektrisitetsforbruk. Her var høyere elektrisitetspriser et av flere bidrag som trakk i samme retning.

Produksjonsindekstall og foreløpige elektrisitetsforbrukstall er dessverre på et for aggregert nivå til at alle disse aspektene kan forfølges i detalj før endelig statistikk foreligger. Nedenfor forsøker vi likevel å analysere utviklingen i elektrisitetsforbruket noe mer i detalj for grove enkeltsektorer. Eika og Jørgensen (2003) forsøker gjennom en formell modellanalyse å belyse noen flere trekk ved denne produksjons- og energiforbruksutviklingen.

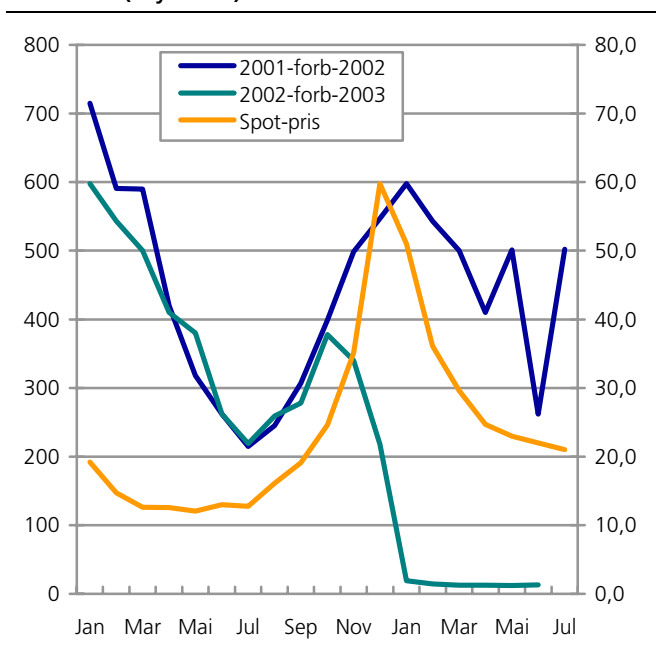
## 5.1. Forbruk og markedsresponsen elektrisitet

### 5.1.1. Kjeleforbruk

Mange forbrukere har installert kombinerte kjeler for produksjon av varmt vann. Dette er svært utbredt i for eksempel treforedlingssektoren. Kjelene kan enten bruke olje eller elektrisitet (i noen tilfelle andre brenslere). Dette kjelemarkedet har siden energimarkedet ble deregulert i 1991 brukt mellom 4,5 og 8,3 TWh elektrisitet hvert per år. Etterspørselen var størst de første årene etter dereguleringen hvor prisen på elektrisitet var lave, for deretter å bli gradvis mindre i takt med økende priser på elektrisitet relativt til oljeprisene. Normalt velger man å kjøre på den energibæreren som er billigst til enhver tid. Det betyr at i vinter skulle en forvente at mesteparten av kjeleforbruket var ute av elektrisitetsmarkedet.



**Figur 5.3. Forbruk av elektrisitet i kjeler (venstre akse) og spotpris (høyre akse). GWh (venstre akse) og øre/kWh (høyre akse). 2001-2003**



Figur 5.3 viser forbruket av elektrisk kraft i elektrokjeler fra januar i 2001 til juni i 2003. Vi ser klart at kjeleforbruket er høyest på vinteren og lavest på sommeren. Dette gjenspeiler at deler av kjelemarkedet er knyttet til veksthussektoren, som trenger mer elektrisitet om vinteren enn om sommeren, og at andre deler er knyttet til sektorer som bruker strøm til oppvarming. En stor del av forbruket er imidlertid knyttet til prosesser i treforedlingssektoren, som skulle være tilnærmet uavhengig av sesong, bortsett fra sommer-sesongen da aktiviteten er mindre på grunn av ferie-avvikling. Figuren viser også utviklingen i spotprisen, som godt gjenspeiler prisutviklingen for elektrisitet til kjeleforbruk. Vi ser at med lave priser gjennom vinteren og våren i 2002 var forbruket i januar til april relativt høyt. Utover sommeren steg spotprisene kraftig. Dette var i den perioden da forbruket i kjelene vanligvis øker. Det gjorde det også høsten 2002, inntil spotprisen i oktober passerte 25 øre/kWh. Da koblet flere og flere ut kjelene etter hvert som spotprisen fortsatte å stige opp til 60 øre/kWh i desember 2002. Derfra falt spotprisen igjen og enkelte kjeler kom inn igjen allerede ved 35 øre/kWh, antakelig drevet av at veksthusseksjonen satte i gang og at en forventet et ytterligere prisfall som ville det gjøre lønnsomt å kjøre kjelene på elektrisitet når de først var startet opp. I utgangspunktet skulle en forvente at all kjelekraft var ute på de spotprisene en opplevde sist vinter. At ikke dette skjedde kan skyldes at noen kjeleforbrukere har hatt kontrakter med pristak slik at de ikke ble rammet av den høye spotprisen. En annen grunn kan være at noen kjeler ikke var tilstrekkelig vedlikeholdt til at de kunne kjøre på olje eller andre alternative energibærere på kort sikt.

Forskjellen i forbruk i kjelemarkedet mellom oktober 2001 til juni 2002 og oktober 2002 til juni 2003 var på 2,2 TWh. En kan si at kjelene reduserte sitt forbruk med dette volumet på grunn av de ekstraordinært høye prisene.

### 5.1.2. Kraftintensiv industri og treforedling

Etter noen år med økt forbruk av elektrisk kraft i kraftintensiv industri på slutten av nittitallet ble elektrisitetsforbruket i disse næringene redusert de siste to årene, se figur 5.4. Forbruket fra juli 2002 til juni 2003 var 28,7 TWh. Til sammenligning var forbruket for samme periode de to tidligere årene henholdsvis 31,5 TWh og 33,3 TWh. Det betyr at forbruket siste år var 2,8 TWh mindre enn året før. På to år er forbruket gått ned med 4,5 TWh. Det aller meste av dette skyldes konjunkturmessige forhold. Blant disse næringene har forbruket av prioritert kraft i produksjon av kjemiske råvarer vist størst nedgang det siste året. Her var nedgangen 27 prosent. I produksjonen av jern, stål og ferrolegeringer var nedgangen i prioritert kraftforbruk nesten 14 prosent i siste tolv-måneders periode sammenliknet med forrige tolv-måneders periode. Det årlige forbruket av prioritert kraft i produksjon av aluminium og andre metaller har vært relativt stabilt de siste to årene.

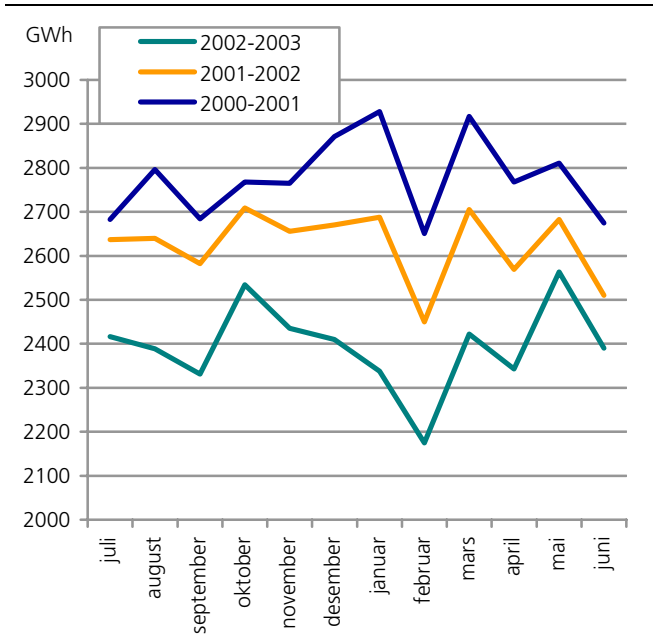
I perioder sist vinter, da strømprisen var høyest, stoppet noe av den kraftintensive industrien sin produksjon. Denne industrien har pris- og volumkontrakter i motsetning til resten av markedet hvor det bare er priskontrakter. For alminnelig forsyning vil forbruket påvirkes direkte av prisene gjennom de substitusjonsmuligheter som finnes og eventuell reduksjon i aktiviteten. I den kraftintensive industrien vil reduksjon i forbruket komme gjennom reduksjon av produksjonen i næringen alene.

Den kraftintensive industrien står normalt sett ikke overfor de marginale prisene i markedet siden de har pris og volumkontrakter. Imidlertid vil alternativverdien av den kraften de har kontrakt på synliggjøres i markedet. Bedriftene kan selge tilbake kontraktskraft til markedet hvis det er lønnsomt i forhold til de kostnader de pådrar seg ved å redusere produksjonen. Slike tilbakesalg er med på å forklare noe av nedgangen i elektrisitetsforbruket i kraftintensiv industri, men neppe det hele.

Ved siden av at det har vært en systematisk nedgang i forbruket av kraft fra den kraftintensive industrien disse tre årene viser figur 5.4 at det er en systematisk variasjon av forbruket fra måned til måned. Bortsett fra nivået er volumbevegelsene for de tre årene bemerkelsesverdige likt. Unntaket er perioden oktober til februar i 2002-2003 hvor det er en systematisk nedgang i forbruket, mens forbruket for tilsvarende periode i 2000 og 2001 enten var stabilt eller økende. Dette kan være en antydning av omfanget av reduksjon i forbruk

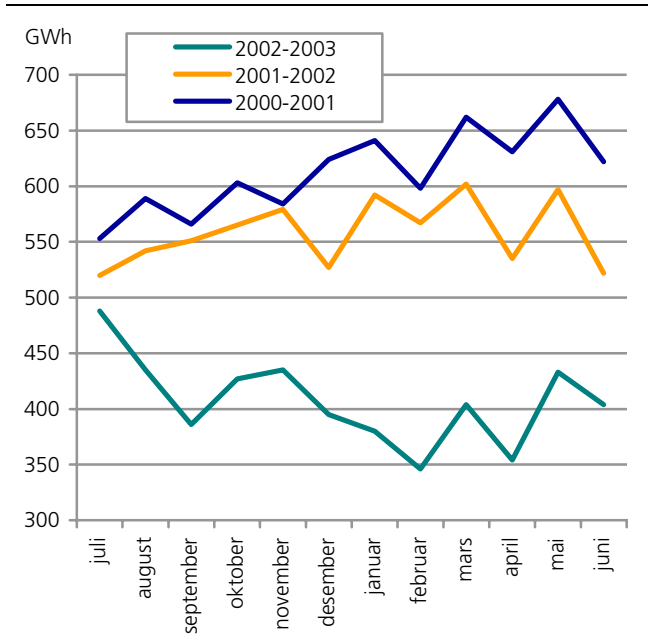
i denne industrien på grunn av de økende kraftprisene høsten 2002. Hvis vi legger til grunn en bevegelse i forbruket i høsten 2002 som for høsten 2001 ville forbruket i perioden juli 2002-juni 2003 ha vært om lag 0,5 TWh høyere enn faktisk forbruk i denne perioden. Legger vi til grunn volumbevegelsen høsten 2000 ville forbruket fra 2002-2003 vært om lag 1,2 TWh høyere. En reduksjon på 0,5 – 1,2 TWh kan være et rimelig anslag på pristilpasningen til denne industrien.

**Figur 5.4. Forbruk av prioritert kraft i kraftintensiv industri. GWh**

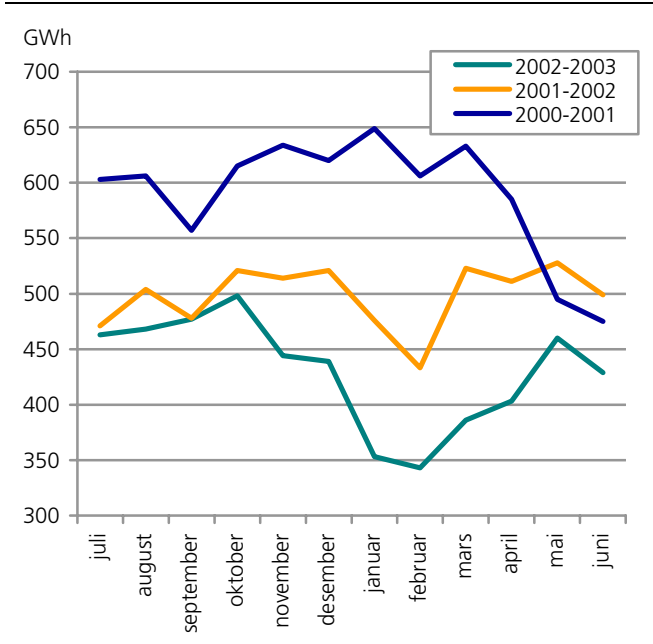


Forbruket av elektrisk kraft i treforedling var i perioden juli 2002- juni 2003 i alt 6 495 GWh. Det utgjorde 6 prosent av netto forbruk i alt i Norge, mens forbruket i kraftintensiv industri utgjorde 28 prosent i denne perioden. Mens forbruket av prioritert og uprioritert kraft i kraftintensiv industri ble redusert med 8 prosent i perioden juli 2002-juni 2003 sammenlignet med året før, var reduksjonen i treforedling 12 prosent i samme periode.

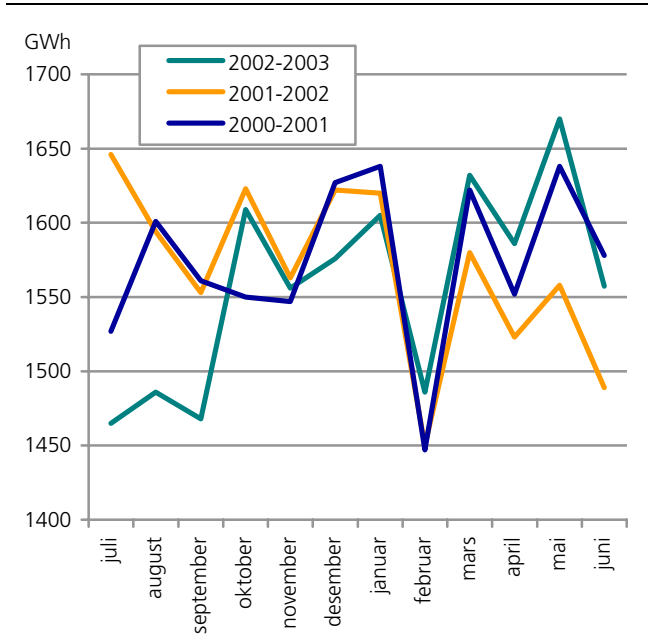
**Figur 5.6. Forbruk av prioritert kraft i produksjon av kjemiske råvarer. GWh**



**Figur 5.5. Forbruk av prioritert kraft i produksjon av jern, stål og ferrolegeringer. GWh**



**Figur 5.7. Forbruk av prioritert kraft i produksjon av aluminium og andre metaller. GWh**



Tabell 5.2. Forbruk av prioritert og uprioritert elektrisk kraft i alt

	I alt	2002		2003	
		3. kvartal	4. kvartal	1. kvartal	2. kvartal
<b>GWh</b>					
Netto forbruk i alt	106 479	20 764	32 185	30 233	23 298
Treforedling	6 495	1 744	1 715	1 518	1 518
Kraftintensiv industri	29 455	7 397	7 453	6 986	7 618
Prod av kjemiske råvarer	5 002	1 270	1 269	1 138	1 324
Prod av jern, stål og ferrolegeringer	5 254	1 468	1 399	1 092	1 296
Produksjon av aluminium og andre metaller	19 199	4 659	4 785	4 756	4 998
Andre sektorer	70 529	11 622	23 017	21 728	14 161
<b>Prosentvis endring fra samme periode året før</b>					
Netto forbruk i alt	-2,8	-5,1	3,8	-7,5	-3,0
Treforedling	-11,9	-1,9	3,1	-15,3	-29,0
Kraftintensiv industri	-8,3	-7,3	-9,6	-12,2	-3,8
Prod av kjemiske råvarer	-27,3	-22,5	-28,1	-36,3	-21,6
Prod av jern, stål og ferrolegeringer	-13,7	-0,5	-11,7	-24,9	-17,7
Produksjon av aluminium og andre metaller	0,3	-4,3	-2,2	0,8	7,4
Andre sektorer	0,6	-4,1	9,1	-5,3	1,5

Tabell 5.3. Elektrisitetsforbruk etter år og kvartal. 1994-2003. GWh

	Produk- sjon	Import (målt ved grensa)	Eksport (målt ved grensa)	Brutto forbruk	Pumpe-kraft forbruk	Forbruk i kraft- stasjonene	Tap og statistisk differanse	Tre- foredling	Kraftintensiv industri	Annet forbruk
<b>År</b>										
1994	113 214	4 836	4 968	113 082	1 476	753	7 927	6 417	28 646	67 863
1995	123 011	2 300	8 962	116 349	1 367	592	9 426	6 791	28 990	69 183
1996	104 712	13 212	4 236	113 688	604	408	8 529	5 952	28 749	69 446
1997	111 420	8 692	4 874	115 238	1 661	611	8 074	6 290	30 254	68 349
1998	116 787	8 046	4 412	120 421	824	688	8 460	6 895	32 061	71 493
1999	122 445	6 857	8 776	120 526	615	996	8 395	6 973	32 784	70 763
2000	142 817	1 474	20 529	123 762	673	682	11 543	8 035	33 003	69 826
2001*	121 920	10 760	7 162	125 518	805	975	10 257	7 466	33 208	72 806
2002*	130 601	5 329	15 002	120 928	683	1 045	9 555	7 389	30 618	71 639
<b>Kvartal*</b>										
1.kv. 2002*	36 836	1 877	2 885	35 827	26	295	2 820	1 792	7 961	22 933
2.kv. 2002*	29 182	1 226	3 628	26 780	514	233	2 022	2 138	7 868	14 005
3.kv. 2002*	28 841	249	6 049	23 042	126	231	1 922	1 744	7 286	11 733
4.kv. 2002*	35 742	1 976	2 440	35 279	17	286	2 791	1 715	7 503	22 968
1.kv. 2003*	29 741	4 501	1 192	33 050	18	238	2 561	1 518	7 053	21 662
2.kv. 2003*	22 602	4 069	922	25 750	467	181	1 805	1 518	7 594	15 663

Tabell 5.3 gir en oversikt over utviklingen i elektrisitetsforbruket tilbake til 1994. Vi ser at forbruket har økt jevnt i de fleste sektorene over denne perioden.

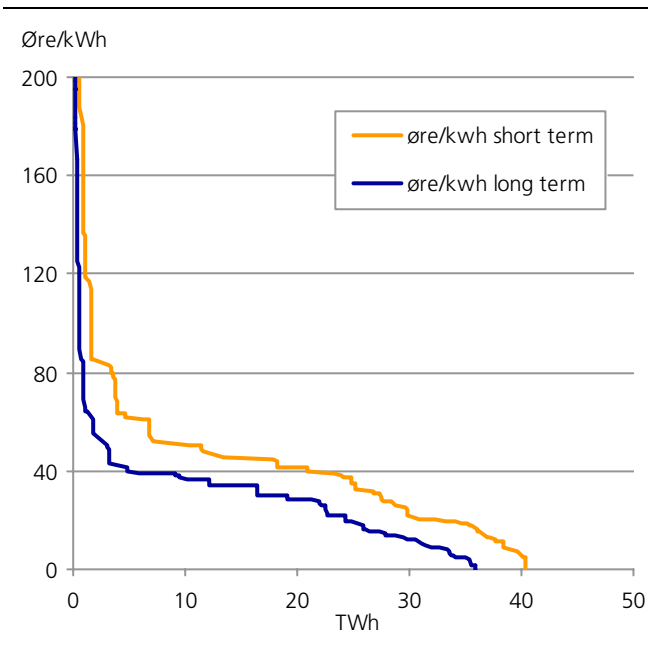
At forbruksreduksjonen var større i treforedling henger sammen med et betydelig omfang av bruk av kjelekraft i treforedlingssektoren. Med høyere spotpriser gikk treforedlingsindustrien over til å fyre kjelene med alternative energibærere, se ovenfor.

Bye og Larsson (2003) estimerte omfang av lønnsomt tilbakesalg av kraft fra kraftintensiv industri til markedet ved økende priser på elektrisitet. I figur 5.8 vises en slik reservasjonspris<sup>13</sup> for denne industrien.

<sup>13</sup> Figuren viser både den kortsiktige og den langsiktige reservasjonsprisen. Forskjellen mellom den kortsiktige og langsiktige er at i den langsiktige må fulle kapitalkostnader dekkes, i den kortsiktige holder det med marginalt positivt dekningsbidrag.

Beregningen tar utgangspunkt i det realiserede driftsoverskuddet i hver enkelt bedrift innenfor disse bransjene i år 2001 og anslår den tenkte totale betalingsvillighet, eller reservasjonsprisen, for elektrisitet til hver enkelt bedrift. En legger verdien av dagens kontraktspris for kraft til det realiserede overskuddet. Bedriften antas på kort sikt å drive når den har positivt dekningsbidrag til de faste kostnadene. Reservasjonsprisen er lik dette korrigerte overskuddet delt på forbrukt kraftmengde. Per 2001 brukte denne industrien samlet om lag 40 TWh. Vi ser av figur 5.8 at på kort sikt vil en reservasjonspris på 20 øre/kWh medføre et forbruk på årsbasis på 32 TWh. Hvis bedriftene benyttet alt overskuddet til innkjøp av kraft, ville de altså være i stand til å betale en pris på 20 øre/kWh i et omfang på 32 TWh. Produksjonsaktiviteten som i dag benytter de siste 8 TWh ville gå underskudd med en slik pris. Bruk av reservasjonspristankegangen vil dermed tilsi en frigjøring av kraft på om lag 8 TWh på årsbasis, eller 0,65 TWh per måned, hvis prisen i

Figur 5.8. Reservasjonspris i kraftintensiv industri. Øre/KWh og TWh



markedet var 20 øre/kWh. Dette illustrerer at det som antas å være den minst fleksible delen av markedet gjerne kan bidra med store kraftmengder i et anstrengt marked. Aternativkostnaden til den kraften som brukes i industrien kan være svært høy i markedet.

I løpet av vinteren 2002-2003 var prisene langt over 20 øre/kWh mens den frigjorte kraften fra denne industrien var godt 0,65 TWh per måned – kanskje bare i størrelsesorden 0,1-0,2 TWh per måned, se foran. Altså ligger den realiserede frigjorte kraftmengden fra denne industrien langt under det som kan sies å være teoretisk mulig. Dette kan skyldes mange forhold. For det første kan det være andre kostnader forbundet med en nedstenging, som en ikke har tatt hensyn til her, for eksempel markeds kostnader for produktene som tilsier jevn levering. Ikke alle bedrifter har lager av et omfang slik at de kan levere varer fra lager. Det å bygge opp markedet kan ta tid. Dessuten vil det alltid være start- og stoppkostnader forbundet med å redusere produksjonen. Forventninger om hvor lenge de høye kraftprisene vil vare kan variere sterkt fra bedrift til bedrift og dermed vil lønnsomhet av start- og stoppkostnader variere fra bedrift til bedrift.

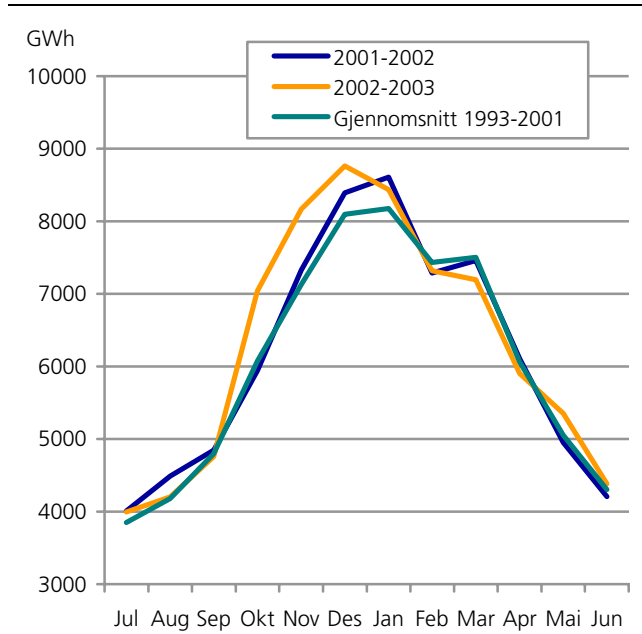
### 5.1.3. Alminnelig forsyning

Alminnelig forsyning regnes som den delen av etter-spørselsiden i kraftmarkedet som er utenfor den kraftintensive industrien, det vil si resten av industrien, private tjenesteyting, offentlig sektor, primærnæringene og husholdningene.

#### Absolutt forbruk

Netto forbruk av elektrisk kraft i alminnelig forsyning var 75,5 TWh i perioden juli 2002 - juni 2003, i følge

Figur 5.9. Netto alminnelig forbruk. GWh



Kilde: Norges og vassdrags- og energidirektorat.

NVE's månedlige elektrisitetsstatistikk. Det er 2,6 prosent høyere enn i forrige tolv måneders periode. Mens forbruket av elektrisk kraft i 2. halvår 2002 var 5,5 prosent høyere enn i 2. halvår 2001, var elektrisitetsforbruket 0,1 prosent lavere 1. halvår av 2003 sammenlignet med året før.

Den årlige veksten i elektrisitetsforbruket i alminnelig forsyning fra 1993-2001 har vært 1,4 prosent. Elektrisitetsforbruket i 1. halvår 2003 er imidlertid bare 0,1 prosent over det gjennomsnittlige forbruket i den perioden.

Nedenfor kommenteres den månedlige utviklingen i forbruket sammenlignet med samme måned året tidligere. Dette gjøres for å understreke de store variasjoner i forbruket mellom måneder, hvorav noe av forskjellen kan tilskrives den ekstreme prisutviklingen.

Mens elektrisitetsforbruket var forholdsvis høyt for årstiden i oktober og november i 2002, blant annet som følge av en tidlig og kald vinter, var elektrisitetsforbruket relativt lavt i alle månedene januar-april. I oktober 2002 var forbruket hele 18,5 prosent høyere enn i 2001 og 15,9 prosent høyere enn gjennomsnittet for denne måneden i perioden 1993-2001. I november 2002 var elektrisitetsforbruket 11,4 prosent høyere enn året før og 14,5 prosent høyere enn gjennomsnittet. Dette viser at det er store variasjoner i elektrisitetsforbruket som skyldes andre forhold enn prisutviklingen. Temperaturforhold og konjunkturforhold betyr også mye. Elektrisitetsforbruket påvirkes blant annet av aktiviteten i økonomien, størrelsen på det totale oppvarmede arealet i bygninger og innetemperaturen, antall elektriske apparater, klima og strømpriser.

Netto forbruk av elektrisk kraft i alminnelig forsyning var 8,8 TWh i desember 2002, og det er 4,4 prosent høyere enn året før. I slutten av desember 2002 steg kraftprisene til sluttbrukere betydelig. Dette har trolig hatt en viss betydning i forhold til forbruket av elektrisitet i de påfølgende månedene, både ved redusert energibruk og overgang til andre energibærere der det er slike muligheter.

I januar 2003 var netto forbruk av elektrisk kraft i alminnelig forsyning 8,4 TWh, tilsvarende en nedgang på 2 prosent fra januar 2002. Elektrisitetsforbruket var 7,3 TWh i februar, en økning på 0,4 prosent fra samme måned i 2002. At ikke elektrisitetsforbruket var lavere i februar må ses i sammenheng med at temperaturen var lavere i denne måneden sammenlignet med året før. Gjennomsnittstemperaturen i Norge i månedene oktober 2002-februar 2003 var lavere enn vanlig og lavere enn året før.

Elektrisitetsforbruket i mars og april i 2002 var også relativt lavt. Her var reduksjonen i elektrisitetsforbruket henholdsvis 3,5 og 3,4 prosent fra året før, og 4,1 og 2,6 prosent i forhold til gjennomsnittet for perioden 1993-2001 for disse månedene.

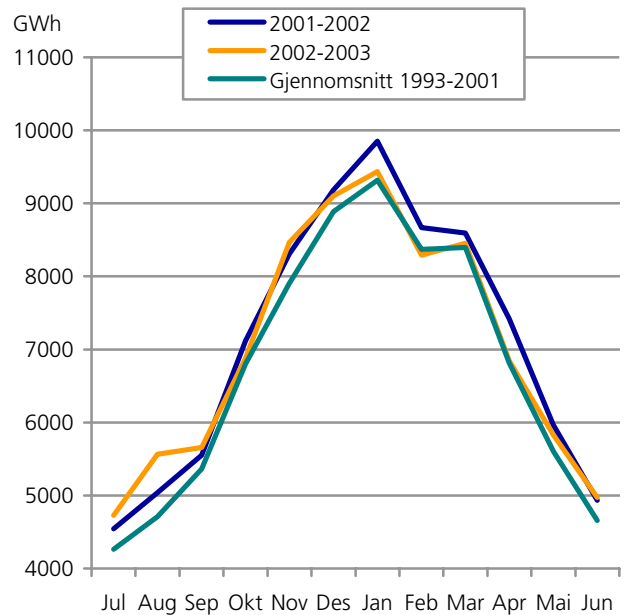
I mai og juni i 2003 var imidlertid ikke elektrisitetsforbruket i alminnelig forsyning lenger så lavt sammenlignet med tilsvarende måneder tidligere. Dette kan ha en sammenheng med at behovet for energi til oppvarming reduseres etter hvert som det blir varmere. Hvis man antar at det er lettere å substituere seg bort fra elektrisitet til oppvarmingsformål enn til andre formål kan dette være med å forklare at elektrisitetsforbruket i disse månedene ikke var spesielt lavt. I tillegg til dette har blant annet reduksjon i strømprisene betydning.

*Temperaturkorrigert forbruk*

For å ta hensyn til temperaturens betydning på elektrisitetsforbruket kan man temperaturkorrigere elektrisitetsforbruket. Dette vil ikke alltid gi et helt presist bilde av temperaturens betydning, men kan være til en viss hjelp for å se utviklingen i elektrisitetsforbruket uavhengig av om temperaturen er unormalt høy eller lav for årstiden.

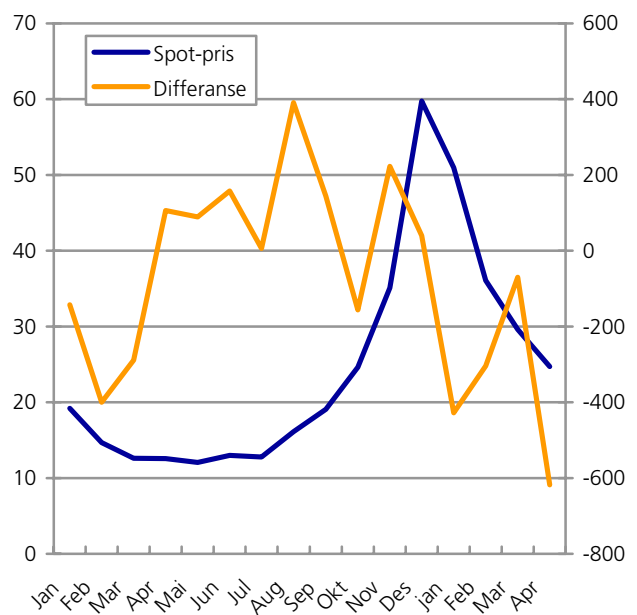
Bruttoforbruket av elektrisk kraft i alminnelig forsyning<sup>14</sup> var 83,1 TWh i perioden juli 2002-juni 2003. Det er en økning på 2,6 prosent fra året før. Temperaturkorrigert brutto elektrisitetsforbruk i alminnelig forsyning var imidlertid 1,1 prosent lavere siste år sammenlignet med året før. Figur 5.10 viser at det temperaturkorrigerede forbruket var lavere det siste året sammenlignet med året før i alle måneder i perioden desember - mai.

Figur 5.10. Brutto temperaturkorrigert alminnelig forbruk. GWh



Kilde: Norges vassdrags- og energidirektorat.

Figur 5.11. Spotpris og differanse i forbruk, januar 2002 - juni 2003. GWh (høyre akse) og øre/kWh (venstre akse)



I perioden januar-april i 2003 var temperaturkorrigert forbruk av elektrisk kraft i alminnelig forsyning 4,4 prosent lavere enn tilsvarende periode året før. Sammenlignet med gjennomsnittet for perioden 1993-2001 var temperaturkorrigert elektrisitetsforbruk bare 0,4 prosent høyere i 2003 for denne perioden.

Etter noen år med fallende strømpriser har økte strømpriser det siste året trolig bidratt til å dempe elektrisitetsforbruket. Sterk fokus rundt dette bidrar også til

<sup>14</sup> Her er elektrokjeler og pumpekraftforbruk inkludert.

bevisstgjøring av elektrisitetsforbruket som kan virke i samme retning.

Den gjennomsnittlige spotprisen ifra juli 2001 til og med juni 2001 var om lag 20 øre/kWh. Tilsvarende var den gjennomsnittlige prisen ett år senere om lag 28 øre/kWh. De siste 10 årene har den gjennomsnittlige veksten i temperaturkorrigert forbruk i denne sektoren de siste 8 årene vært 1,2 prosent per år. Hvis dette også gjelder for perioden 2001 til 2003 skulle det temperaturkorrigerte forbruket fra sommeren 2002 til sommeren 2003 ha vært 86,2 TWh mot faktisk 84,2 TWh. La oss anta at dette skyldes prisstigningen dette året. En gjennomsnittlig prisstigning på 42 prosent og en reduksjon i forbruket på 2,3 prosent skulle tilsi en elastisitet i denne sektoren på 0,053. En mer formell estimering av denne elastisiteten er gjort nedenfor.

Figur 5.11 viser utviklingen i spotpriser fra januar 2002 til April 2003 sammenlignet med forskjellen i forbruk i inneværende års måned i forhold til fjorårets samme måned. Vi ser at forbruket igjennom første halvår 2002 var lavere enn i første halvår 2001, men at dette tok seg opp gjennom sommeren. På dette tidspunktet var spotprisen fortsatt lav. Spotprisen begynte å stige kraftig utover høsten i fjor. Da falt samtidig forbruket. Selv om spotprisen falt allerede tidlig i januar falt forbruket fortsatt. Dette tok seg opp igjen utover ettervinteren for så å falle tilbake igjen utover våren, selv om spotprisen da hadde falt betydelig. Det er selvsagt mange forhold som spiller inn når en ser på slike differanser, som for eksempel temperatur og konjunkturforhold de vel 2 årene figuren omfatter. Forskjeller i spotprisutvikling og kjøperprisutvikling, som er preget av sammensetningen av kontrakter, er også viktig.

## 5.2. Engrosmarkedet

På Nord Pool noteres omsatt mengde og markedspriser for elektrisitet for hver time som omtalt foran. Total etterspørsel og totalt tilbud aggregeres og en tilbuds- og etterspørselskurve for markedet som helhet danner en likevekt med klareringspris. Nedenfor er vi opptatt av hva som skjedde i dette engrosmarkedet når prisene endret seg i vinter.

I utgangspunktet skulle en tro at det var trivielt å benytte det datamaterialet over priser og mengder som ligger på Nord-pool til å avsløre etterspørernes preferanser. Etter å ha avslørt disse kunne en beregne hvor mye prisendringen i vinter faktisk slo ut i redusert forbruk. En enkel estimering av en kvantums- prismodell med utgangspunkt i dette datamaterialet vil imidlertid kun avspeile den dominerende kvantums- prisbevegelsen som er bestemt av helt andre forhold enn pris. Den dominerende bevegelsen i kraftmarkedet er at høy pris sammenfaller med høy produksjon og etterspørsel, altså tilsynelatende det motsatte av hva en skulle forvente av sammenheng mellom pris og

mengde på etterspørselssiden. I elektrisitetsmarkedet er det slik at stigende grensekostnader i produksjon gjør at høy likevektspris sammenfaller med stor etterspurt mengde. En for enkel modell for å forklare etterspørselens avhengighet av pris vil da gi gale fortegn og størrelsesorden på priselastisitetene. Derfor bør en estimere hele den simultane tilbuds- og etterspørselsmodellen for å få tak på de underliggende priselastisitetene. I Bye, Brevikås og Hansen (2003) gjøres dette. Der etableres en modell der de dominerende drivkrefter for energibruken inkluderes, slik at effekten av prisene (priselastisitetene) kan isoleres.

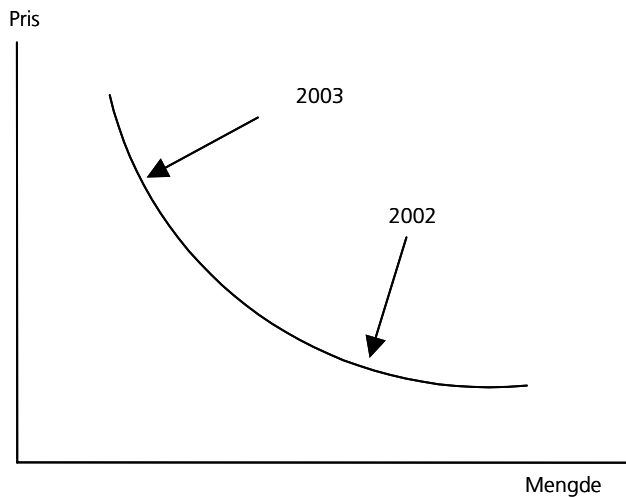
Det er mange faktorer som driver elektrisitetsforbruket, som for eksempel økonomisk aktivitet og temperaturforhold. Det finnes ingen økonomiske indikatorer med så fin oppløsning i datamaterialet som kan forklare utviklingen i elektrisitetsforbruk fra time til time. Dessuten er det en del andre fundamentale forhold som er avgjørende for variasjonen i elektrisitetsforbruk over døgnet. For eksempel sover mennesker vanligvis om natten. De har da mindre energibruk enn om dagen. I andre perioder på dagen benytter en varmt vann i store mengder (lager mat, dusjer, vasker klær etc). Det er kun en del av forbruket som er stabilt over så korte tidsperioder som timer. Samtidig er det viktig å utnytte den detaljerte timeoppdelingen i etterspurt mengde og pris som Nordpool dataene tillater. Et stort datamateriale gir bedre muligheter til å avsløre fundamentale egenskaper enn et lite datamateriale. I en modellanalyse kan en da lage instrumentvariable som kan være høyt korrelert med forbruksvariasjonene (endogene) og mindre korrelert med prisvariasjonene (eksogene). I Bye, Brevikås og Hansen (2003) benyttes en slik instrumentvariabel. Dette er et alternativ til Johnsen og Lindh (2001), som benyttet ett sett av dummyvariable for å få til samme effekten. Forklaringskraften i Bye et al op cit er høyere enn i Johnsen og Lindh op cit.

Bye et al. konstruerte en instrumentvariabel som tar opp i seg de fundamentale døgn- og sesongvariasjoner i datamaterialet. Alle klokken 9-timer, klokken 10-timer etc ble summert over en sesong (måned og kvartal), og gjennomsnittlig forbruk i disse timene ble beregnet. Disse gjennomsnittene danner da en vektor som benyttes for å forklare døgnprofilen i sesongen. Siden gjennomsnittene varierer fra sesong til sesong får en også en variasjon i denne instrumentvariabelen over sesong.

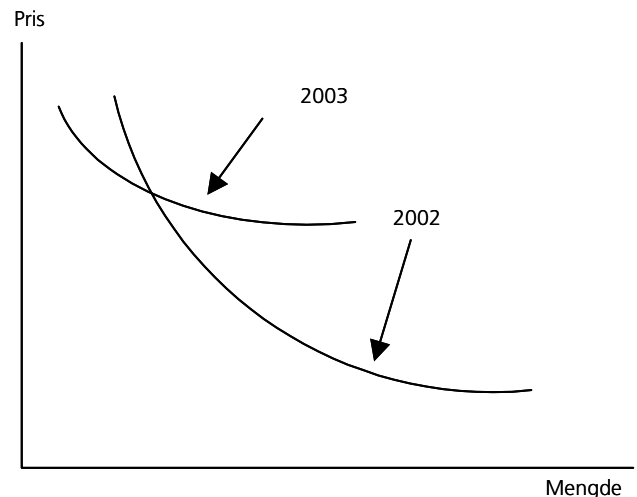
Etterspørselsblokken av modellen er gitt ved etterspørselen  $D_t$  som en funksjon av prisen  $p_t$  og profilvariabelen  $X_t$ , en prisvektor av substitutter  $p_p$ , og av temperaturen  $T$ .

$$D_t = \alpha + \beta p_t + \delta p_p + \omega T + \sigma X_t + \varepsilon_t$$

Figur 5.12. Konstant elastisitet



Figur 5.13. Iftende elastisiteter



Siden prisen i markedet er en endogen størrelse, trengs også en tilbudside der tilbudt mengde  $S_t$  er en funksjon av prisen og av en vektor av magasinvariable. Magasinvariabelen sier noe om at en ved høye magasinutfyllinger vil tilby mer kraft til samme pris enn ved lave magasinutfyllinger. Denne fungerer samtidig som en variabel for å fange opp forventninger om framtidige prisendringer ved fastsettelse av dagens pris.

$$S_t = \alpha + \gamma p_t + \rho Z_t + \xi_t$$

Det er nå vanlig å anta at etterspørselen etter elektrisitet ikke er lineær men gjerne loglineær – med konstant elastisitet. Dette betyr at en ved store mengder forbruk av elektrisitet vil bytte ut større mengder elektrisitet mot alternative energikilder når prisen øker enn ved tilsvarende små forbruk av elektrisitet. Den deriverte langs etterspørselskurven avtar mens elastisiteten (den prosentvise endringen) er konstant, se figur 5.12

For eksempel kan en tenke seg at hvis en bruker bare elektrisitet til oppvarming så kan en i utgangspunktet lett bytte dette mot ved eller olje. Hvis en bruker elektrisitet til tekniske formål vil det være vanskelig å endre forbruket ved økende priser. Kombinasjoner med bruk av elektrisitet til både varme og tekniske formål ligger imellom disse tilfellene. Ved lave priser på elektrisitet skulle en da forvente at en brukte mye elektrisitet og at det var lett å skifte til alternativer (høy derivert). Ved høye priser på elektrisitet kunne en forvente at alternativene var nærmest uttømte og at det var vanskelig å skifte ut mer av elektrisiteten med alternativer (lav derivert). I 2003 hadde en i lange perioder høye priser hvor den deriverte, altså volumeffekten, skulle forventes å være lav.

På den annen side vil høye elektrisitetspriser øke fokus mot de substitusjonsmuligheter som finnes, og eller utløse, selv på kort sikt, noen investeringer som kan bidra til overgang fra elektrisitet til alternativene. Det kan også finnes terskelverdier for prisene der det blir lønnsomt med alternativer. Tilbakesalg fra kraftintensiv industri kan være et eksempel på dette, se foran. Endelig vil sterkt økende elektrisitetspriser ha relativt store budsjetteffekter som vil bidra til ekstra spareadferd. Dette betyr at "isokvanten" skifter, se figur 5.13, slik at elastisiteten i et år med høye priser framstår som større enn i et år med lave priser. I Bye et al. (2003) har en nettopp sjekket denne muligheten.

Tabell 5.4 viser at forklaringskraften til modellen er svært god. Om lag 98-99 prosent av variasjonen i datamaterialet, som her er svært stort (nærmere 20000 datapunkter), forklares av modellen. Den estimerte priselastisiteten for 2002 var 4,1 prosent. Dette er noe mindre enn i Johnsen og Lindh (2001). Også de andre forklaringsvariablene, bortsett fra oljeprisen, er klart signifikante. Det estimeres en svak sammenheng mellom prisen på andre energibærere og elektrisitetsforbruket, men den er ikke signifikant.

Den estimerte priselastisiteten for elektrisitet i 2003 var i følge modellen 5,5 prosent, altså større enn i 2002. Det tyder på at den typen effekter som vi pekte på ovenfor gjorde seg gjeldene i 2003. Økt oppmerksomhet omkring de høye prisene økte bevisstheten omkring sparing av elektrisitet enten direkte eller gjennom overgang til alternativer, direkte adferdsendringer som ga mindre energibruk eller ved mindre investeringer som reduserte etterspørselen etter elektrisitet.

Tabell 5.4. En modell for engrosmarkedet. 2002 og 2003

2002			2003		
Variabel	Koeffisient	t-statistikk	Variabel	Koeffisient	t-statistikk
$\alpha$	2,490	7,74(0,00)	$\alpha$	2,248	4,33(0,00)
$\beta$	-0,041	-5,82(0,00)	$\beta$	-0,055	-2,58(0,01)
$\delta$	0,027	1,12(0,226)	$\delta$	0,014	0,36(0,78)
$\omega$	-0,254	-10,1	$\omega$	-0,258	-5,69(0,00)
$\sigma$	0,841	39,8	$\sigma$	0,886	18,9(0,00)
R2 = 0,99			R2 = 0,98		
F = 2621			F = 788		
DW = 1,09			DW = 0,96		

### 5.3. Andre energiformer

#### 5.3.1. Salg av fyringsparafin og lette fyringsoljer

Fyringsparafin og lette fyringsoljer kan brukes som substitutt for elektrisitet til oppvarming. Det er derfor interessant å se på utviklingen her det siste året i lys av utviklingen i elektrisitetsforbruket og energiprisene. Problemet med oljetallene er at det bare eksisterer salgstall, ikke forbrukstall. Statistikken for salg av petroleumprodukter tar ikke hensyn til eventuelle lagerendringer, som i perioder til en viss grad kan gi avvik mellom salg og forbruk. Det er derfor vanskelig å sammenligne tallene måned for måned. Sammenligning over fyringssesong er det ideelle, men selv da kan det være en betydelig lageroppbygging/nedbygging fra periode til periode.

I perioden juli 2002-juni 2003 økte salget av fyringsparafin med vel 18 prosent sammenlignet med samme periode året før, mens salget av lette fyringsoljer økte med hele 53 prosent. Økningen har vært størst det siste halve året med en økning på over 32 prosent for fyringsparafin og 70 prosent for lette fyringsoljer.

Både salg av lette fyringsoljer og fyringsparafin, samt elektrisitetsforbruk i alminnelig forsyning var lavere i juli og august 2002 sammenlignet med tilsvarende måneder året før. I oktober ble det imidlertid kaldere enn normalt, og salg av lette fyringsoljer, fyringsparafin og elektrisitetsforbruk økte kraftig. Med unntak av fyringsparafin fortsatte dette også i november 2002. I desember var tolv månedersveksten mindre for elektrisitet, mens salg av lette fyringsoljer økte med vel 87 prosent sammenlignet med desember 2001. Salg av fyringsparafin økte med om lag 42 prosent i samme periode. Det skyldes hovedsakelig høye elektrisitetspriser, jf. omtalen av blant annet kjelmarkedet foran.

I de påfølgende månedene var elektrisitetsforbruket relativt lavt, mens salg av lette fyringsoljer og fyringsparafin var betydelig høyere enn året før. Salg av lette fyringsoljer hadde klart størst økning av disse to petroleumproduktene. I siste tolv månedersperiode sto salg av lette fyringsoljer for 83 prosent og salg av fyringsparafin for 17 prosent av disse to energibærerne. Salget var i denne perioden henholdsvis 923 og 185 millioner liter.

Det er usikkert i hvilken grad forbruket av fyringsolje og fyringsparafin har utviklet seg slik som salget av disse energivarene det siste året, da vi ikke har statistikk for lagerendringer hos sluttbrukerne. Lagrene av fyringsparafin og gassoljer (som blant annet inkluderer fyringsolje) i raffineriene er imidlertid redusert med til sammen 44 prosent fra juli 2002 til juni 2003. Høye elektrisitetspriser og en relativt kald vinter trekker i retning av reduserte lagre av fyringsolje og fyringsparafin hos forbrukerne, og dermed høyere forbruk enn det salgstallene indikerer, mens økt salg av disse petroleumproduktene det siste året trekker i motsatt retning.

Mens det totale salget av alle petroleumprodukter i Norge økte med 3,9 prosent i siste tolv månedersperiode viser salg av petroleumprodukter fordelt etter kjøpergrupper at salg til boliger, forretningsbygg, kontorer, mv. økte med om lag 17 prosent. Her er alle petroleumprodukter inkludert. Salg til offentlig virksomhet økte med 51 prosent, mens salg til industri mv. økte med nesten 8 prosent i denne perioden. Salg til transport, som utgjør en stor del av det totale salget av petroleumprodukter, ble redusert med 2 prosent. Dette bidro til at økningen i det totale salget av petroleumprodukter ikke ble større enn om lag 4 prosent.



**Tabell 5.5. Salg av petroleumprodukter<sup>1</sup>, etter produkt. Million liter. Foreløpige tall**

	Juni		Året akkumulert		Tolvmånedersperioder	
	2003	Endring i prosent	2003	Endring i prosent	Juli 2002-Juni 2003	Endring i prosent
<b>Totalt salg</b>	<b>815</b>	<b>7,2</b>	<b>4649</b>	<b>7,1</b>	<b>9487</b>	<b>3,9</b>
Bilbensin	201	2,4	1080	-1	2243	-0,9
Autodiesel	184	8,1	1020	4,5	2102	3,8
Av dette avgiftspliktig	132	6	732	5,4	1499	5,1
Jetdrivstoff	63	5,6	332	3,6	779	7,8
Marine gassoljer	162	7,1	874	-5,3	1830	-5,4
Av dette bunkers	36	-15,6	177	-29,6	419	-19,9
Fyringsparafin	15	32,7	97	32,5	185	18,4
Lette fyringsoljer	54	52,2	549	70,4	923	53
Tung fyringsolje	46	22	286	19,8	524	-8,7
Av dette bunkers	23	-12,2	126	-7,7	267	-21,6
Smøremiddel	7	-5,8	43	-3,8	85	-3,7
Andre petroleumprodukter <sup>2</sup>	82	-9,2	368	4,6	816	6,6

<sup>1</sup> Omfatter også bunkers, det vil si leveranser fra norske havner til skip i utenriksfart uansett skipenes nasjonalitet.

<sup>2</sup> Omfatter LPG, LNG, flybensin, tungdestillat, vegolje og asfalt (bitumen).

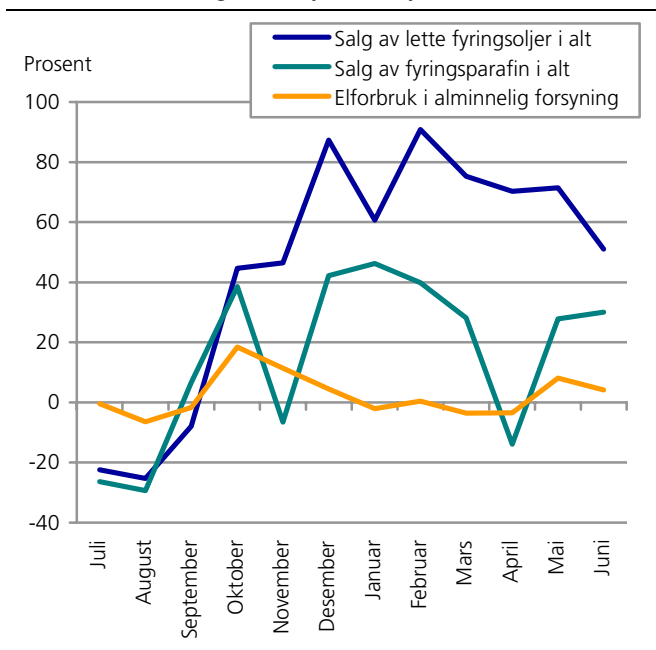
**Tabell 5.6. Salg av petroleumprodukter<sup>1</sup> etter kjøpergruppe. Millioner liter. Foreløpige tall**

	Juni		Året akkumulert		Tolvmånedersperioder	
	2003	Endring i prosent	2003	Endring i prosent	Juli 2002-Juni 2003	Endring i prosent
<b>Totalt salg</b>	<b>815</b>	<b>7,2</b>	<b>4649</b>	<b>7,1</b>	<b>9487</b>	<b>3,9</b>
Jordbruk og skogbruk	7	9	47	17,2	96	6,8
Fiske og fangst	58	26	327	15,8	638	14,9
Industri, bergverk, kraftforsyning, olje og gass	97	13,2	696	18,7	1339	7,8
Bygg og anlegg	40	-3,1	140	7,7	322	1,7
Boliger, forretningsbygg, kontorer mv.	53	24,3	379	27,5	704	16,6
Transport	492	3,9	2621	-1,1	5422	-2,1
Av dette bunkers	59	-14,3	307	-21,9	695	-20,5
Offentlig virksomhet	5	-20,6	103	71,3	184	51,1
Annet salg <sup>2</sup>	63	8,2	335	13,9	783	17,3

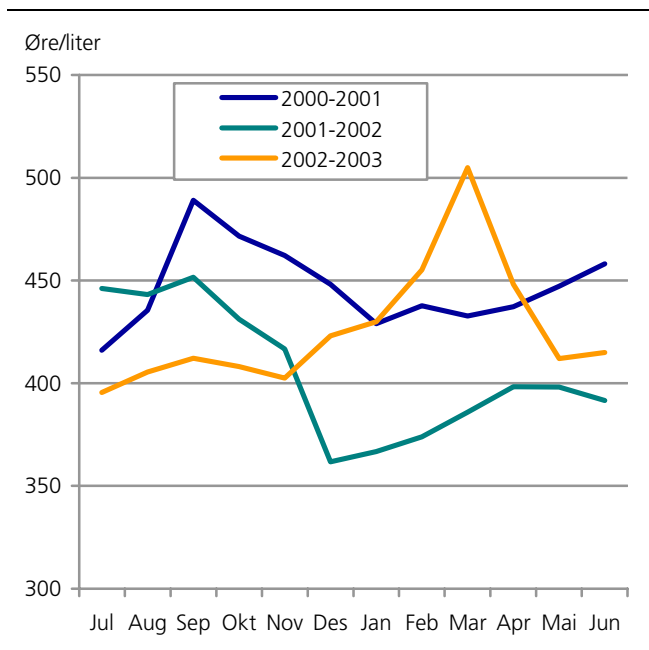
<sup>1</sup> Omfatter også bunkers, det vil si leveranser fra norske havner til skip i utenriksfart uansett skipenes nasjonalitet.

<sup>2</sup> Omfatter oljeselskapenes forbruk, leveranser til Forsvaret, uspesifisert salg, direkte import til industrien m.m.

**Figur 5.14. Prosentvis endring i perioden juli 2002 - juni 2003 sammenlignet med juli 2001 - juni 2002**



**Figur 5.15. Listepreiser for lett fyringsolje til forbruker i 0-sone, øre/liter. Eks. mva.**

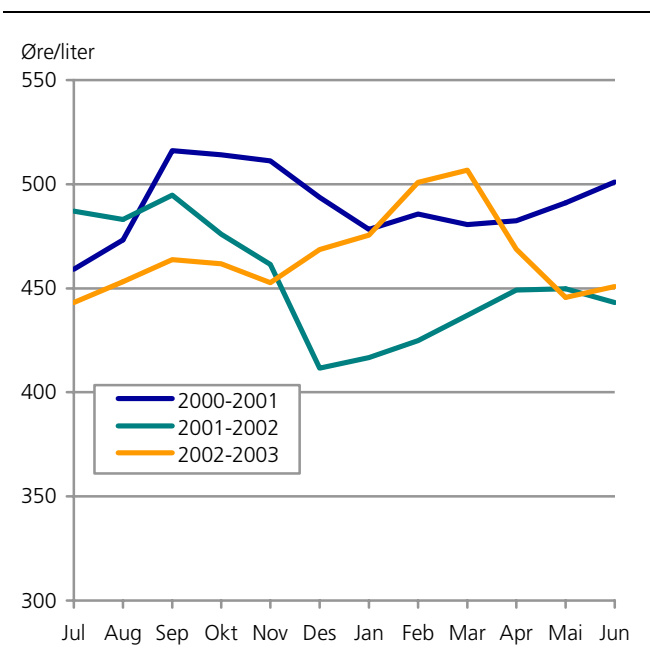


Kilde: Norsk Petroleumsinstitutt.

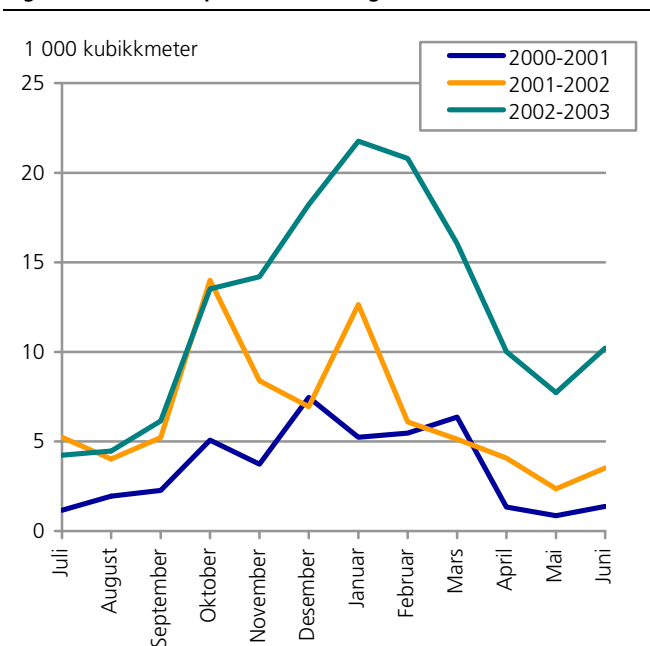
### 5.3.2. Listepriiser for fyringsparafin og lette fyringsoljer

Figur 5.15 og 5.16 viser listepriiser for lett fyringsolje og fyringspriser. Vi ser her at med unntak av i mars 2003 var ikke disse prisene høyere enn det som har vært vanlig de siste årene. Det ser altså ut til at prisen på olje er tilnærmet uberørt av det norske salget av raffineriprodukter. Dette betyr at det er en klar alternativpris for raffineriprodukter og at det er tilstrekkelig konkurranse om levering i markedet. Prisene på strøm økte som beskrevet foran betydelig i løpet av vinteren. Dette gir incentiver til å bytte fra elektrisitet til disse petroleumsproduktene og er med på å forklare det økte salget av disse petroleumsproduktene i denne perioden.

Figur 5.16. Listepriiser for fyringsparafin til forbruker i 0-sone, øre/liter. Eks. mva.



Figur 5.17. Netto import av ved. Mengde i 1 000 m<sup>3</sup>



Tabell 5.7. Import av ved i januar 2003. Landsfordelt

Opprinnelsesland	Mengde m <sup>3</sup>	Verdi Kroner
I alt	21 870	13 029 911
Danmark	195	130 756
Estland	12 302	7 663 324
Finland	2 312	1 004 909
Latvia	1 347	762 864
Litauen	1 954	1 195 055
Nederland	90	261 220
Polen	1 372	888 538
Russland	34	22 402
Sverige	2 264	1 100 843

### 5.3.3. Import av ved

I mangel av gode aktuelle tall for vedforbruk det siste året ser vi her på utviklingen i import av ved. Om denne øker, kan det gi en viss indikasjon på at vedforbruket sist vinter også har økt. Gjennom en vinterperiode kan en ikke øke omfanget av innenlandsk salg av ved kraftig, da det tar tid å skaffe tilveie tørket ved. Selv om salget av ved kan øke kraftig en måned, kan dette ikke opprettholdes over mange måneder da det totale lageret av ved er gitt på ett års sikt. Da kan import av ved gi en ekstra økning i vedforbruket og gi en god indikasjon på hvordan dette utvikler seg.

Netto import av ved, dvs. import minus eksport, har i perioden fra november 2002-juni 2003 vært betydelig høyere sammenlignet med tilsvarende periode i de to foregående årene. Importen av ved var høyest i januar 2003, da det ble det importert nær 22 tusen m<sup>3</sup>. Det er en betydelig økning fra januar 2002, da det ble importert vel 12,5 tusen m<sup>3</sup> ved. Det er nærliggende å se økt import i sammenheng med økte strømpriser og en forholdsvis kald vinter.

Importen av ved vinteren 2002-2003 var klart størst fra Estland. I januar utgjorde importen fra herfra over halvparten av den totale importen av ved til Norge.

### 5.3.4. Energiforbruk i alt

I mangel av statistikk for totalt energiforbruk i perioden juli 2002-juni 2003 ser vi her på energiforbruket i 2002. Tabell 5.8 viser at netto innenlands sluttforbruk i 2002 var 789 petajoule, tilsvarende 219 TWh, en nedgang på 2,9 prosent fra 2001. Elektrisitet utgjorde i 2002 nesten halvparten av det totale energiforbruket, mens petroleumsprodukter utgjorde om lag 35 prosent. Forbruket av ved og avlut<sup>15</sup> var 54 petajoule. Av dette var om lag en fjerdedel avlut brukt i industrien. Fyringsolje og fyringsparafin er primært de to petroleumsproduktene som kan brukes til oppvarming. Forbruket av fyringsolje var 25 petajoule, mens forbruket av fyringsparafin var 6 petajoule. Dette utgjorde henholdsvis 3,1 og 0,7 prosent av det totale energiforbruket i 2002. Forbruket av fjernvarme var 7 petajoule.

<sup>15</sup> Avfall er i utgangspunktet et avfallsprodukt fra treforedlingsindustrien som samles opp fra vannutslippet, tørkes og kan brukes i forbrenningsprosesser.

**Tabell 5.8. Totalt energiforbruk i Norge. 2002. Foreløpige tall. Petajoule**

	Total	Kull	Koks	Ved og avlut	Petroleumsprodukter			Naturgass og annen gass	Elektri- sitet	Fjern- varme
					I alt <sup>1</sup>	Fyrings- olje <sup>2</sup>	Fyrings- parafin <sup>2</sup>			
<b>Netto innenlands sluttforbruk</b>	<b>789</b>	<b>20</b>	<b>25</b>	<b>54</b>	<b>275</b>	<b>25</b>	<b>6</b>	<b>18</b>	<b>389</b>	<b>7</b>
Industri og bergverk	286	20	25	30	31	8	0	18	162	1
Kraftintensiv industri	169	13	19	1	8	2	0	17	111	0
Treforedling	51	-	-	22	6	0	0	-	23	-
Bergverk og annen industri	67	7	6	7	17	6	0	0	29	0
Transport	195	-	-	-	193	-	-	-	2	-
Tjenesteyting, husholdn. mv.	307	0	0	24	52	17	6	0	225	6

<sup>1</sup> Denne kolonnen inkluderer alle petroleumsprodukter, ikke bare fyringsolje og fyringsparafin.

<sup>2</sup> Disse foreløpige tallene er forholdsvis usikre.

## 6. Investeringer

I følge investeringsstatistikken for 3. kvartal 2003 for industri, bergverksdrift og kraftforsyning anslås samlede investeringer i kraftforsyningen i 2003 å utgjøre om lag 6,5 milliarder kroner, målt i løpende verdi<sup>16</sup>. Dette er en betydelig oppgang fra fjoråret, og man må helt tilbake til slutten av 1980-årene for å registrere høyere investeringsvilje innenfor denne næringen. Investeringsanslagene for kraftforsyning for 2003 fordeler seg på 3,4 milliarder kroner til maskiner og 3 milliarder kroner til bygg og anlegg.

2004-anslagene for investeringer innen kraftforsyning er 17 prosent over tilsvarende tall gitt for 2003. Her er det ventet uendret nivå for investeringer i bygg og anlegg, mens det er ventet en økning på hele 32 prosent for maskiner.

**Tabell 6.1. Antatte og utførte investeringer pr. kvartal i kraftforsyning. 2003. Mill. kr. og endring i prosent**

Næring	I alt	Utført Investering		Antatt Investering		Endring i prosent	
		1. kvartal	2. kvartal	3. kvartal	4. kvartal	Fra 3.kv. 2002 til 3.kv. 2003	Fra 2.kv. 2003 til 3.kv. 2003
<b>Kraftforsyning</b>	<b>6 524</b>	<b>957</b>	<b>1 512</b>	<b>1 955</b>	<b>2 100</b>	<b>50</b>	<b>1</b>
Maskiner	3 413	476	814	980	1 143	40	3
Bygg og anlegg	2 995	450	665	947	933	61	-1

**Tasbell 6.2. Antatte investeringer i kraftforsyning. Mill. kr og endring i prosent**

Næring	Antatte investeringer			Endring i prosent	
	2003 regist- rert i 3. kv. 2002	2004 regist- rert i 2. kv. 2003	2004 regist- rert i 3. kv. 2003	Fra 2004 reg. 2.kv. 2003 til 2004 reg. 3.kv. 2003	Fra 2003 reg. 3.kv. 2002 til 2004 reg. 3.kv. 2003
<b>Kraftforsyning</b>	<b>4 356</b>	<b>4 945</b>	<b>5 117</b>	<b>3</b>	<b>17</b>
Maskiner	2 431	3 102	3 201	3	32
Bygg og anlegg	1 858	1 775	1 851	4	0

<sup>16</sup> Internettadresse: <http://www.ssb.no/kis/>

**Tabell 6.3 Antatte og utførte investeringer. Kraftforsyning. Mill.kr og i prosent av faktiske investeringer**

Investeringsåret	Antatte og utførte investeringer ifølge undersøkelsen i							Utførte investeringer februar året etter investeringsåret
	mai året før investeringsåret	august året før investeringsåret	november året før investeringsåret	februar i investeringsåret	mai i investeringsåret	august i investeringsåret	november investeringsåret	
	Mill. kr							
1988	6 447	6 383	7 110	7 887	8 081	8 135	7 911	7 907
1989	6 703	6 616	6 693	7 072	7 120	6 997	6 632	6 030
1990	5 413	5 338	5 582	5 872	5 572	5 592	5 199	4 655
1991	4 179	4 963	5 237	5 580	5 433	5 341	5 060	4 735
1992	4 667	4 656	5 652	5 439	5 284	5 276	5 028	5 009
1993	3 947	4 186	4 523	4 726	4 796	4 747	5 149	4 897
1994	2 990	3 019	3 670	4 097	4 278	4 335	4 158	4 057
1995	3 009	3 134	3 961	4 726	4 767	4 932	4 525	4 284
1996	2 521	2 719	3 315	4 078	4 371	4 354	4 175	3 954
1997	2 593	2 754	3 224	3 722	4 143	4 281	4 162	3 876
1998	3 204	4 559	4 324	5 579	4 684	5 022	4 814	4 191
1999	4 679	5 048	4 318	4 914	4 824	4 581	4 324	4 213
2000	3 988	3 265	3 264	4 480	4 291	4 385	4 108	3 754
2001	3 134	3 266	3 901	4 811	4 975	4 753	4 301	4 327
2002	4 492	4 450	5 763	5 190	5 359	5 105	5 163	5 227
2003	4 216	4 356	5 217	6 350	6 443	6 524		
2004	4 945	5 117						
	Prosent							
1988	82	81	90	100	102	103	100	100
1989	111	110	111	117	118	116	110	100
1990	116	115	120	126	120	120	112	100
1991	88	105	111	118	115	113	107	100
1992	93	93	113	109	105	105	100	100
1993	81	85	92	96	98	97	105	100
1994	74	74	90	101	105	107	102	100
1995	70	73	92	110	111	115	106	100
1996	64	69	84	103	111	110	106	100
1997	67	71	83	96	107	110	107	100
1998	76	109	103	133	112	120	115	100
1999	111	120	102	117	115	109	103	100
2000	106	87	87	119	114	117	109	100
2001	72	75	90	111	115	110	99	100
2002	86	85	110	99	103	98	99	100

## 7. Oppsummering og konklusjoner

Årene 2002 og 2003 vil foreløpig gå inn i historien som historiske år i norsk kraftforsyning. I motsetning til hva mange synes å tro var imidlertid ikke hele året 2002 et nedbørmessig svakt år. Det spesielle med dette året var at det var ekstremt lave tilsig til de norske kraftmagasinene gjennom noen få uker på høsten i 2002. Resten av året var det normalt eller våtere enn normalt. Samlet for året under ett var tilsiget til magasinene kun 6 prosent under det normale.

På grunn av en relativt kort ekstremt nedbørfattig periode var det ikke enkelt for produsentene å tilpasse produksjonen. Vannkraftprodusentene forsøker å optimalisere verdien av vannet over året. Dette sammenfaller med den samfunnsøkonomisk beste forvaltningen av vannet over året, gitt at det ikke eksisterer markedsimperfeksjoner. Vanskeligheten består i å optimalisere vanddisponeringen når det er stor usikkerhet omkring tilsigsforholdene, og når disse faktisk avviker sterkt fra en normalsituasjon. Mange synes å mene at en bør ha en statlig regulering av produsentenes vannmagasiner for at en skal kunne være sikrere på at en har vann til å produsere nok strøm til den kalde vinterperioden i Norge. En slik regulering av vannstanden vil være svært vanskelig å time, dimensjonere og se virkningen av. Faren for store tap ved overflom er noe de fleste undervurderer.

På sommeren og tidlig på høsten 2002 var magasin-fyllingen langt over det normale for deretter å falle til langt under det normale i løpet av få uker. Dette bidro til at prisen i markedet steg kraftig. Dette ga igjen signaler til produsentene om at det var svært lønnsomt å produsere, noe de også gjorde. Hvis produsentene i denne situasjonen hadde holdt tilbake vann, kunne det være fare for overflom hvis nedbøren deretter ble normal. Dessuten ville ytterligere tilbakeholding av vann medføre at prisen steg kraftigere enn den faktisk gjorde høsten 2002. Dette ville bli delvis motvirket av lavere priser på vinteren. Gitt usikkerheten de sto overfor må en kunne konkludere med at kraftprodusentene håndterte denne situasjonen rimelig bra.

De norske vannkraftprodusentene utnyttet i perioden høsten 2002 til våren 2003 samspillet mellom et vannkraftsystem og de omkringliggende termiske systemene på en god måte. Sommeren og høsten 2002 var det stor eksport av kraft fra Norge til de andre nordiske landene. Dette ble fullt ut motsvart av import fra de samme landene i vårperioden 2003. Import og eksport av kraft er bestemt av de til enhver tid gjeldende markedsforholdene i de ulike landene. Produsentene eksporterer ikke – de produserer til gitte priser. Eksport/import følger da av de til enhver tid gjeldende etterspørsels- og produksjonsforhold.

Siden nedbørsvikten vedvarte utover høsten medførte dette en kraftig stigning i elektrisitetsprisene. Dette skapte etter hvert problemer for mange forbrukere. Prisen på ulike kontraktstyper steg, det ble vanskeligere for forbrukerne å danne seg forventninger om hvilke kontrakter som var de beste, og det var antakelig mangelfull/sviktende informasjon hvilke kontrakter som til enhver tid var lønnsomme som skapte ytterligere problemer.

Prisene som dannes i markeder med lite tilgang på kraft fungerer som rasjoneringspriser. Priselastisiteten i de ulike markedssegmentene i den norske etterspørselen er små på kort sikt. Dermed må prisene settes svært høyt for å oppnå den rasjonering som må til for å klarere vannbalansen til enhver tid. Dette skapte noen fordelingseffekter som kan oppfattes som uakseptable. Det er imidlertid neppe hensiktsmessig å regulere elektrisitetsmarkedet for å unngå dette, men kanskje bruke andre virkemidler for å motvirke fordelings-effektene.

Samlet ble det temperaturkorrigerede forbruket av elektrisitet i det norske markedet redusert med rundt 6 TWh i perioden september 2002-april 2003 sammenlignet med samme periode ett år tidligere. En del av dette, spesielt i den kraftintensive industrien, var reduksjoner som uansett ville kommet som følge av konjunkturforholdene i disse bransjene.

Forbruket av andre energibærere, som olje og ved, økte kraftig vinteren 2002-2003, som et svar på de høye elektrisitetsprisene.

Sannsynligheten for at den utviklingen i nedbøren som vi fikk høsten 2002 skulle kunne komme var om lag 0,5 prosent. Dette tatt i betraktning må en kunne konkludere med at det deregulerte kraftmarkedet klarte den utfordring det ble stilt overfor høsten og vinteren 2002-2003 på en bemerkelsesverdig god måte.

# Referanser

Bye, Torstein, Petter Vegard Hansen og Stein Erik Breivikås (2003): Price responses in electricity markets when prices explodes. Forthcoming Discussion Paper, Statistics Norway.

Bye, Torstein og Jan Larsson (2002): Lønnsomhet ved tilbakesalg av kraft fra kraftintensiv industri i et anstrengt kraftmarked? *Økonomisk Forum*, 1 Januar/Februar 2003, Samfunnsøkonomenes Forening, Oslo

Bye, Torstein, Petter Vegard Hansen og Finn Roar Aune (2003): *Utviklingen i energimarkedet i Norden 2002-2003*. Kommer som Rapporter , Statistisk sentralbyrå.

Eika, Torbjørn og Jørn Arne Jørgensen (2003): Makroøkonomiske virkninger av høye strøpriser i 2003. En analyse med den makroøkonometriske modellen KVARTS. Notater 2003/62 Statistisk sentralbyrå.

Johnsen og Lindh (2000): Økende knapphet i kraftmarkedet: Vil prisoppgang påvirke forbruket?. *Økonomiske Analyser* nr 6/2001, Statistisk sentralbyrå.

Mathisen Lars, Jostein Skaar og Lars Sørgaard (2002): Temporære flaskehals i kraftforsyningen - et argument mot oppkjøp? *Økonomisk Forum*, 5, 4-6

SSB (2003): *Økonomisk Utsyn* nr 1/2003, Statistisk sentralbyrå

von der Fehr, Nils-Henrik M. og Tor Arnt Johnsen (2002): Markedsmakt og flaskehals i kraftforsyningen. *Økonomisk Forum*, 4 og 6, 2002, Samfunnsøkonomenes Forening, Oslo



**Tidligere utgitt på emneområdet***Previously issued on the subject***Norges offisielle statistikk (NOS)**

C703: Energistatistikk 2000

C691: Elektrisitetsstatistikk 1999

**Rapporter (RAPP)**

- 2003/21: Utviklingen i energimarkedet i Norden i 2002-2003
- 2003/11: Fremskrivninger for kraftmarkedet til 2020. Virkninger av utenlandskabler og fremskyndet gasskraftutbygging
- 2003/3: Dagens skattesystem i kraftsektoren - finnes det bedre alternativer?
- 2001/31: Regional og nasjonal utvikling i elektrisitetsforbruket til 2010
- 2000/26: The Norwegian Electricity Market. Is There Enough Generation Capacity Today and Will There Be Sufficient Capacity in Coming Years?

**Sosiale og økonomiske studier (SØS)**

- 102: Et effektivt kraftmarked – konsekvenser for kraftkrevende næringer og regioner

**Økonomiske analyser (ØA)**

- 1/2003: Finn Roar Aune og Tor Arnt Johnsen: Kraftmarkedet med nye rekorder.
- 6/2002: Finn Roar Aune og Torstein Bye: Kraftkrise i Norge?
- 6/2002: Tor Arnt Johnsen og Cecilie Lindh: Økende knapphet i kraftmarkedet: Vil prisoppgang påvirke forbruket?
- 4/2001: Torstein Bye, Pål Marius Bergh og Jon Ivar Kroken: Avkastning i kraftsektoren i Norge.
- 8/1998: Torstein Bye og Bente Halvorsen: Økonomiske målsettinger og resultater av energiloven.
- 7/1998: Finn Roar Aune, Torstein Bye og Tor Arnt Johnsen: Hva betyr en gjennomføring av Kyotoprotokollen for det norske og nordiske kraftmarkedet?

**Discussion Papers (DP)**

- 351: On the Price and Volume Effects from Green Certificates in the Energy Market
- 286: Gas power generation in Norway: Good or bad for the climate? Revised version
- 144: Prospects for a Common, Deregulated Nordic Electricity Market.

**De sist utgitte publikasjonene i serien Rapporter***Recent publications in the series Reports*

- 2002/31 T. Pedersen: Tilpasning på arbeidsmarkedet for deltakere på ordinære arbeidsmarkeds-tiltak i årene 1996-2001. 19s. 115 kr inkl.mva. ISBN 82-537-8181-8
- 2002/32 G.I. Gundersen, O. Rognstad og L. Solheim: Bruk av plantevernmidler i jordbruket i 2001. 2002. 83s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-8188-5
- 2002/33 A. Gillund og A. Thomassen: Produksjonsindeks for og anlegg. Ny beregningsmetode basert på timeverk. 2002 19s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5204-0
- 2002/34 A. Langørgen og D. Rønningen: Kapitalkostnader i kommunene. 2002. 30s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5205-9
- 2002/35 T. Smith, S.E. Stave og J.K. Undelstvedt: Ressursinnsats, utslipp og rensing i den kommunale avløpsektoren. 2001. 2002. 81s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5216-4
- 2003/1 V.V. Holst Bloch og M. Steinnes: Fritidshusområder 2002. 2002. 51s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5220-2
- 2003/2 I. Johansen: Redusert matmoms - en analyse av prisutviklingen i kiosker og bensinstasjoner. 22s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5222-9
- 2003/3 T. Bye og E. Fjærli: Dagens skattesystem i kraftsektoren - finnes det bedre alternativer? 38s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5252-0
- 2003/4 T.P. Bøe: Funksjonshemmede på arbeidsmarkedet - rapport fra tilleggsundersøkelse til Arbeidskraftundersøkelsen (AKU) 2. kvartal 2002. 2003. 45s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5254
- 2003/5 R.H. Ktterød: Tid til barna? Tidsbruk og samvær med barn og blant mødre med barn i kontantstøttealder. 2003. 56s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6230-5
- 2003/6 M. Aagaard Walle: Overholder bedriftene i Norge miljøreguleringene? 2003. 42s. 155 kr inkl.mva. ISBN 82-537-6354-9
- 2003/7 A. Finstad og K. Rypdal: Utslipp til luft av kobber, krom og arsen i Norge. Dokumentasjon av metode og resultater. 2003. 33s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6356-5
- 2003/8 M.I. Kirkeberg, J. Epland og M. Hagesæther: Barnefamiliers inntektsutvikling 1990-2000. 2003. 27s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6358-1
- 2003/9 S. Vatne Pettersen: Barnefamiliers tilsynsordninger, yrkesdeltakelse og bruk av kontantstøtte våren 2002. 2003. 131s. 210 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6364-6
- 2003/10 T. Langer Andersen og J.H. Wang: Konjunkturbarometeret. 2003. 56s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6368-9
- 2003/11 F.R. Aune: Fremskrivninger for kraftmarkedet til 2020. Virkninger av utenlanskabler og fremskydet gasskraftutbygging. 2003. 35s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6372-7
- 2003/12 J. Lyngstad og J. Epland: Barn av enslige forsørgere i lavinntekthusholdninger. En analyse basert på registerdata. 2003. 96s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6377-8
- 2003/13 D. Fredriksen, K. Massey Heide, E. Holmøy og N.M. Stølen: Makroøkonomiske virkninger av endringer i pensjonssystemet. 91s. 180 kr inkl.mva. ISBN 82-537-5173-7
- 2003/14 B. Aardal, H. Valen, R. Karlsen, Ø. Kleven og T.M. Normann: Valgundersøkelsen 2001. 2003. Dokumentasjon- og tabellrapport. 183s. 260 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6408-1
- 2003/15 A. Finstad, G. Haakonsen og K. Rypdal: Utslipp til luft av partikler i Norge. Dokumentasjon av metode og resultater. 2003 45s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6424-3
- 2003/16 A. Snellingen Bye, G.I. Gundersen og J.K. Undelstvedt: Resultatkontroll i jordbruk 2003. Jordbruk og miljø. 2003. 95s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6429-4
- 2003/17 R. Straumann: Exporting Pollution? Calculating the embodied emissions in trade for Norway. 2003. 33s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6487-1
- 2003/18 O. Vaage: Yrkesliv eller pensjonisttilværelse. Levekår og tidsbruk i aldersgruppen 62-66 år. 2003. 64s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6499-5