

*Torstein Bye, Petter Vegard Hansen og  
Finn Roar Aune*

## **Utviklingen i energimarkedet i Norden 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 82-537-6513-4 Trykt versjon  
ISBN 82-537-6514-2 Elektronisk versjon  
ISSN 0806-2056

**Emnegruppe**  
01.03.10 Energi

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Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	: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, Petter Vegard Hansen og Finn Roar Aune*

## Utviklingen i energimarkedet i Norden i 2002-2003

### Rapporter 2003/21 • Statistisk sentralbyrå 2003

Høsten 2002 og vinteren 2003 var det nordiske kraftmarkedet anstrengt på grunn av lite nedbør og dermed svikt i den primære energitilgangen. Ikke bare var tilsiget sviktende, svikten var konsentrert til den vanligvis så nedbørrike høstperioden fra september til november. Dette var alvorlig da forventningene om framtidig magasinbeholdning, som en ville være avhengig av utover våren 2003, stadig måtte endres på svært kort sikt. Med skiftende endringer i forventningene skiftet også priser og handelsmønstre svært raskt.

I denne rapporten går vi gjennom eksisterende datamateriale for årene 2002 og 2003 for å gi en vurdering i etterkant av hvordan markedet fungerte både på produksjons- og etterspørselssiden (inklusive handel over landegrensene).

De høye kraftprisene i det nordiske kraftmarkedet høsten 2002 og vinteren 2003 skyldes i all hovedsak de lave tilsigene til de nordiske magasinene. Det har resultert i høye priser i alle Nordpools prisområder, med de høyeste spotprisene i Norge, siden det var der knappheten var størst.

Den uteblitte nedbøren høsten 2002 ga lav vannkraftproduksjon høsten 2002 og vinteren 2003. Dette har blitt kompensert med økt produksjon i termiske verk. Spesielt i Sverige har økningen vært stor, men også Finland og Danmark har produsert med høy kapasitet utnyttelse. Dette viser den gode fleksibiliteten i det nordiske systemet.

Spotprisene har vært høye i hele området, men prisene for sluttbrukerne har variert mye mellom landene. Dette ser vi igjen på forbrukerresponsen. Det er først og fremst de norske forbrukerne som har respondert på de høyere prisene. Dette skyldes at forbrukerne har stått ovenfor høye priser, men det har også sammenheng med næringsstrukturen.

Det nordiske markedet har fungert etter markedsprinsipper. Det har ikke vært gjennomført konkrete tiltak for å avhjelpe situasjonen med unntak av formaninger om å spare strøm, og støtte til alternative oppvarmingskilder. Prismekanismen har fungert som rasjoneringsmiddel. Dette har både gitt noe lavere forbruk, og gjort dyrere produksjonsteknologi lønnsomt, slik at termisk kraft har blitt utnyttet til kapasitetsgrensene. Vi går inn i en ny høst og vinter, og med normale tilsig kan magasinene nærme seg normale nivåer utover våren neste år som følge av økt termisk produksjon og lavere forbruk i det nordiske systemet.

**Prosjektstøtte:** Takk til Olje og energidepartementet som initierte og har finansiert utarbeidelsen av denne rapporten.



# Innhold

<b>1. Innledning</b> .....	<b>7</b>
<b>2. Norden</b> .....	<b>8</b>
2.1. Tilsig til vannmagasinene .....	8
2.2. Samlet kraftproduksjon .....	9
2.3. Prisområder .....	10
2.4. Handel .....	12
2.5. Forbruk .....	13
<b>3. Norge</b> .....	<b>14</b>
3.1. Vannbalansen.....	14
3.2. Produksjon .....	15
3.3. Handel .....	15
3.4. Priser .....	16
3.5. Forbruk .....	18
<b>4. Sverige</b> .....	<b>23</b>
4.1. Vannbalansen.....	23
4.2. Produksjon .....	23
4.3. Handel .....	25
4.4. Priser .....	25
4.5. Forbruk .....	27
<b>5. Danmark</b> .....	<b>29</b>
5.1. Produksjon .....	29
5.2. Priser .....	30
5.3. Forbruk .....	30
<b>6. Finland</b> .....	<b>33</b>
6.1. Produksjon .....	33
6.2. Handel .....	34
6.3. Priser .....	34
6.4. Forbruk .....	35
<b>7. Konklusjoner</b> .....	<b>36</b>
<b>Referanser</b> .....	<b>37</b>
<b>Tidligere utgitt på emneområdet</b> .....	<b>38</b>
<b>De sist utgitte publikasjonene i serien Rapporter</b> .....	<b>39</b>



# 1. Innledning

Det norske og nordiske energimarkedet har egentlig vært et integrert kraftmarked med mer eller mindre omfattende nettforbindelser i mer enn 70 år, fra Samkjøringen av kraftverkene i Norge ble etablert i 1932. I en periode på 1970- og 1980-tallet var det også egne tørrårsavtaler mellom Sverige og Norge. Siden kraftproduksjonen er basert på ulike teknologier i de ulike nordiske landene, er de kortsiktige produksjonskostnadene ulike fra land til land. I noen land, spesielt Norge og Sverige, er også de kortsiktige kostnadene varierende avhengig av nedbørsituasjonen. Det er da fornuftig at disse kraftproduksjonsteknologiene samkjøres for å oppnå effektivitetsgevinster. Tidligere var disse markedene regulerte, samkjøringen foregikk på marginen, og hvert enkelt land hadde selvforsyning i normalår som politikk. Etter dereguleringen av det norske markedet i 1991, det svenske i 1996, det finske i 1997 og etter hvert også det danske markedet i 2002, har både investeringer i ny produksjonskapasitet og handel mellom landene vært mer basert på rene økonomiske prinsipper. Store deler av handelen forgår på kraftbørsen Nordpool, og etter den finske deregulering i 1997 omtaler vi den som den Nordiske kraftbørsen. Fortsatt er utgangspunktet for handel den ulikhet som eksisterer mellom landene når det gjelder teknologi og kortsiktige produksjonskostnader. Dette fikk alle de fire landene stor glede av utover høsten 2002 og vinteren 2003 da vannmagasinene i Norge, Sverige og Finland var rekordlave grunnet tilsigssvikten høsten 2002. Da kunne disse landene utnytte den ekstra termiske kapasitet som eksisterte i Danmark, Sverige og Finland og den ekstra fleksibilitet på etterspørselsiden en fikk ved å operere i et stort kontra et mindre marked, for å minimere konsekvensen av tilsigssvikten.

Høsten 2002 og vinteren 2003 var det nordiske kraftmarkedet anstrengt på grunn av lite nedbør og dermed svikt i den primære energitilgangen. Ikke bare var tilsiget sviktende, svikten var konsentrert til den vanligvis så nedbørrike høstperioden fra september til november. Dette var alvorlig da forventningene om framtidig magasinbeholdning, som en ville være avhengig av utover våren 2003, stadig måtte endres på svært kort sikt. Med skiftende endringer i for-

ventingene skiftet også priser og handelsmønstre svært raskt.

Da vi var midt oppe i denne situasjonen, ble det kastet fram mange påstander om sviktende markeder, strategisk atferd, mulighet for rasjonering, store konsekvenser for enkeltkunder etc. Etter at den viktigste forbruksperioden var over og snøsmeltingen har pågått en periode, er faren for tomme magasiner over for denne gang. Prisene falt, og fyllingen er på vei oppover. Fortsatt kan kommende vinter bli anstrengt om vi får nok en høst med lite nedbør. Med tilnærmet normale tilsig 2003 vil situasjonen kommende vinter kunne bli vesentlig bedre med mindre anstrengte markeder og lavere priser enn sist vinter.

I denne rapporten går vi gjennom eksisterende data-materiale for årene 2002 og 2003 for å gi en vurdering i etterkant av hvordan markedet fungerte både på produksjons- og etterspørselsiden (inklusive handel over landegrensene). I kapittel 2 ser vi på Norden under ett. Deretter vil de følgende kapitlene ta for seg hvert enkelt land, først Norge, deretter Sverige, Danmark og Finland. I hvert av kapitlene vurderer vi tilsigsforhold, produksjon, handel, priser og forbruk. I forbruksdelen er vi spesielt opptatt av markedsrespons. Kapittel 7 trekker noen konklusjoner.

## 2. Norden

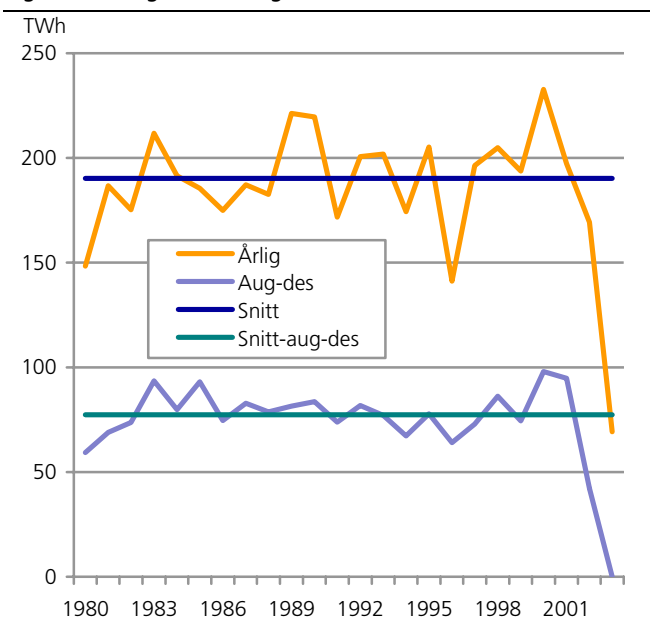
Siden Norden er et integrert kraftmarked er det naturlig at vi først ser på noen nøkkeltall for hele dette handelsområdet. I de neste kapitlene går vi noe nærmere inn på hvert enkelt land. For Norge er det gjennomført en mer detaljert analyse i Bergh og Bye (2003).

### 2.1. Tilsig til vannmagasinene

Figur 2.1 viser utviklingen i de samlede tilsigstall for de norske og svenske vannmagasinene for perioden 1980-2002. Den viser at totale tilsig til disse magasinene i 2002 var om lag 90 prosent av de gjennomsnittlige tilsigene for denne perioden. Fordelingen av dette på de to landene finnes under landkapitlene.

Våren og sommeren 2002 var relativt rik på tilsig Det var høstperioden som ga tilsigssvikt. Det ser vi også av figuren ved at året 2002 var det året som ga minst tilsig til kraftverkene i perioden august til desember for perioden 1980-2002. Tilsiget i disse månedene i 2002 var kun 54 prosent av gjennomsnittlig tilsig i disse månedene over hele perioden. Mens året samlet framsto som et noe mindre enn normal år, var høsttilsiget ekstremt lavt.

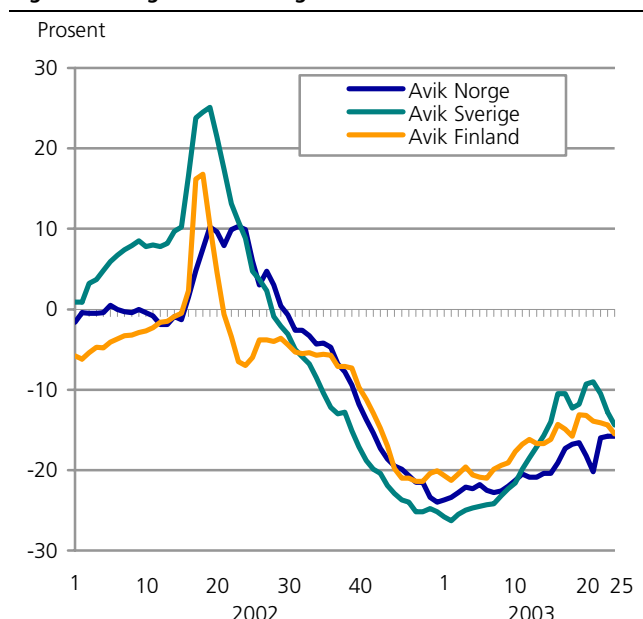
Figur 2.1. Tilsig til norske og svenske kraftverk. 1980-2002



Kilde: NVE og Svensk Energi.

Figur 2.2 viser avviket mellom utviklingen i magasin-fyllingen gjennom 2002 og 2003 i forhold til medianen for Norge, Sverige og Finland. Vi ser at utviklingen for alle de tre landene er tilnærmet like, med mye fylling i første halvår 2002 og lite fylling i siste halvår 2002 og første halvår 2003. De største utslagene finner vi i Sverige og de minste i Finland. Spesielt var fyllingen svært høy i Sverige gjennom første halvår i 2002, samtidig som den var svært lav gjennom siste halvdel av 2002 og første kvartal i 2003. I Norge var fyllingen relativt sett lavest gjennom siste del av første kvartal og i hele andre kvartal i 2003. I et perfekt fungerende marked skulle en slik magasinutvikling trekke i retning av at vannverdien i Sverige isolert sett var relativt lav våren 2002. I et tilfelle hvor det er mulig med handel mellom Norge og Sverige, vil man for å utjevne denne ulikheten forvente eksport fra Sverige til Norge i denne perioden. I dette markedet er det mulighet for eksport til andre land, og siden vi har mer vann i magasinene enn normalsituasjonen vil man ønske å eksportere både fra Norge og Sverige. Sverige ser ut til å ha en lav vannverdi, og vil derfor eksportere relativt mer enn Norge som også har en overskuddssituasjon, men

Figur 2.2. Magasinbeholdning som avik fra medianen. Uke



Kilde: Nordpool.

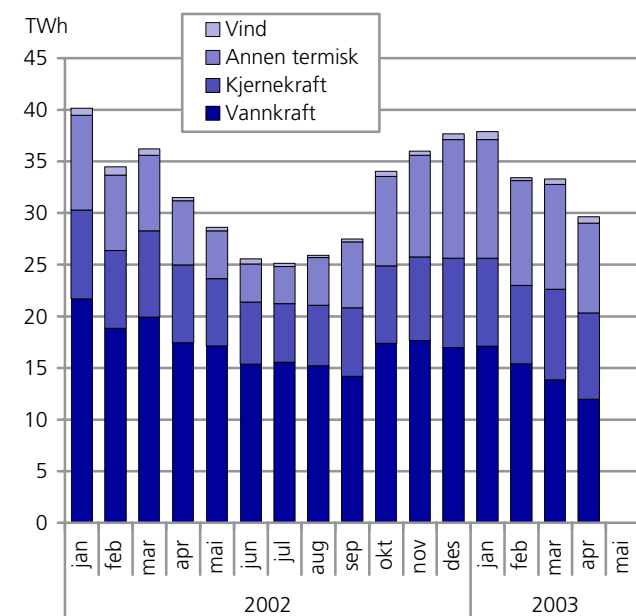


mindre enn Sverige. Om høsten 2002 skulle en forvente handel den motsatte veien. Endelig skulle handelen snu til netto import for Norge igjen ved slutten av første kvartal og i hele 2.kvartal i 2003. Som det vil framgå av omtale av handelen mellom land under de enkelte landkapitlene, stemmer disse forventningene med hovedtrekkene i hva som ble realisert.

**2.2. Samlet kraftproduksjon**

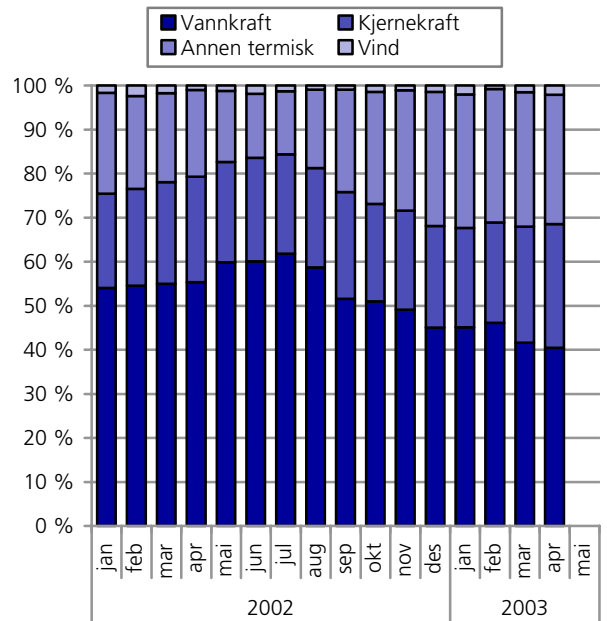
Samlet produksjon i de nordiske landene de 4 første månedene i 2003 lå om lag 8 TWh lavere enn de 4 tilsvarende månedene i 2002 (134 TWh i 2003 mot 142 TWh i 2002), se figur 2.3 og 2.4. Det ble produsert om lag 20 TWh mindre fra vannkraftverkene i disse månedene i 2003 enn i 2002. Om lag 8 TWh av dette ble erstattet av økt termisk produksjon, mens atomkraftproduksjon økte bare med 3 TWh i de fire første månedene i 2003 i forhold til tilsvarende periode i 2002. Den lave økningen i atomkraftproduksjonen skyldes at atomkraft har lave marginalkostnader, og fungerer som grunnlast, det vil si at de allerede var inne ved lavere prisnivåer. Likevel viser dette at det er stor termisk kapasitet som kan erstatte en del av vannkraftbortfallet ved manglende tilførsel til vannmagasinene, men at denne kapasiteten tross alt er begrenset i forhold til et større ikke forventet bortfall av vann over kort tid. Med en jevn fordeling av bortfall av vann over året kan den termiske kapasiteten på 12-måneders basis erstatte nærmere 25 TWh, hvis utviklingen første halvår 2003 legges til grunn. Bortfallet i Norden i 2002 var om lag 10 TWh, 7 TWh i Norge og 3 TWh i Sverige på årsbasis. Med en jevnere fordeling av bortfallet av vannkraft kan dermed et mer enn 3 ganger så stort bortfall i teorien erstattes av økt kjernekraftproduksjon og økt annen termisk produksjon.

**Figur 2.3. Produksjon av kraft etter teknologi, Norden**



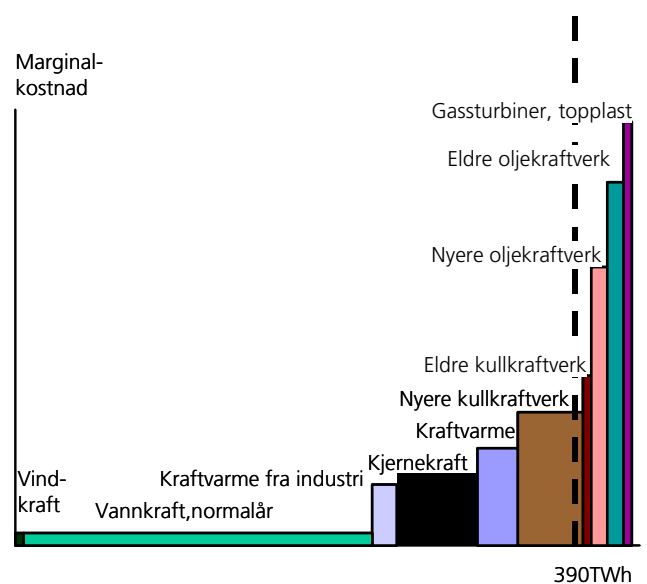
Kilde: Svensk Energi, Statistisk sentralbyrå, www.energi.fi., Elkraftsystem og Eltra.

**Figur 2.4. Produksjon av kraft etter teknologi, Norden**



Kilde: Svensk Energi, Statistisk sentralbyrå, www.energi.fi., Elkraftsystem og Eltra.

**Figur 2.5. Marginalkostnaden i det Nordiske markedet**



Kilde: Svensk energi.

De variable kostnadene ved å produsere fra vannkraftverk er svært lave. Det betyr at det isolert sett vil lønne seg å produsere så lenge det er en positiv pris. Imidlertid er vannmengden som kan disponeres over tid begrenset. Det betyr at prisen må brukes for å rasjonere bruken hvis en når den nedre grensen for tilgang på vann. Avhengig av forbruksrespons kan prisen i prinsippet bli uendelig høy. Vann brukt i en periode vil ha en alternativ verdi ved at den kan brukes i en annen periode med høy pris. Dessuten konkurrerer vannkraft med annen produksjonsteknologi, for eksempel termisk produsert energi (kullkraft, kjernekraft) etc. Dette setter en øvre grense for hvor høyt prisen på

vannkraft kan settes. Så lenge det er ledig overføringskapasitet mellom de nordiske landene, vil et fritt konkurransemarked sørge for at det er én pris på all kraft, uansett om den er produsert med vannkraft eller ved termisk produksjon. Da sier man at det er de variable kostnadene ved å produsere med de termiske verkene som setter prisen på kraften. Figur 2.5 viser en rangering av de variable kostnadene ved å produsere med de ulike teknologiene som eksisterer i det nordiske markedet i dag. Nederst ligger en betydelig mengde vannkraft som er billigst. Det betyr at denne kapasiteten alltid vil bli brukt. En modifikasjon av dette er at det vannet som blir produsert på et tidspunkt har en alternativ verdi på et annet tidspunkt. Etter hvert som etterspørselen skifter utover, det blir kaldt eller produksjonen og etterspørselen ellers øker, så vil mer og mer av de marginale teknologiene tas i bruk. Det betyr også at vannet får en økt verdi. Vann vil derfor fordeles over tid slik at en får maksimert verdien av vannet. Det vil øke de kortsiktige kostnadene ved å produsere vannkraft i en periode.

Av figuren ser vi at det produseres en del kraftvarme i industrien. Dette kan sees på som et biprodukt fra produksjonsprosessen og denne vil gå så lenge produksjonen ellers går. Deretter kommer kjernekraft, og kraftvarme (kombinasjon av kraft og varme), så rene kullkraftverk, nye og gamle, og til slutt oljekraftverk og gasturbiner. En del av denne kapasiteten er også varmeproduksjon med elektrisitet som en form for et biprodukt. Når det er etterspørsel etter varme produseres også elektrisitet, som konkurrerer med annen elektrisitetsproduksjon i markedet. Ved ekstrem etterspørsel, eller i en situasjon hvor tilsiget til vannkraftverkene blir svært lite, vil en bevege seg oppover på denne kostnadskurven etter hvert som etterspørselen blir større enn den billigste kapasiteten og tvinger prisen oppover. Når all tilgjengelig kapasitet er brukt opp, vil tilbudet ikke kunne økes mer selv om etterspørselen øker. Da må prisene rasjonere etterspørselen, tilbudskurven blir vertikal. Hvis etterspørselen reagerer lite på prisendringer, se nedenfor, så vil prisene kunne bli svært høye på kort sikt. Dette vil vare enten til etterspørselen har gått ned igjen, til det kommer nytt tilsig til vannkraftverkene eller til det har blitt bygget ut ny kapasitet.

En del av produksjonskapasiteten er lettere å regulere opp og ned enn annen produksjonskapasitet. Termisk kraft kan ha ekstremt høye marginalkostnader på kort sikt, og dermed er de ikke lønnsomme å starte opp for produksjon i et par timer. Dette kan også gi noen føringer på de kortsiktige prisbildet man ser i et svingende marked.

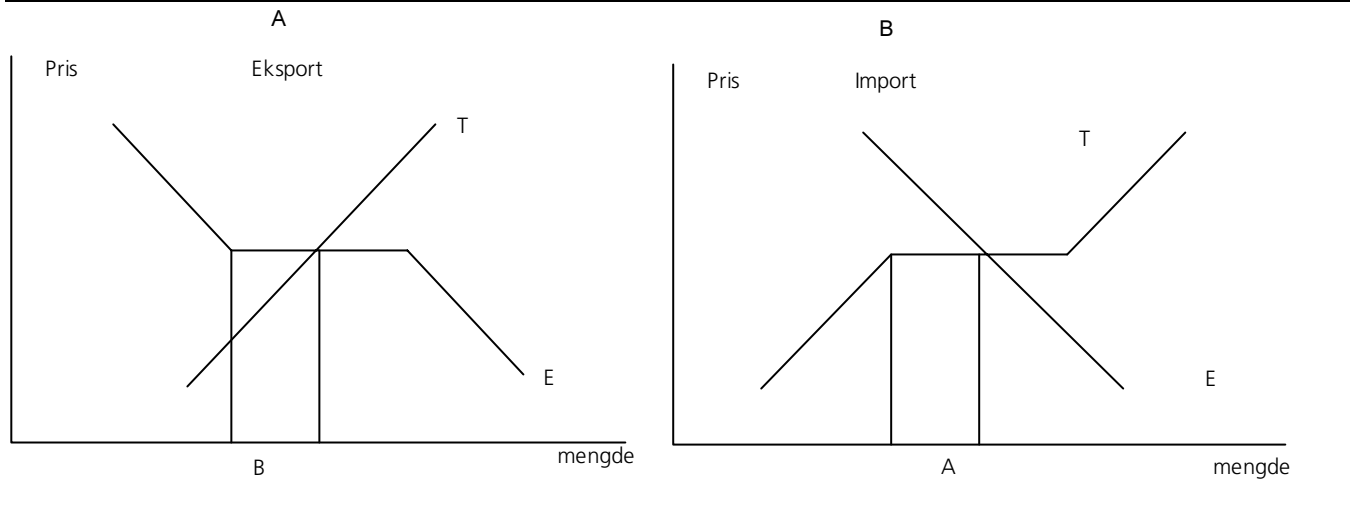
### 2.3. Prisområder

I et fritt konkurransemarked mellom de nordiske landene vil prisen på elektrisitet bli like i de nordiske landene. En snakker om prisen på selve kraften. Hvert av de nordiske landene har egne avgiftssystemer (el. avgift og moms) som vil bidra til at kjøperprisene vil være forskjellige i de ulike landene. I tillegg kommer ulike overføringstariffer i hvert av landene. Denne varierer også etter forbrukergruppe. Noen kunder har sikret seg med fastpriskontrakter over kortere eller lengre perioder. Selve kraftprisen i det løpende markedet er imidlertid i utgangspunktet lik .

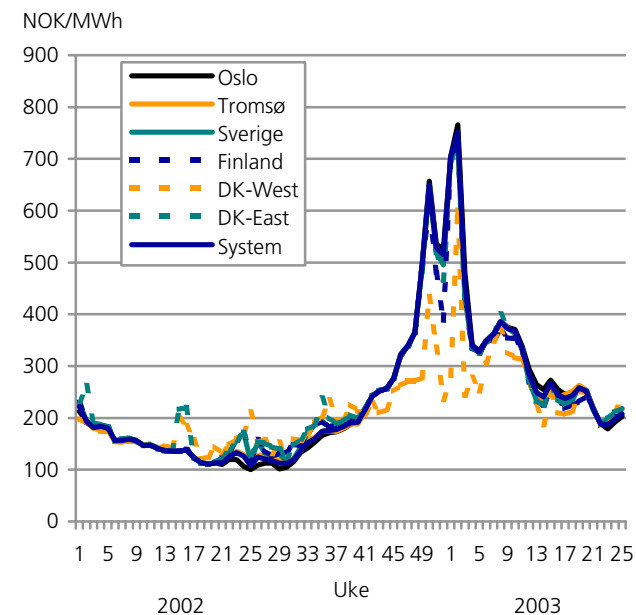
En stilisert handelsmodell med to situasjoner, eksport og import er illustrert i henholdsvis figur 2.6. I det første tilfellet har vi en tilbudskurve og en etterspørselskurve fra Norge. Tilbudskurven er stigende mot høyre og etterspørselskurven fra Norge er fallende nedover mot høyre. Etterspørselen fra utlandet er kjennetegnet ved at prisen er gitt; den flate delen av den samlede etterspørselskurven. Eksport skjer der prisen er lik i de to markedene, der utlandet etterspør en viss mengde til en gitt pris. I dette tilfelle er det ingen nettbeskrankninger og eksporten er det totale tilbudet minus norsk etterspørsel som er B. Hvis tilbudet skifter mot høyre, for eksempel ved at det kommer unormalt mye nedbør til magasinene så vil nettkapasiteten utnyttes fullt ut og det norske tilbudet møter da den fallende høyre delene av etterspørselskurven. Det oppstår prisområder. Prisen i Norge blir lavere enn prisen i utlandet. I importtilfellet i figur 2.6b, har vi en norsk tilbudskurve som ikke er tiltrekkelig for å tilfredstille den norske etterspørselen til en gitt pris. Siden utlandet kan tilby denne får vi en import lik A. Hvis det her oppstår en situasjon med manglende tilsig vil tilbudskurven skifte innover mot venstre. Importkapasiteten vil utnyttes fullt ut og etterspørselen i Norge møter den stigende delen av tilbudskurven (mot høyre): Prisene i Norge blir da høyere enn i utlandet.

Siden etterspørselen og tilbudet kan variere mellom områder, og en er avhengig av overføringslinjer for å få kraften fram kan det oppstå perioder hvor overføringskapasiteten ikke er stor nok til å tilfredstille etterspørselen. Da må det rasjoneres i de områdene hvor etterspørselen er større enn tilbudet. Omvendt må prisen settes ned slik at etterspørselen øker i de områder hvor det er for stort tilbud i forhold til etterspørselen. Da oppstår områdepriser. Prisen må settes så høyt i underskuddsområdet og så lavt i underskuddsområdet slik at markedet balanserer begge steder. Slike perioder opplevde man flere av sist vinter. Figur 2.7 viser slike områdepriser.

Figur 2.6. En stilisert handelsmodell med to situasjoner, eksport og import



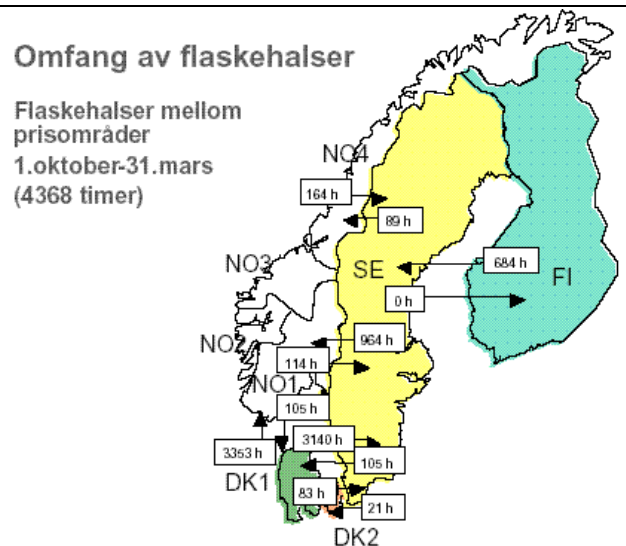
Figur 2.7. Områdepriser og systempris 2002-2003



Kilde: Nordpool.

Vi ser at tendensen i prisbevegelsene er at områdeprisene i Norden følger hverandre i store trekk. Det vil si at de underliggende er preget av at alle markeder skal ha like priser. I et marked uten overføringskranker skal jo prisen være lik. I perioder der overføringskapasiteten er begrenset oppstår prisforskjeller, som for eksempel en lang periode i uke 42 i 2002 og uke 7 i 2003 hvor Finland hadde vesentlig lavere priser enn Sverige, Norge og Danmark. Dette betyr at Finland var et overskuddsområde og de andre landene var underskuddsområder. Som vi så foran økte Finland sin produksjon i termiske verk når prisene ble høye. Da fikk vi betydelig eksport fra Finland inn til de andre landene. Imidlertid ble denne begrenset av kapasiteten i overføringslinjene mellom de andre landene og Finland. Ellers er det et annet hovedbilde at det i store deler av perioden 2002-2003 eksisterte flaskehals i

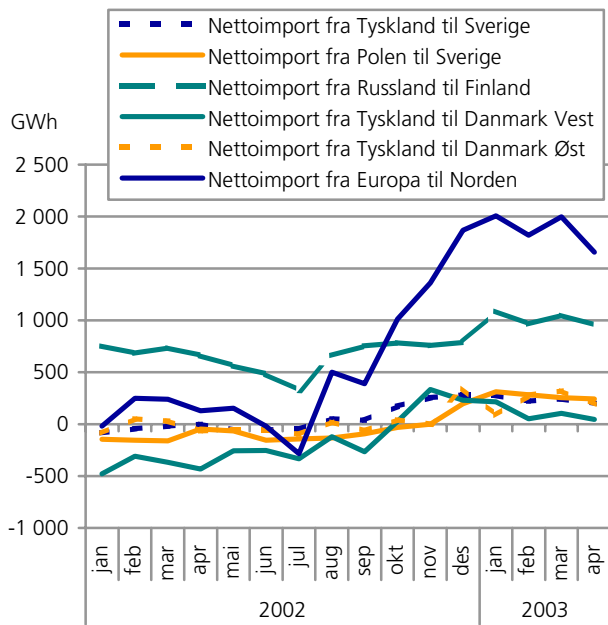
Figur 2.8. Omfang av flaskehals



Kilde: Nordel.

varierende grad mellom ulike prisområder, se også figur 2.8. Dette betyr ikke uten videre at overføringskapasiteten mellom disse områdene er for liten og at nye investeringer i kabelkapasitet bør foretas. Flaskehals inntekter er en av få viktige inntektskilder til slike transmisjonslinjer. Det betyr at det er optimalt med flaskehals. Kun når flaskehalsen blir effektiv i lange perioder og prisforskjellene blir tilstrekkelig store, kan det bli samfunnsøkonomisk lønnsomt å utvide kapasiteten. En ekstrem nedbørperiode som ved slutten av 2002 er neppe nok til å gjøre omfattende investeringer i overføringsinfrastruktur lønnsomme, se også Aune (2003).

Figur 2.9. Utveksling fra Europa



Kilde: Svensk Energi, Eltra, Elkraft system og www.Energia.fi.

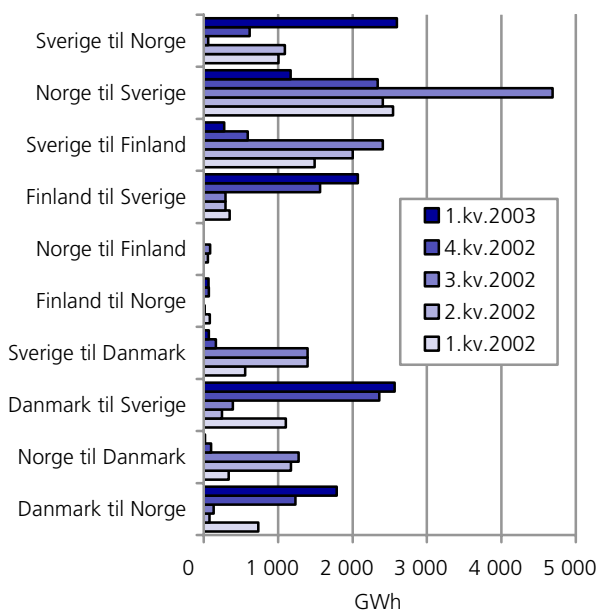
#### 2.4. Handel

Som vi så ovenfor er det de fundamentale kostnadsforholdene ved produksjon i de ulike landene som er utgangspunktet for handel. Samlet tilbud og etterspørsel etter kraft bestemmes i det felles nordiske kraftmarkedet. Om et land blir nettoeksportør eller importør avhenger av samlet tilbud og etterspørsel ved realisert markedspris i landet. Etterspørselen driver veksten i kraftforbruket, mens handelen drives av disse kostnadsforholdene. Derfor er det ikke produsentene som velger å eksportere eller importere slik mange synes å tro. Produsentene forholder seg kun til om prisene i markedet gjør det lønnsomt å produsere. Norden har også forbindelser til Nord-Europa gjennom kabler til Russland, Polen og Tyskland. På samme måte som det er forskjeller i produksjonskostnader ved de valgte teknologiene i Europa er det kostnads forskjeller mellom produksjonen i Europa og Norden. Dette danner utgangspunkt for handel mellom disse områdene.

##### Handel inn til Norden

Figur 2.9 viser utvekslingen mellom de nordiske landene og resten av Europa gjennom 2002 og 2003. Siden Norden så ut til å bli et betydelig overskuddsområde med svært mye tilsig i første halvår 2002 ble viljen til å produsere med de prisene som ble satt i markedet stor, selv om prisene i ettertid kan sies å ha vært relativt lave (under 20 øre/kWh). Med normale forventninger om nedbør resten av året kunne en frykte overflom, og lave priser utover høsten, se Bergh og Bye (2003). Første halvår viste altså netto eksport til Tyskland og Polen, områder typisk kjennetegnet ved stort innslag av termisk produksjonskapasitet med til dels høye variable kostnader. Etter hvert som tilsig-situasjonen i Norden forverret seg fra august og utover

Figur 2.10. Kraftflyt i Norden kvartalsvis 2002-2003



Kilde: Nordel.

resten av høsten, og forventningene da endret seg til at vi ville bli et underskuddsområde utover vinteren, snudde strømmen til netto import til Norden. Etter hvert ble importen betydelig, og den vedvarte til langt ut på våren 2003.

##### Handel mellom de nordiske landene

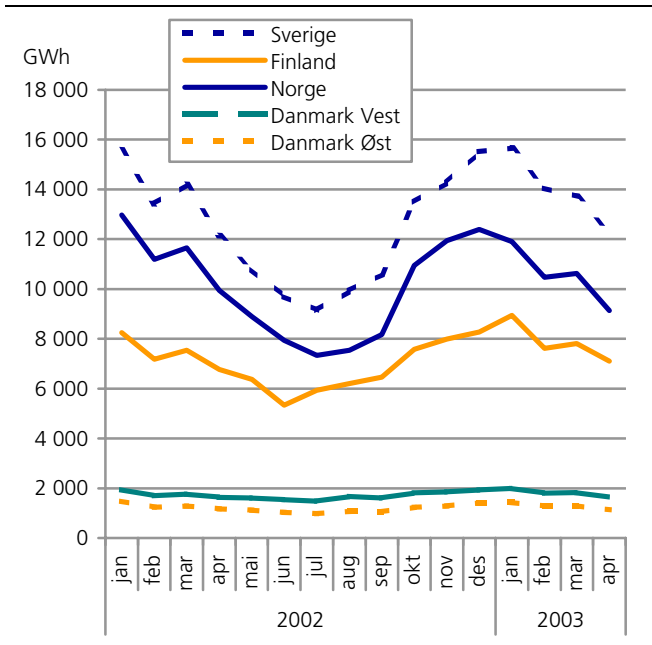
Handelen mellom de nordiske landene fører til høyere total velferd i tillegg til at det er med på å øke forsyningsikkerheten. Fig 2.10 viser den kvartalsvise utviklingen i utvekslingen mellom de nordiske landene i 2002-2003. Et trekk som går i igjen for all utveksling mellom alle land, er at det er ingen land som kun eksporterer, eller kun importerer. Det er en relativ jevn flyt av kraft begge veier over landegrensene slik at man utnytter forskjellene i ulike lands produksjonsteknologi. Det viser at markedet utnytter både sesongvariasjoner og variasjoner over døgn for å få et marked som fungerer best for alle land.

Den økende knappheten som oppsto i Sverige og Norge på grunn av tilsigsvikt ga seg utslag i at kraftflyten ut fra disse områdene var veldig liten i 4. kvartal 2002 og 1. kvartal 2003. Både Finland og Danmark er med på å bedre kraftsituasjonen i Norge og Sverige. Legg merke til at Sverige importerer nesten like mye fra Finland som fra Danmark som ofte blir betegnet som de som skal redde Norden i tørrår. Tilsvarende for Norge, importen fra Sverige er mye større enn importen fra Danmark, men her fungerer Sverige delvis som transitland for kraft fra Danmark.

**2.5. Forbruk**

Prisene i det nordiske kraftmarkedet var høye på høsten 2002, men først og fremst var de svært høye vinteren 2002-2003. Samtidig var prisene i første halvår år 2002 lave. Normalt skulle dette tilsi høyt forbruk første halvår 2002 og lavere forbruk på vinteren 2002-2003. I samme retning trekker det at aktivitetsnivået vinteren 2002-2003 var noe lavere enn året før, og i motsatt retning trekker det at temperaturene var noe lavere (kaldere) vinteren 2002-2003 enn vinteren 2001-2002. For Sverige, Finland og Danmark ser vi at forbruket er om lag like høyt i de to periodene, se figur 2.11 mens forbruket i Norge var lavere i siste periode, som en skulle forvente på grunn av prisendringene. Temperatur korrigert forbruk i Sverige gikk noe ned, men mindre enn i Norge. Grunnen til kan være at innslaget av faste priskontrakter er mer omfattende i andre land enn i Norge.

**Figur 2.11. Månedlig total forbruk**



Kilde:SSB, Svensk Energi, Eltra, Elkraft system og www.energi.fi.

## 3. Norge

### 3.1. Vannbalansen

Figur 3.1 og tabell 3.1 viser at tilsiget av vann til norske kraftstasjoner de 24 første ukene i 2002 stort sett lå over gjennomsnittet for tilsiget disse ukene i perioden 1970-1999. Samlet for disse ukene lå tilsiget i 2002 om lag 14 TWh over gjennomsnittet for disse 24 ukene i perioden 1979-1990, og det lå hele 28 TWh over minimum 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.

Tilsiget for de 24 første ukene i 2003 var om lag på gjennomsnittlig tilsig i perioden 1970-1999. Magasinbeholdningen var lav på grunn av lite tilsig og høy tapping høsten 2002. Gjennomsnittlig tilsig bidro dermed ikke til noen unormal økning fra det lave nivået vi var kommet inn i. På grunn av stor nedbør var imidlertid tilsiget svært høyt i uke 23 i 2003 – hele 8,8 TWh. Dette bidro til å løfte magasinbeholdningen godt på dette tidspunktet. Det maksimale tilsiget vi har hatt noen uke i perioden 1970-1999 er 10,6 TWh.

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 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 stor effekt på forventningene i kraftmarkedet.

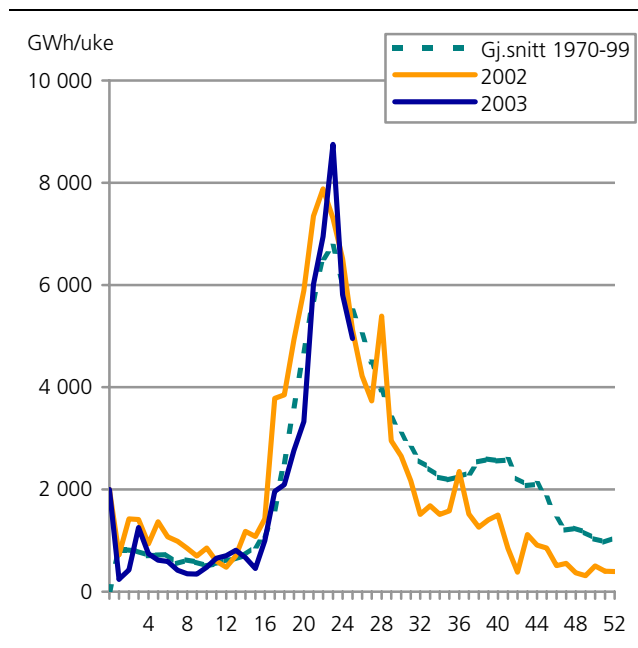
Samlet for året 2002 var imidlertid svikten i tilsig kun 7 TWh i forhold til det normale, de totale tilsigene i 2002 var 111 TWh mot normalt 118 TWh. I utgangspunktet er vannmagasinene bygget for å kunne forflytte vann mellom perioder med mye tilsig til perioder med lite tilsig. Dette forutsetter imidlertid at forventningene om tilsigene framover treffer brukbart. På

Tabell 3.1. Nyttbart tilsig - TWh

Uke	Maks 1970-1999	Minimum 1970-99	1990 - maks (1970-99)	1996 - min (1970-99)	Gj.snitt 1970-99	2002	2003
1-24	107	22	66	35	49	63	47
25-52	124	31	79	55	69	48	
1-52	231	53	146	90	118	111	

Kilde: NVE.

Figur 3.1. Nyttbart tilsig til norsk kraftproduksjon. GWh/uke for 2002/2003



Kilde: NVE.

høsten 2002 sviktet alle slike forventninger. En nærmere analyse av de detaljerte bakgrunnstallene viser at tilsiget var nær minimum observert for perioden 1970-1999. Selv om det er en viss sannsynlighet for at dette skal skje, vil slike ekstreme observasjoner ikke ha særskilt mye å si for forventningsverdien som legges til grunn for vann disponeringen. Forventningen er jo det veide gjennomsnitt av tilsig og sannsynligheter for alle utfall. Et tall med liten sannsynlighet får da en liten vekt i et forventningsanslag.



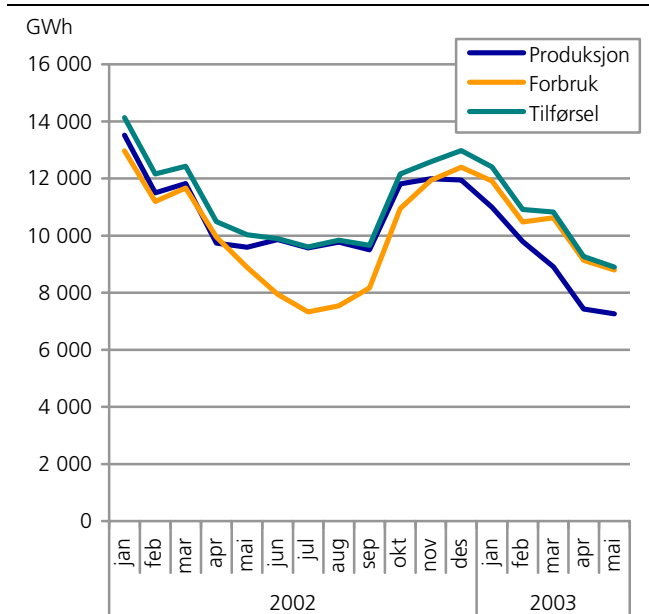
### 3.2. Produksjon

Av figur 3.2 ser vi at, bortsett fra i april hvor det var en mindre netto import, produserte Norge i de 11 første månedene i 2002 mer enn det vi forbrukte av elektrisitet innenlands. Tilførselen, produksjon pluss import var høyere enn etterspørselen, og samlet over disse 11 månedene eksporterte vi vel 10 TWh. Utover våren falt forbruket, mens produksjonen stabiliserte seg på et høyt nivå og tilsvarte om lag den totale tilgangen på kraft til markedet. Det betyr, siden tilførsel og produksjon var om lag like helt fram til i oktober, at importen var nær null i hele denne perioden. Eksporten i månedene juni til og med august var over 2 TWh per måned. Etter hvert som det innenlandske forbruket tok seg opp utover høsten ble eksporten redusert. Bortsett fra en kort periode fra mars til mai 2003 hvor den var tilnærmet lik null var eksporten 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 netto eksportør av 3 TWh. Hvis vi ser perioden juli 2002 til juni 2003 under ett var det en beskjeden netto import av elektrisitet.

Dette viser klart at Norge energibalanssemessig 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 ikke noe fokus på den store importen som bidro til en gunstig utvikling 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. De norske produsentene har hele tiden forsøkt å optimalisere verdien av vanddisponeringen 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.

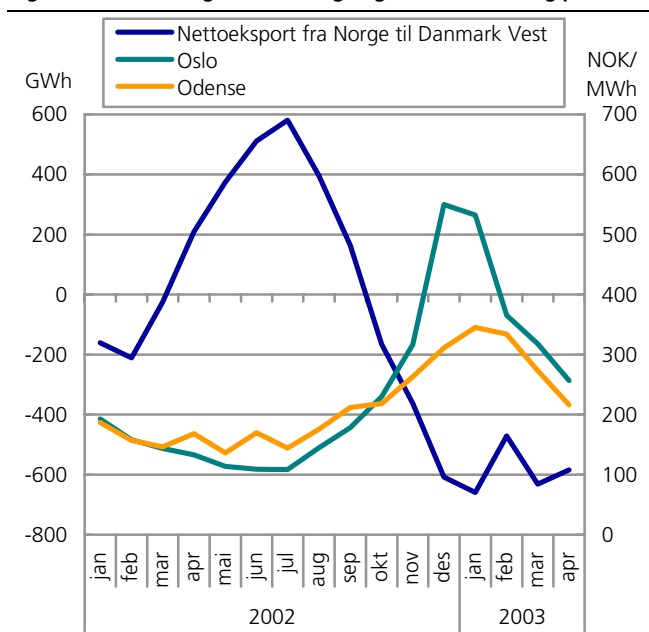
Figur 3.2 illustrerer godt de store produksjonsforskjeller man kan ha i et vannkraftsystem som det norske. De to første kvartalene i 2002 ble det samlet produsert om lag 66 TWh, mens det tilsvarende tallet i 2003 var kun 52 TWh. Denne store produksjonsforskjellen ble motsvart av om lag 5 TWh større import og 4 TWh mindre eksport i 2003 enn i 2002 og om lag 5 TWh mindre brutto forbruk.

Figur 3.2. Produksjon, tilførsel og forbruk. Norge. GWh



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Figur 3.3. Utveksling mellom Norge og Danmark Vest og pris

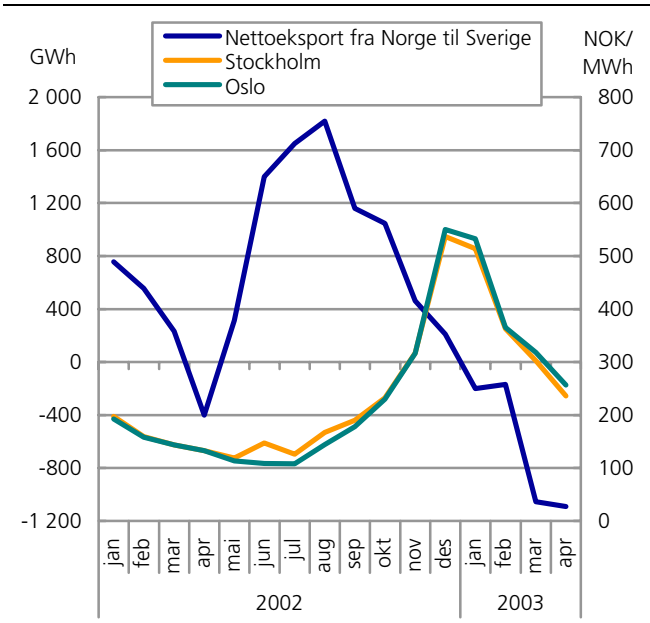


Kilde: Nordpool og Eltra.

### 3.3. Handel

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, se ovenfor. Det andre forholdet angår i hvilken grad norske produsenter bestemmer om de skal eksportere eller importere. Produsentene forholder seg kun til priser og kostnader ikke til selve kraftflyten slik det deregulerte kraftmarkedet er organisert.

Figur 3.4. Utveksling mellom Norge, Sverige og Pris



Kilde: Nordpool og Statistisk sentralbyrå.

Av figurene 3.3 og 3.4 ser vi at handelen mellom Norge og utlandet varierer betydelig. I gjennomsnitt over de to første kvartalene i 2002 hadde vi en netto eksport på om lag 3,5 TWh. Dette henger sammen med at det var en veldig god magasinsituasjon og gode tilsig denne vinteren. Det var liten fare for å gå tom, og en kunne forberede snøsmeltingen ved å produsere mye. Netto eksporten fortsatte å være høy gjennom høsten, som følge av at den tilsigsvikten kom tidligere i Sverige enn i Norge. I siste kvartal ble eksportoverskuddet redusert til kun 0,5 TWh. Sent på høsten 2002 og gjennom vinteren og våren 2003 snudde dette til en netto import. Vi ser av figur 3.2 at selv om mange ønsket netto import av energi våren 2003, så var det en betydelig eksport, spesielt i 1.kvartal. Dette bestemmes av prisene. Når prisen er høyere enn i utvekslingsområdet er det netto import, og omvendt når prisene er lavere.

### 3.4. Priser

#### Spot-priser

Spotprisene i 2002 var forholdsvis lave frem til sensommeren da en periode med mer nedbør enn normalt ble avløst av en periode med mindre nedbør enn normalt. Mens det for hele 2002 under ett var noe mindre nedbør enn normalt, gjorde den ekstremt tørre høsten større utslag på spotprisene enn hvis nedgangen var fordelt utover året.

Dette påvirket også spotprisene på elektrisk kraft. I september-oktober steg spotprisene litt mer enn normalt for årstiden. Systemprisen i oktober 2002 lå allikevel 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 31,7 øre/kWh i november. Kaldt vær i desember samt betydelig lavere fyllingsgrad i vannmagasinene enn normalt, bidro til å øke systemprisen til rekordhøye

54,4 øre/kWh. Prisen holdt seg høy også utover i januar da systemprisen var 52,4 øre/kWh. Selv om spotprisene har holdt seg betydelig høyere enn normalt også i perioden februar-juni 2003, er allikevel prisene langt fra det rekordhøye nivået det lå på i desember-januar. Mindre usikkerhet med hensyn til ressurs-situasjonen utover våren har bidratt til dette.

#### Fordeling av kontraktstyper

Vurdert i ettertid er det lett å se at det for de fleste forbrukergrupper hadde vært svært lønnsomt å binde seg til faste kontrakter i juni/juli 2002. Da kunne man kjøpe fastpriskontrakter til om lag 20 øre kWh eksklusive elavgifter, moms og nettleie. Vurdert opp mot spotprisene vist foran 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 ha en kontrakt knyttet til spotpris eller være på standard flytende pris sammenlignet med fastpriskontrakt. For det andre var forventningene til produsentene at det ville være et normalt marked også framover. Magasinbeholdningen sommeren 2002 var over det normale. Fastpriskontraktene ble justert etter, og en forventet at de kanskje ble justert i overkant. Altså ble man værende på variabel kontrakt eller spot-kontrakt.

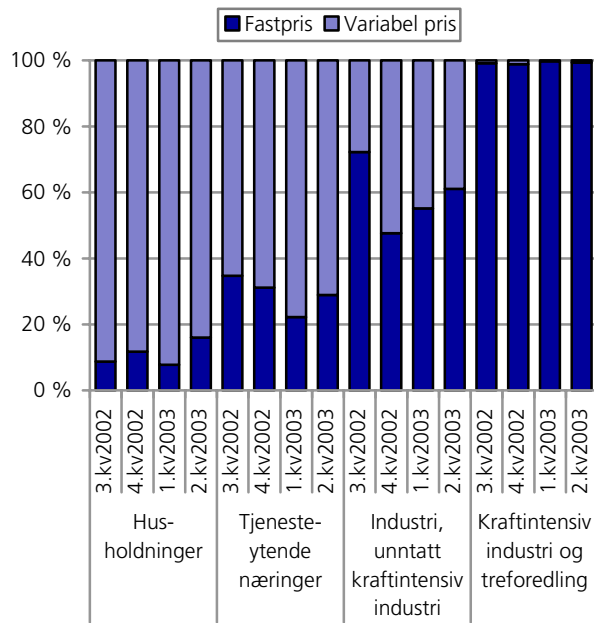
Den kvartalsvise kraftprisstatistikken<sup>1</sup>, som er basert på et utvalg av e-verk, viser at fastpriskontrakter er relativt lite utbredt blant husholdninger. I siste tolv måneders periode, perioden 3. kvartal 2002 - 2. kvartal 2003, ble i gjennomsnitt 11 prosent av husholdningenes kraftkjøp gjort gjennom fastprisavtaler. Det var imidlertid en økning i denne typen kontrakter fra 6 prosent i 3.kvartal 2002 til 16 prosent 2. kvartal 2003. 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. Tidspunktet for overgangen er imidlertid neppe det mest gunstige da fastprisavtalene inngått i første halvår 2003 antakelig bærer i seg en oppside i forhold til en nøytral vurdering av framtidige prisforhold på grunn av de høye prisene i markedet som eksisterte da.

Standard variabel kraftpris er fortsatt den klart vanligste kontraktstypen for husholdninger selv om andelen ble redusert noe i 2. kvartal i år til 73 prosent, mens den i 2. kvartal 2003 var 83 prosent. Andelen husholdninger med kontrakter tilknyttet elspotprisen var 11 prosent 2. kvartal 2003 mens den i 2. kvartal 2002 var noe under 8 prosent. Antall som er på fastpriskontrakter er nær fordoblet fra 9,4 til 17,1 prosent. Det ser dermed ut som endringen først og fremst har vært gjennom overgang fra variabel priskontrakt til fastpriskontrakt. I SSB (2003) ble det vist at en overgang fra variabel kontrakt til spotkontrakt var lønnsomt for en periode i 1. og 2. kvartal i 2003.

<sup>1</sup> Internettadresse: <http://www.ssb.no/elkraftpris/>



Figur 3.5. Fordeling av type kontrakter<sup>1</sup>



<sup>1</sup> Variabel pris består her av standard variabel kraftpris og kontrakter tilknyttet elspotprisen. For kraftintensiv industri og treforedling er kontrakter som ikke er markedsbestemt inkludert i fastpris.

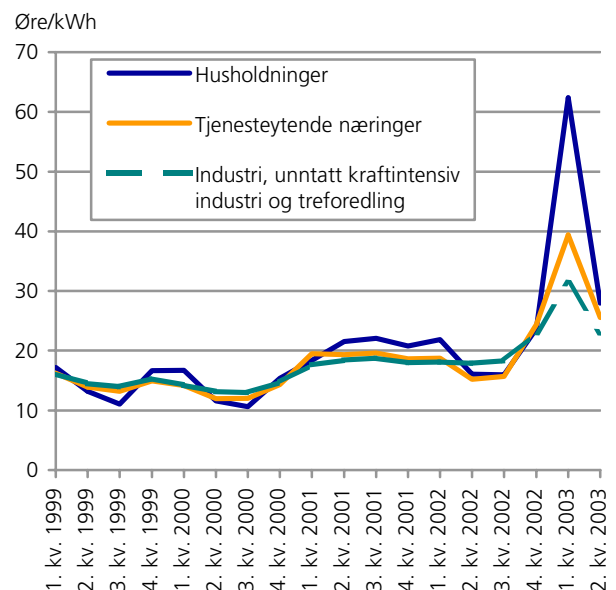
Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Kontrakter tilknyttet elspotprisen er vanligvis slik at kunden betaler spotpris på elektrisk kraft pluss et påslag på ca. 1-2 øre/kWh og i tillegg ofte et årlig fastbeløp som er uavhengig av elektrisitetsforbruket.

Næringslivet har en helt annen fordeling av kraftkontrakter enn husholdninger. For tjenesteytende næringer utgjør kontrakter tilknyttet mer eller mindre fleksible priser (variabel kontrakt pluss spotkontrakt), om lag 66 prosent i 3. kvartal 2002 og 71 prosent i 2. kvartal 2003. 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 likhet med husholdninger økte andelen fastpriskontrakter hos tjenesteytende næringer i 2. kvartal sammenlignet med kvartalet før, fra 22 til 29 prosent. Andelen var imidlertid henholdsvis hele 35 og 31 prosent i 3. og 4. kvartal 2002. Det synes som tjenesteytende næringer dermed har truffet den lønnsomme overgangen fra variabel til spotpris gjennom våren 2003 i noe større omfang enn husholdningene.

For industrien er det mest vanlig med fastpriskontrakter. Andelen for industri, unntatt kraftintensiv industri, var 2. kvartal 2003 61 prosent. I 1. kvartal var andelen 55 prosent. Her synes det å ha vært en overgang fra fastpriskontrakter til spotpriskontrakter i et omfang på om lag 9 prosentpoeng, mens det beskjedne omfanget av kontrakter med variabel pris er tilnærmet uendret (om lag 5 prosent). Det synes dermed som industrien er den aktøren på etterspørselssiden som har utnyttet prisinformasjonen mest effektivt.

Figur 3.6. Gjennomsnittlige priser på elektrisk kraft, eksklusive avgifter og nettleie. Alle



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

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, imidlertid er spotprisen en alternativ kostnad for mange. De har også mulighet til å selge kraft tilbake til markedet i kortere perioder.

### Brukerpriser på kvartalsbasis

Strømprisen for husholdninger var i gjennomsnitt 15,9 øre/kWh i 3. kvartal 2002, eksklusive avgifter og nettleie, se figur 3.6. Det var om lag det samme som i 2. kvartal. Sammenlignet med 3. kvartal i 2001 var prisen imidlertid hele 27,9 prosent lavere. I 4. kvartal var prisen i gjennomsnitt 23,7 øre/kWh. Det var 48,8 prosent høyere enn i 3. kvartal 2002 og 13,3 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 øre/kWh, eksklusive avgifter og nettleie. Det er 55,2 prosent lavere enn kvartalet før, men hele 74,4 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.

For tjenesteytende næringer var gjennomsnittlig pris på elektrisk kraft i 3. kvartal 2002 15,7 øre/kWh, en økning på 3,3 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 priscontrakter 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 68,5 prosent høyere enn ett år tidligere, og 35,1 prosent lavere enn i første kvartal 2003.

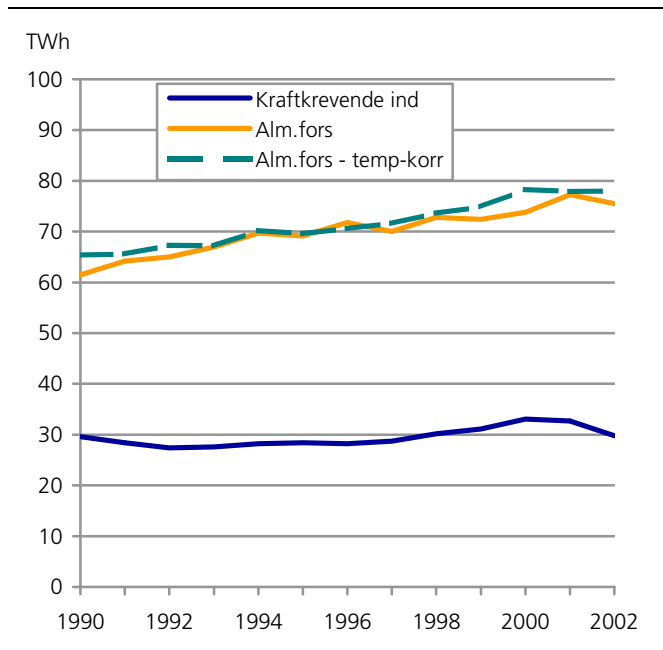
### 3.5. Forbruk

Etterspørselen etter elektrisitet kan grovt sett deles inn i tre forskjellige markedssegmenter; det meget fleksible kjelemarkedet, det svært lite fleksible kontraktsmarkedet for den energitunge industrien og resten av markedet som er beskjedent fleksibelt.

Netto forbruk av elektrisk kraft i alminnelig forsyning har de siste ti årene vokst med i gjennomsnitt 1,5 prosent per år, både absolutt og temperaturkorrigert, se figur 3.8. Det har imidlertid vært en utvikling med store variasjoner i de årlige vekstratene for temperaturkorrigert forbruk, se figur 3.7. I utgangspunktet varierer absolutt forbruk enda mer, og det kan være grunn til å anta at temperaturkorrigeringsmodellene ikke fanger opp og kan korrigere tilstrekkelig for temperaturmessige variasjoner. I tillegg vil det være konjunkturmessige og prismessige variasjoner som gjør at forbruket varierer over tid.

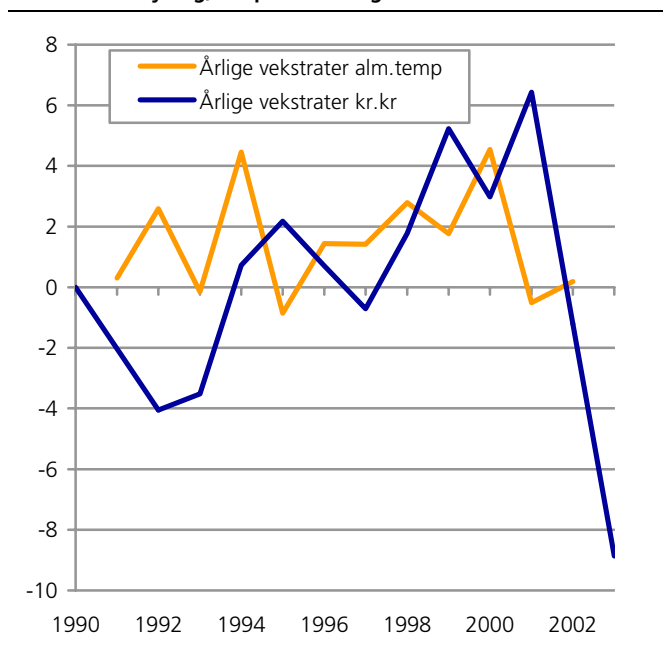
Industrien har en nedgang i produksjonen på 4,3 prosent fra de første fem månedene i fjor til de første fem månedene i år. Det er også en stor nedgang i alle former for industri – både konsumvareindustri, investeringsvareindustri og innsatsvareindustri. I den samme perioden gikk elektrisitetsforbruket i kraft

Figur 3.7. Utviklingen i absolutt og temperaturkorrigert elektrisitetsforbruk i alminnelig forsyning



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Figur 3.8. Årlige vekstrater i elektrisitetforbruk alminnelig forsyning, temperaturkorrigert



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

intensiv industri ned med 10,3 prosent og det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning gikk ned med 4 prosent.

Elektrisitetsforbruket gikk ned med 10 prosent når produksjonen kun går ned med 3,5-5,5 prosent. Det er ikke noen særlige substitusjonsmuligheter i disse sektorene. Reduksjon i elektrisitetsforbruk må derfor i all hovedsak skyldes redusert produksjon, altså må det være betydelige sammensetningseffekter. Hvis ned-

gangen i produksjon av for eksempel aluminium og ferroprodukter går ned mer enn produksjonen av andre mindre energiintensive produkter kan elektrisitetsforbruk gå mer ned enn den samlede produksjonen i industrien. I alminnelig forsyning derimot er det opplagte substitusjonsmuligheter da en større andel av energiforbruket går til oppvarming.

Gjennom fjoråret var det en generell konjunkturmessig nedgang. Produksjonsindekstall og foreløpige elektrisitetsforbrukstall er dessverre på et for aggregert nivå til at alle disse aspektene kan forfølges i detalj i et prosjekt av det omfang vi har her. Nedenfor forsøker vi likevel å analysere utviklingen i elektrisitetsforbruket noe mer detalj for grove enkeltsektorer. I Eika og Jørgensen (2003) forsøker en gjennom en formell modellanalyse å belyse noen flere trekk ved denne produksjons- og energiforbruksutviklingen.

### Kraftintensiv industri og treforedling

For den kraftintensive industrien hvor temperaturmessige forhold er mindre avgjørende, og hvor variasjon nærmest i sin helhet skyldes konjunkturmessige forhold, er utviklingen som i figur 3.7. Vi ser at det er nært samsvar mellom bevegelsen i den årlige veksten for alminnelig forsyning og kraftintensiv industri, bare med den forskjell at utslagene for den kraftintensive industrien er vesentlig større enn for alminnelig forsyning. Etter noen år med økt forbruk av elektrisk kraft i kraftintensiv industri på slutten av nittitallet viser figur 3.7 at elektrisitetsforbruket i disse næringene er redusert de siste to årene. Nedgangen har vært størst det siste året, i perioden juli 2002- juni 2003. Sammenlignet med forrige tolv måneders periode var nedgangen i forbruket av prioritert kraft 8,7 prosent for kraftintensiv industri. En stor del av dette skyldes 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 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.

Blant disse næringene har forbruket av prioritert kraft i produksjon av kjemiske råvarer hatt størst nedgang det siste året. Her var nedgangen 27,1 prosent. I produksjonen av jern, stål og ferrolegeringer var nedgangen i prioritert kraftforbruk 13,6 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 og valgte heller å videreselge kraften. Dette er også med på å forklare noe av nedgangen i elektrisitetsforbruket i kraftintensiv industri, men neppe det hele. Forbruket i kraftintensiv industri utgjorde 27,7 prosent i denne perioden. Forbruket av prioritert og uprioritert kraft i kraftintensiv industri ble redusert med 8,3 prosent i perioden juli 2002-juni 2003.

Forbruket av elektrisk kraft i treforedling var i perioden juli 2002 juni 2003 i alt 6495 GWh. Det utgjorde 6,1 prosent av netto forbruk i alt i Norge. Sammenlignet med året før, var reduksjonen i forbruket i treforedlingen 11,9 prosent i samme periode.

Det at forbruksreduksjonen var større i treforedling enn i kraftintensiv industri ellers henger sammen med et betydelig omfang av normalt bruk av kjelekraft i treforedlingssektoren. Med høyere priser på spot og dermed kjelekraft gikk treforedling over til å fyre kjelene med alternative energibærere.

Tabell 3.2. Forbruk av prioritert og uprioritert elektrisitet

	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

Kilde: Statistisk sentralbyrå.

## Alminnelig forsyning

For å kunne gjøre en mer detaljert analyse på månedsnivå benytter vi oss av forløpige tall fra NVE's Korttidsstatistikk. Netto forbruk av elektrisk kraft i alminnelig forsyning<sup>2</sup> var 75 510 GWh i perioden juli 2002 - juni 2003. 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. På tross av at prisen begynte å stige på høsten 2002 var ikke gjennomslaget på kjøperprisene like sterkt. Vinteren 2003 hadde dette slått igjennom og etterspørselsvirkningen ble da sterkere.

På tross av at den årlige veksten i elektrisitetsforbruket i alminnelig forsyning de siste 10 årene har vært 1,4 prosent, har elektrisitetsforbruket i 1. halvår 2003 bare økt 0,1 prosent i forhold til gjennomsnittet for denne perioden i 1993-2001.

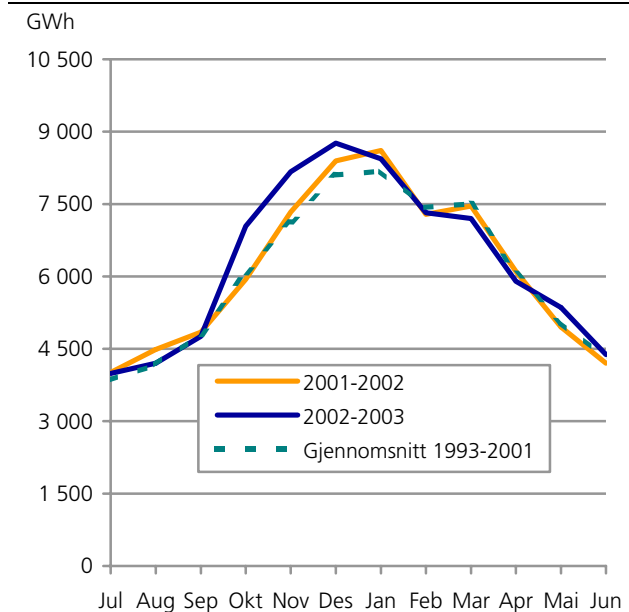
Mens elektrisitetsforbruket var forholdsvis høyt for årstiden i oktober og november i 2002, blant annet som følge av en tidlig og kald vinter, var elektrisitetsforbruket relativt lavt i alle månedene januar-april. I oktober var forbruket hele 18,5 prosent høyere enn i 2001, mens i november 11,4 prosent høyere enn året før. Netto forbruk av elektrisk kraft i alminnelig forsyning var 8 763 GWh i desember 2002, og det er 4,4 prosent høyere enn året før. Elektrisitetsforbruket som for hele 2002 var 75 543 GWh var 2,2 prosent lavere 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 at man har redusert energibruken, ved at man har byttet til andre energibærere der det er slike substitusjonsmuligheter.

I januar 2003 var netto forbruk av elektrisk kraft i alminnelig forsyning 8 436 GWh, tilsvarende en nedgang på 2 prosent fra januar 2002. Elektrisitetsforbruket var 7 321 GWh i februar som er 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.

Figur 3.9. Netto alminnelig forbruk



Kilde: NVE.

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 viss 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 og forklare at elektrisitetsforbruket i disse månedene ikke var spesielt lavt. I tillegg til dette har blant annet reduksjon i strømprisene en 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 til enhver tid, 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>3</sup> i perioden juli 2002-juni 2003 økte med 2,6 prosent fra året før. Temperaturkorrigert brutto elforbruk i alminnelig forsyning var imidlertid 1,1 prosent lavere siste år sammenlignet med året før.

Figur 3.10 viser at det temperaturkorrigerte forbruket var lavere det siste året sammenlignet med året før i alle måneder i perioden desember - mai. Dette kan blant annet ses i sammenheng med høyere strømpriser og fokus rundt dette. 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

<sup>2</sup> Definert som netto elektrisitetsforbruk i alt fratrukket forbruk i kraftintensiv industri

<sup>3</sup> Her er elektrokjel og pumpekraftforbruk inkludert.

perioden 1993-2001 var temperaturkorrigert elforbruk bare 0,4 prosent høyere i 2003 for denne perioden.

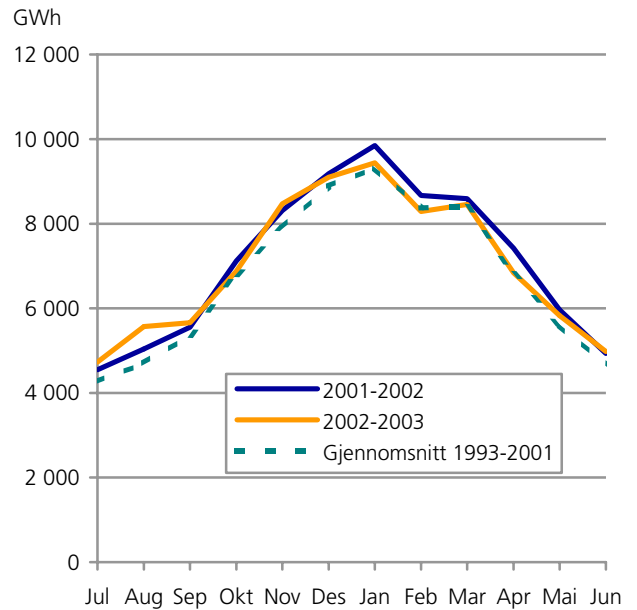
Elektrisitetsforbruket påvirkes blant annet av aktiviteten i økonomien, størrelsen på det totale oppvarmede arealet i bygninger og innetemperaturen, antall elektriske apparater, klima og strømpriser. Etter noen år med fallende strømpriser har økte strømpriser det siste året trolig bidratt til å dempe elektrisitetsforbruket. Sterk fokus rundt dette bidrar også til bevisstgjøring av elektrisitetsforbruket som kan virke i samme retning.

**Kjeleforbruk**

Elektrokjelmarkedet har siden energimarkedet ble deregulert i 1991 variert mellom fra 4,5 og 8,3 TWh per år. Etterspørselen var størst de første årene for deretter å bli gradvis mindre. Elektrokjeler kan fyre både med olje og elektrisitet, og normalt velger man å kjøre på den energibæreren som er billigst til enhver tid. Det betyr at i stramme perioder som sist vinter skulle en forvente at mesteparten av kjeleforbruket var ute av elektrisitetsmarkedet.

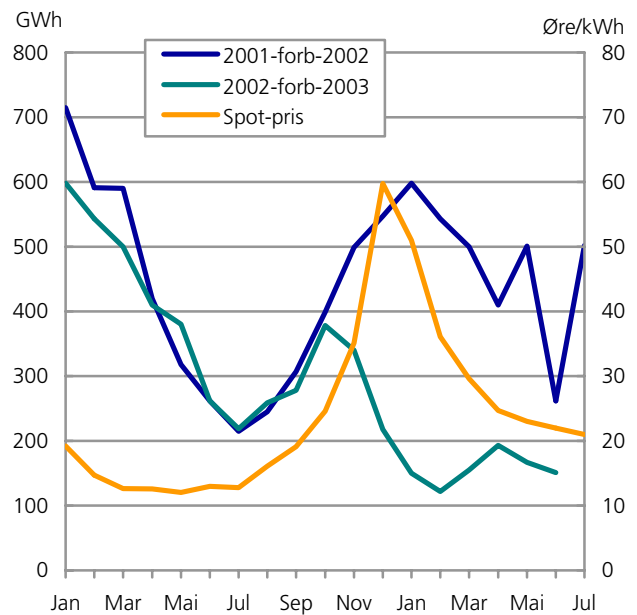
Figur 3.11 viser forbruket av elektrisk kraft i elektrokjeler fra januar i 2001 til juni i år. Vi ser klart at kjeleforbruket er høyest på vinteren og lavest på sommeren. Dette gjenspeiler at deler av kjelemarkedet er knyttet til veksthussektoren som trenger mer strøm om vinteren enn om sommeren, og at andre deler er knyttet til sektorer som bruker dette til oppvarming. En stor del av forbruket er imidlertid knyttet til prosesser i treforedlingssektoren som skulle være tilnærmet uavhengig av sesong bortsett fra sommersesongen da aktiviteten er mindre på grunn av ferieavvikling. Vi ser også at utviklingen i spotprisen, godt gjenspeiler prisutviklingen for forbruket i kjeledelen av elektrisitetsmarkedet. 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 kjelemarkedet øker, og 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, og at noen kjeler ikke var tilstrekkelig vedlikeholdt til at de faktisk kunne kjøre på olje eller andre energibærere på kort sikt.

**Figur 3.10. Brutto temperaturkorrigert alminnelig forbruk**



Kilde: NVE.

**Figur 3.11. Kjeleforbruk av kraft og spotpris**



Kilde: Nordpool.

Forskjellen i forbruk i kjelemarkedet mellom oktober 2001 til juni 2002 og oktober 2002 til juni 2003 var på 2,2 TWh. De ekstraordinært høye prisene medførte altså en kraftig reduksjon i elforbruket i sektoren.



Tabell 3.3. Salg av petroleumsprodukter, etter kjøpergruppe. Millioner liter. Føreløpige tall

	Juni		Året akkumulert		Tolvmånedersperioder	
	2003	Endring i prosent	2003	Endring i prosent	Juli 2002- Juni 2003	Endring i prosent
Totalt salg	815	7,2	4649	7,1	9487	3,9
Jordbruk og skogbruk	7	9,0	47,00	17,2	96	6,8
Fiske og fangst	58	26,0	327,00	15,8	638	14,9
Industri bergverk, kraftforsyning, olje og gass	97	13,2	696,00	18,7	1339	7,8
Bygg og anlegg	40	-3,1	140,00	7,7	322	1,7
Boliger, forretningsbygg, kontorer mv.	53	24,3	379,00	27,5	704	16,6
Transport	492	3,9	2621,00	-1,1	5422	-2,1
Av dette bunkers	59	-14,3	307,00	-21,9	695	-20,5
Offentlig virksomhet	5	-20,6	103,00	71,3	184	51,1
Annet salg	63	8,2	335,00	13,9	783	17,3

### Andre energiformer

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. I perioden juli 2002-juni 2003 økte salget av fyringsparafin med 18,4 prosent sammenlignet med samme periode året før, mens salget av lette fyringsoljer økte med hele 53 prosent<sup>4</sup>. Økningen har vært størst det siste halve året med en økning på 32,5 prosent for fyringsparafin og 70,4 prosent for lette fyringsoljer.

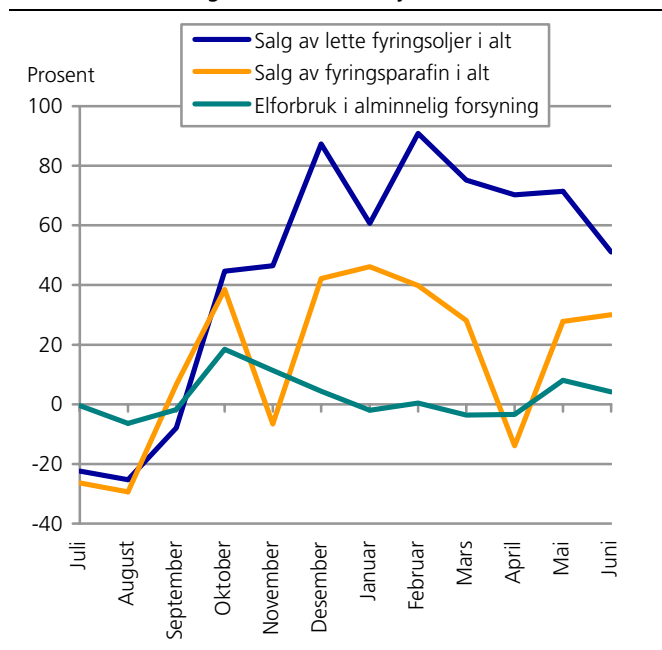
Både salg av lette fyringsoljer og fyringsparafin, samt elforbruk i alminnelig forsyning var lavere i juli og august 2002 sammenlignet med tilsvarende måneder året før. I oktober ble det imidlertid kaldere enn normalt og salg av lette fyringsoljer, fyringsparafin og elforbruk økte kraftig. Med unntak av fyringsparafin fortsatte dette også i november 2002. I desember var tolv måneders veksten mindre for elektrisitet mens salg av lette fyringsoljer økte med hele 87,4 prosent sammenlignet med desember 2001. Salg av fyringsparafin økte med 42,3 prosent i samme periode.

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 petroleumsproduktene. I siste tolv måneders periode sto salg av lette fyringsoljer for 83,3 prosent og salg av fyringsparafin for 16,7 prosent av disse to energibærerne. Salget var i denne perioden henholdsvis 923 og 185 millioner liter.

Mens det totale salget av petroleumsprodukter i Norge økte med 3,9 prosent i siste tolv måneders periode, viser salg av petroleumsprodukter fordelt etter kjøpergrupper at salg til boliger, forretningsbygg, kontorer, mv. økte med 16,6 prosent. Her er alle

petroleumsprodukter inkludert. Salg til offentlig virksomhet økte med 51,1 prosent, mens salg til industri mv. økte med 7,8 prosent i denne perioden. Salg til transport, som utgjør en stor del av det totale salget av petroleumsprodukter, ble redusert med 2,1 prosent. Dette bidro til at økningen i det totale salget av petroleumsprodukter ikke ble større enn 3,9 prosent.

Figur 3.12. Prosentvis endring i perioden Juli 2002- Juni 2003 sammenlignet med Juli 2001- juni 2002



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

<sup>4</sup> Statistikken for salg av petroleumsprodukter tar ikke hensyn til eventuelle lagerendringer, som i perioder til en viss grad kan gi avvik mellom salg og forbruk. Internettadresse: <http://www.ssb.no/petroleumsalg/>

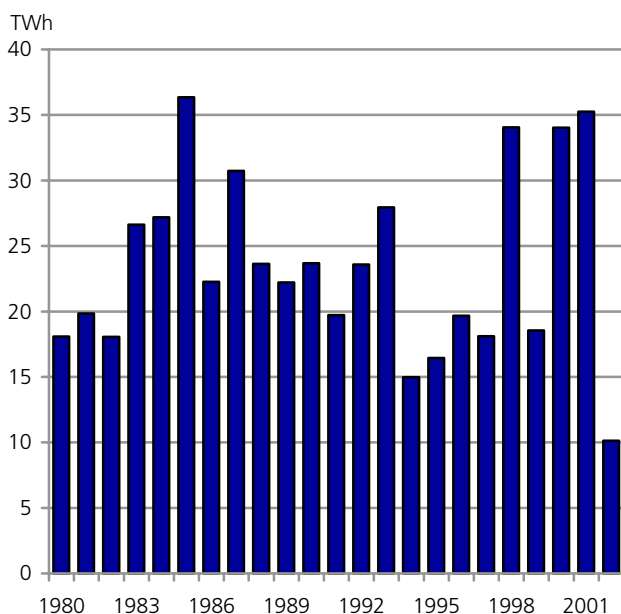
## 4. Sverige

### 4.1. Vannbalansen

Tilsiget til de svenske kraftverkene var om lag 58 TWh i 2002. Dette er om lag 12 TWh mindre enn gjennomsnittet fra 1980 til 2002, men kun 7 TWh mindre enn normalårsproduksjonen ( Nordels årsberetning 2002). På samme måte som for Norge var tilsiget om lag som gjennomsnittet eller noe over dette de første 7 månedene, mens det altså sviktet med hele 13 TWh det siste halve året. Svikten i tilsiget var altså relativt sett større i Sverige enn i Norge høsten 2002. Mens svikten var 50 prosent i Norge var den over 70 prosent i Sverige. Dette er også en forklaring på eksporten til Sverige, på tross av lite tilsig til norske magasiner.

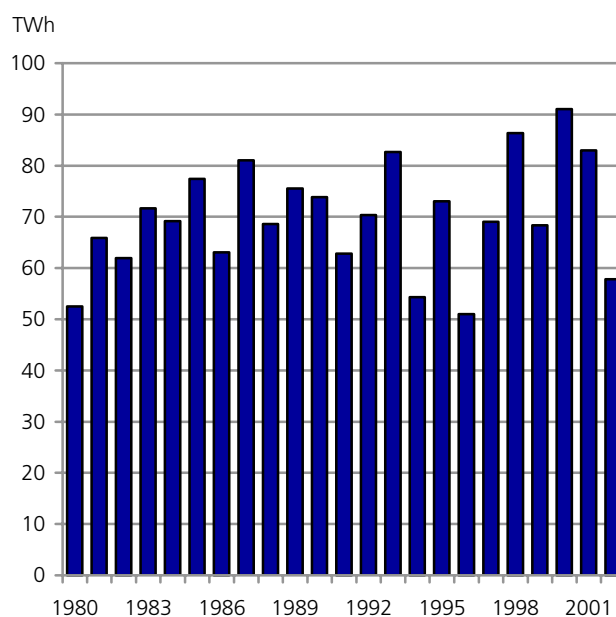
Produksjon av vannkraft i Sverige i 2002 var om lag 66 TWh. Det betyr at vannstanden ved inngangen til 2003 var om lag 8 TWh dårligere enn ved inngangen til 2002. På samme måte som for Norge benyttet en tidligere lagret vann til kraftproduksjon i en situasjon hvor nedbøren i løpet av året ikke kom i det omfang som en kunne forvente.

Figur 4.1. Nyttbart tilsig Sverige. Uke 31-52 . 1980-2002



Kilde: Svensk Energi.

Figur 4.2. Nyttbart tilsig Sverige. 1980-2002



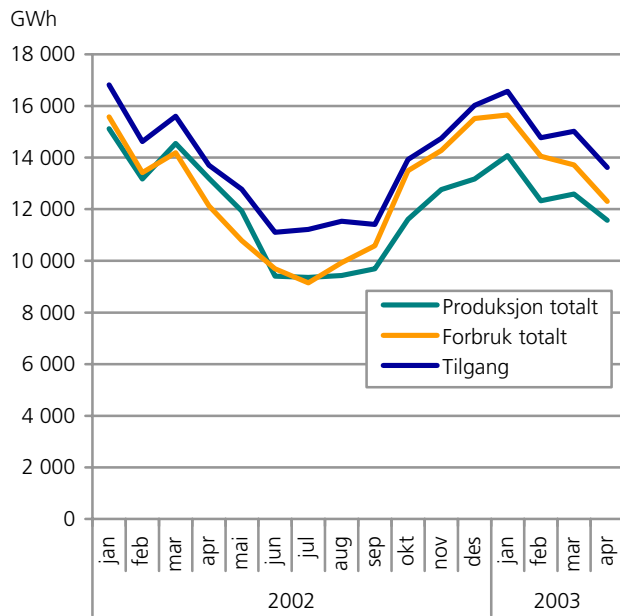
Kilde: Svensk Energi.

Ser en året under ett så var tilsiget i både 1994 og i 1996 mindre enn i 2002. Ser en bare på de kritiske månedene i høsten 2002, så var tilsiget i denne perioden mindre i 2002 enn både 1995 og 1996 som de to tidligere bunnårene i perioden 1980-2002.

### 4.2. Produksjon

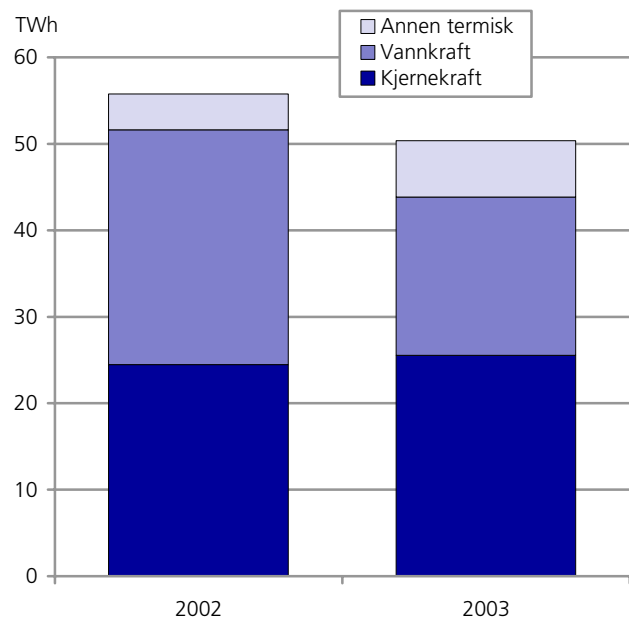
Figur 4.3 viser produksjon, forbruk og total tilførsel av kraft til Sverige i perioden januar 2002 til april 2003. Vi ser at innenlandsk produksjon er større enn forbruk helt fram til juni 2002. Deretter er det et økende underskudd i produksjonen som dekkes opp med import. På det meste, i desember er importen hele 4 TWh på en måned. Total tilførsel ligger over innenlandsk forbruk i hele perioden, noe som tilsvarer at det også har foregått eksport i alle perioder, selv i høstperioden hvor netto import var betydelig. Dette viser klart de positive egenskapene ved et kraftsystem som det nordiske hvor de kortsiktige produksjonskostnadene er forskjellige, og etterspørselen varierer mye over døgnet. Selv i en periode med stort behov for

Figur 4.3. Produksjon, forbruk og tilgang, Sverige



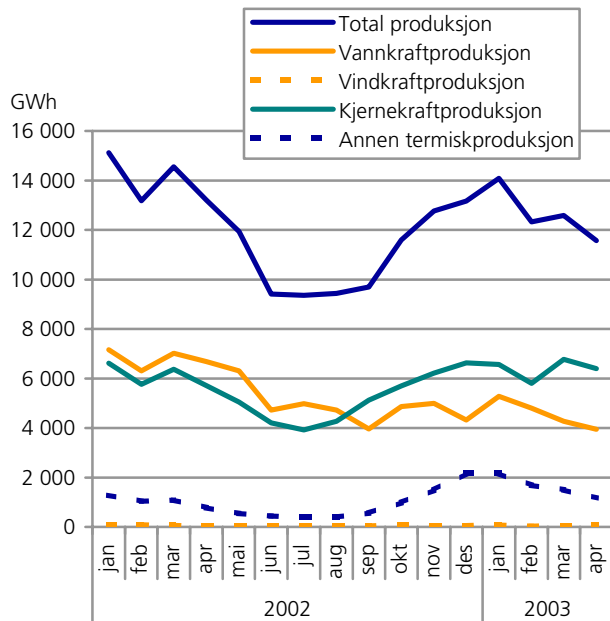
Kilde: Svensk Energi.

Figur 4.5 Sammensetning av kraftproduksjon i Sverige. Januar til april. 2002 og 2003



Kilde: Svensk Energi.

Figur 4.4. Produksjon Sverige



Kilde: Svensk Energi.

import foregår altså eksport i deler av døgnet. Slik optimaliserer en produksjonen også i perioder med underliggende energiknapphet.

I figur 4.4 har vi brutt ned den svenske kraftproduksjonen på kraft produsert med de ulike teknologiene. Av denne ser vi at vannkraftproduksjonen gikk nedover i hele fjoråret, men stabiliserte seg – dog med noen variasjoner på slutten av året og inn i 2003. Det er normalt at vannkraftproduksjonen går ned i takt med forbruket utover våren da en går inn i en lagringsperiode når snøsmeltingen setter i gang. Så er det

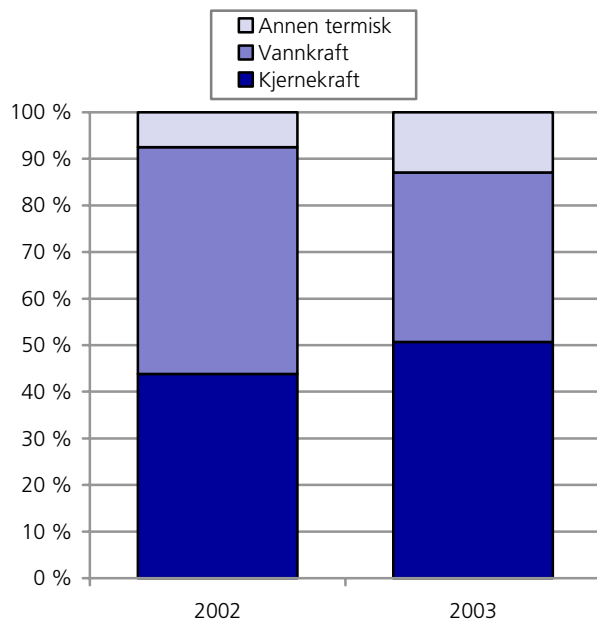
vanlige at den tar seg opp igjen under høstregnet når etterspørselen tar seg opp. Normalt er en da inne i en tappingsperiode, men vi ser at man i Sverige hadde mer enn nok med å holde produksjonen oppe på det nivået en var i august/september. I stedet måtte en forsere produksjonen i kjernekraftverkene og i de termiske verkene. Noe vindkraft kom også inn på nyåret i 2003. Siden dette ikke var nok for å tilfredstille etterspørselen kom det i tillegg en del import som omtalt ovenfor.

Samlet sett for året 2002 gikk svensk kraftproduksjon ned med 9,1 prosent i forhold til 2001. Den begrensede nedbøren slo inn i Sverige på samme måte som i Norge på høsten 2002, mens våren hadde et tilsig til magasinene som var om lag som normalt. Imidlertid utgjør svensk vannkraftproduksjon i underkant av 50 prosent av kapasiteten i Sverige mot nærmere 100 prosent i Norge. Reduksjon i nedbørmengder slår derfor absolutt sett mindre ut i Sverige enn i Norge.

Blant annet på grunn av de manglende tilsigene og lave magasinbeholdningene ble det produsert 5,5 TWh mindre fra svenske kraftverk i de fire første månedene i 2003 enn i tilsvarende måneder i 2002. Vannkraftproduksjonen var imidlertid hele 9 TWh lavere. En del av dette ble kompensert med økt kjernekraftproduksjon (1 TWh), mens en større andel av kompensasjonen kom gjennom økt termisk produksjon (2,5 TWh). Kraftvarmeproduksjon til fjernvarme som bidro med en økning på 1,5 TWh, mens kraftvarmeproduksjon i industrien, gassturbiner og kondenskraftturbiner økte produksjonen samlet med om lag 1 TWh sammenlignet med perioden januar til april 2002.



Figur 4.6. Sammensetning av kraftproduksjon i Sverige. Januar til april. 2002 og 2003



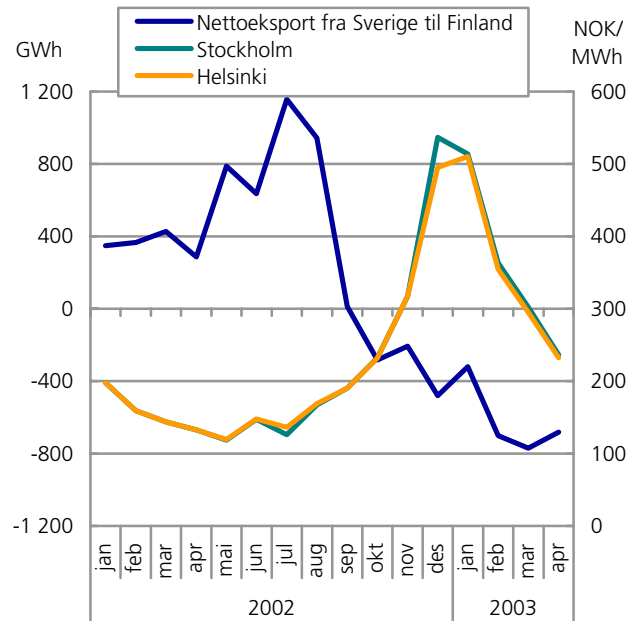
Kilde: Svensk Energi.

Det svenske omfanget av vindkraft er tilnærmet neglisjerbart i dette bildet, med kun 0,3 TWh i hele 2002.

### 4.3. Handel

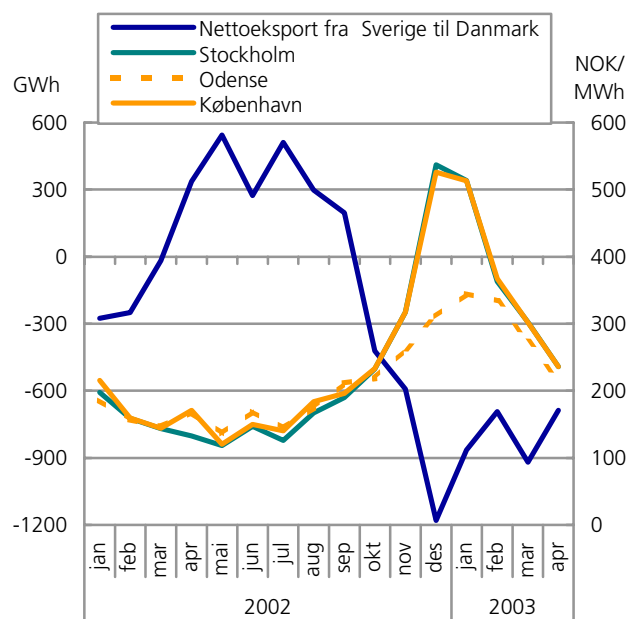
Høy etterspørsel og høy betalingsvilje i Sverige samtidig med relativt lav produksjon betydde at en del av etterspørselen rettet seg mot de andre nordiske landene, Finland, Danmark og Norge, eller at den tidligere produksjonen i Sverige som var rettet mot etterspørsel i disse landene nå ble brukt av Sveriges egne innbyggere. Finland hadde en del termisk produksjonskapasitet som kunne settes inn ved de høye prisene som ble notert i markedet og kunne dermed bidra til å dekke den store etterspørselen i Sverige. Figur 4.7 viser at utviklingen i prisene på børsen for Stockholm og Helsinki var om lag den samme, bortsett fra en kortere periode i november 2002 til januar 2003, da "krisen" var som verst og prisen i Stockholm ble høyere enn i Helsinki på grunn av effektive transmisjonsskranke mellom disse to områdene. Prisene gjenspeiler den generelle utviklingen i kraftmarkedet i Norden i denne perioden. Vi ser også at importen fra Finland til Sverige i denne perioden er nært omvendt korrelert med prisutviklingen. Etter hvert utviklet situasjonen seg slik at Norge var området med størst knapphet og de høyeste prisene. Kraftflyten snudde derfor til nettoeksport til Norge i januar 2003. Sverige eksporterte til Danmark frem til oktober 2002 da tilsigsvikten var et faktum, og kraftflyten ble da snudd til import. Til tross for eksporten til Norge fra januar 2003 var Sverige netto importør av kraft første kvartal 2003.

Figur 4.7. Utveksling fra Sverige til Finland og priser



Kilde: Svensk Energi og Nordpool.

Figur 4.8. Utveksling Sverige til Danmark og priser

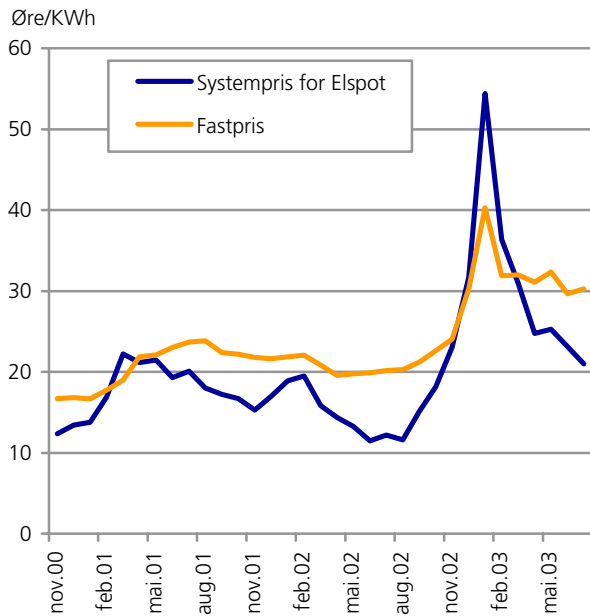


Kilde: Svensk Energi og Nordpool.

### 4.4. Priser

Det har tidligere blitt antatt at svenske forbrukere slapp billigere fra det siste årets stramme kraftmarked og høye priser ved at en vesentlig større andel av svenske forbrukere enn for eksempel norsk forbrukere hadde fastpriskontrakter, og derfor ikke ble rammet av prisstigningen i markedet. Dette er imidlertid en sannhet med mange modifikasjoner. For det første er det normalt at en fastpriskontrakt ligger over spotprisene i normalttilfellet. Forbrukerne kjøper en forsikring for å sikre seg mot uventet høye spotpriser

Figur 4.9. Elspot og fastpris Sverige i NOK

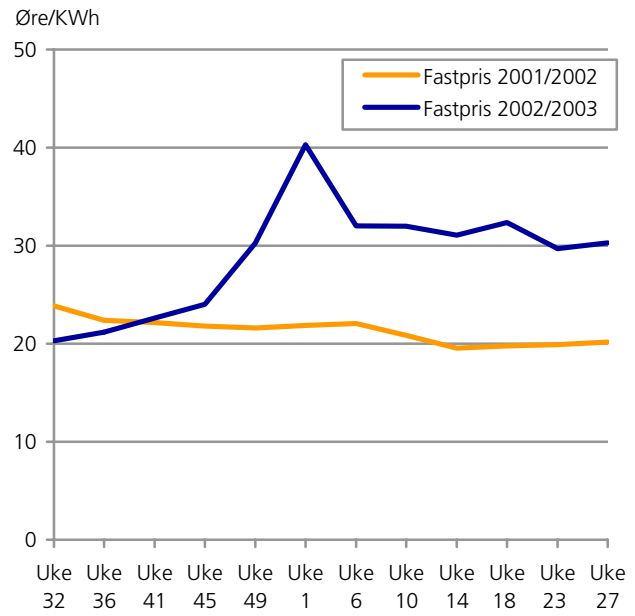


Kilde: Nordpool og NVE.

og for den forsikringen må de betale noe i forhold til om de hadde vært på spotkontrakt. For det andre har fastpriskontrakter en løpetid. Hvis utløpstiden skjer gjennom året når prisene er på vei opp så vil fastpriskontraktene også bli regulert opp. For det tredje vil kontrakter som er signert i en høyprisperiode kunne bli høyere enn spotpriser når spotprisene faller, noe de jo gjorde våren 2003. Figur 4.9 viser at fastpris til konsumenter i Sverige ligger over spotprisen stort sett for hele perioden fra og med november 2000 til og med november 2002, hvor spotprisen stiger kraftig og kontraktsprisen ikke følger med. Imidlertid skjer det også en justering av fastpris utover høsten 2002, selv om det skjer i noe mindre grad enn utviklingen i spotprisen. Det er rimelig siden dette er årskontrakter som skal gjenspeile den gjennomsnittlige forventede kraftprisen dette året, gitt en sikkerhetsmargin. Spotprisen faller igjen utover våren 2003. Allerede i mai 2003 er spotprisen igjen vesentlig lavere enn fastkontraktprisene. Vi ser derfor at den gjennomsnittlig fastkraftprisen i Sverige har vært høyere i 2002 og 2003 enn spotprisen, selv i en periode da spotprisene har vært uforholdsmessig høye i en relativt lang periode.

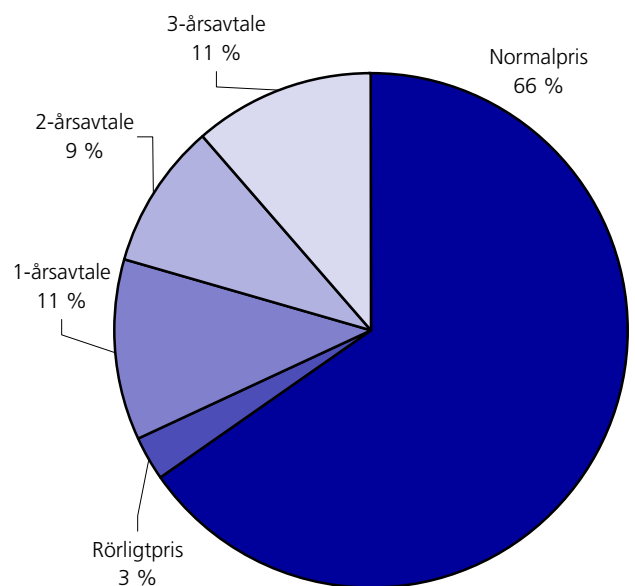
Figur 4.10 viser mer i detalj utviklingen i fastpriskontraktene i Sverige i uke 32 i 2002 til uke 27 i 2003. I en relativt kort periode i uke 41 til 50 steg de faste kontraktsprisene til om lag det dobbelte for så å falle relativt raskt tilbake igjen til om lag 45 prosent over tilsvarende priser i 2001/2002. Deretter har de holdt seg på dette høye nivået på tross av at spotprisen har falt ytterligere.

Figur 4.10. Fastpriskontrakter Sverige i NOK



Kilde: Nordpool og NVE.

Figur 4.11. Fordeling av ulike kontraktstyper januar 2003



Killde: Statistiska centralbyrån, Sverige.

Figur 4.10 viser utviklingen i kontraktsprisene, men sier for så vidt ikke noe om omfanget av i hvilken grad kundene faktisk ble omfattet av disse prisendringene. Tabell 4.1 sier noe om dette. Vi ser at i de kundene som hadde normalprisavtaler opplevde en prisstigning på fra vel 45 prosent til vel 70 prosent (uveid snitt 56 prosent). De kundene som hadde varierende tariffer opplevde en prisstigning fra 115 til 155 prosent (uveid snitt 143 prosent), altså vel det dobbelte av fastpriskundene. Ettårsavtalene som mange tror ikke opplevde prisstigning, hadde en prisstigning på fra 45 til 85 prosent (uveid snitt 62 prosent). Det betyr at mange av

ettårskontraktene faktisk forfalt i den perioden hvor kontraktsprisen generelt ble økt kraftig. Som naturlig er så er prisstigningen i 3-årskontraktene vesentlig mindre, men selv der må det ha vært mange kontrakter som hadde forfallsperiode høsten 2002 og vinteren 2003, siden prisen i gjennomsnitt økte med fra 25-35 prosent (uveid snitt 30 prosent). Uveid prisstigning for alle kontrakter er om lag 70 prosent.

Et annet interessant trekk ved denne tabellen er at det var den elektrisitetsintensive industrien som opplevde den sterkeste prisoppgangen innenfor alle omtalte priskontrakter. Det betyr formodentlig at denne industrien bommet mest på timingen av inngåelse av kontraktene i forhold til den uventede begivenheten med lite tilsig og sterkt økende priser. I neste omgang kan det bety at det er denne industrien som vil merke effektene av denne prisstigningen lengst.

#### 4.5. Forbruk

BNP i Sverige økte med 1,1 prosent fra 2001 til 2002 og foreløpige tall for 2003 viser en oppgang på 2 prosent fra første kvartal 2002. Teknologiske endringer på så kort sikt som ett år er antakelig beskjedne, men en viss framgang vil det alltid være. I gjennomsnitt for de nordiske økonomiene er denne om lag 1 prosent per år

Dette bidrar til å holde veksten i energiforbruket nede. Fra 2001 til 2002 var de gjennomsnittlige spotprisene om lag uendret. I første halvår 2002 var imidlertid spotprisene, og dermed antakelig også fastkontraktsprisene noe lavere enn i 2001. Samlet skulle dette bety at forbruket i første halvår 2002

skulle være noe høyere enn forbruket i første halvår 2001. Av Tabell 4.2 ser vi at forbruket i første halvår 2002 stort sett er på nivå med forbruket i tilsvarende periode i 2001. Over de første 25 ukene var forbruket 0,4 prosent over 2001 forbruket. I siste halvår, når prisene begynte å stige sterkt, var forbruket i 2002 klart lavere enn forbruket i 2001. Forbruket de siste 25 ukene av året var 1,6 prosent lavere enn i 2001. Med en priselastisitet på -0,05, se Bye og Bergh (2003), skulle dette tilsi en gjennomsnittlig prisstigning i det svenske markedet på om lag 30 prosent høsten 2002. Av tabell 4.1 framgår at den gjennomsnittlige prisstigningen (uveid) fra 2002 til 2003 er nærmere 70 prosent.

Vi ser videre av figur 4.12 at det temperaturkorrigerede forbruket i de 17 første ukene av 2003 er klart lavere enn tilsvarende for 2002. Forbruket er 3,4 prosent lavere i 2003. Hvis vi regner at den underliggende veksten på årsbasis er om lag 0,5 prosent, så er den underliggende energiveksten omlag 0,15 prosent. Et grovt estimat på den gjennomsnittlige elastisiteten i Sverige (3,5 prosent reduksjon på 70 prosent prisstigning) er da -0,05 altså om lag det som ble estimert tidligere for Norge, Bye og Bergh (2003), men en god del lavere enn det som ble estimert for Norge i 2003. En lavere elastisitet i Sverige enn i Norge kan skyldes at den andelen av elektrisiteten som går til oppvarming er mindre i Sverige enn i Norge, at det meget fleksible kjelemarkedet er mindre og at de har mindre andeler energiintensiv industri som kunne redusere aktiviteten i perioder med ekstremt høye priser.

**Tabell 4.1. Pris forandringer på elektrisitet eksklusive skatter 1 januar 2002 og 1 januar 2003 for ulike kunder og avtaler. Middelpriiser SEK/Kwh**

	Normalprisavtale			Avtale med "rørligt" pris		
	2002	2003	Forandring i prosent	2002	2003	Forandring i prosent
Leilighet	35.6	51.9	45.8	35.2	75.8	115.3
Villa uten eloppvarming	31.6	47.1	49.1	29.4	70	138.1
Villa med eloppvarming	29.6	44.7	51	26.6	67.1	152.3
Jord- og skogbruk	29.3	44.5	51.9	26.1	60	129.9
Næringsvirksomhet	28.8	43.6	51.4	25.4	34.2	152.8
Småindustri	28.5	44.3	55.4	25.2	63	150
Mellomstor industri	28.3	44.8	58.3	24.8	63.3	155.2
Kraftintensiv industri	28.3	48	69.6	25.2	62.6	148.4
Stor kraftintensiv industri	28.3	48.8	72.4	25	62.1	148.4
	1-årsavtale			3-årsavtale		
	2002	2003	Forandring i prosent	2002	2003	Forandring i prosent
Leilighet	32.8	47.3	44.2	31.9	40.2	26
Villa uten eloppvarming	28	42.3	51.1	27.6	35.1	27.2
Villa med eloppvarming	25.6	39.7	55.1	25.2	32.4	28.6
Jord- og skogbruk	25.1	40.5	61.4	24.7	32.2	30.4
Næringsvirksomhet	24.3	38.9	60.1	24	31.6	31.7
Småindustri	23.6	37.1	57.2	23.5	30	27.7
Mellomstor industri	23.1	37.5	62.3	23.2	29.5	27.2
Kraftintensiv industri	23.4	42.6	82.1	23.1	30.7	32.9
Stor kraftintensiv industri	22.8	42.5	86.4	22.7	30.6	34.8

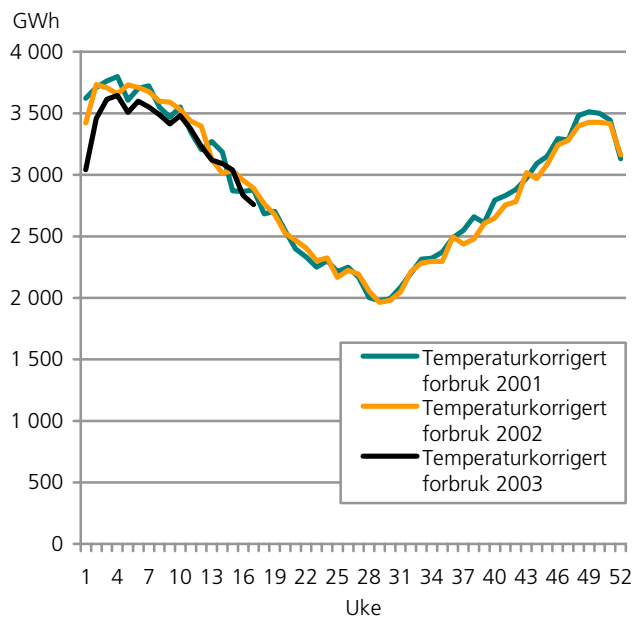
Kilde: Statistiska centralbyrån.

Tabell 4.2. Sluttanvendning for energi i PJ, første kvartal

	Kull, koks	Bio- brensel	Olje- produkter	Gass- produkter	Fjern- varme	Sum brensel	Elektrisitet	Sum totalt	Indeks 1980=100
<b>Industri</b>									
1999	10.3	48.3	24.7	5.5	7.1	95.9	49.3	145.2	130.7
2000	13	54.8	24.6	5.8	6.7	104.9	52.9	157.7	142
2001	12.6	46.5	21.1	5.8	6.8	92.8	53.3	146.1	131.5
2002	13	45.8	20.4	5.7	8.9	93.8	51.3	145	130.6
2003	12.4	43.9	25.4	6	9.7	97.4	49.9	147.4	132.6
Forandring i prosent 2002/2003	-4.2	-4.1	24.2	5.9	8.6	3.9	-2.6	1.6	1.6
<b>Samferdsel</b>									
1999	0		74.1			74.1	2.5	76.6	113.3
2000	0		73.5	0		73.6	2.6	76.2	112.8
2001	0		77.2	0.1		77.3	2.9	80.2	118.6
2002	0		75.1	0.1		75.5	2.7	78	115.3
2003	0		77	0.1		77.1	2.9	80	118.3
Forandring i prosent 2002/2003			2.5			2.4	7.9	2.6	2.6
Øvrig (Husholdninger service m.m.)									
1999	0		37.9	2.6	56.4	96.9	80.9	177.8	189.6
2000	0		26.3	3	54.2	83.6	79.6	163.2	174
2001	0		29.1	3	60.8	92.9	86.1	179	190.8
2002	0		26.9	2.7	54.9	84.5	92.1	166.6	177.6
2003	0		32	3	63.4	98.4	86	184.3	196.5
Forandring i prosent 2002/2003			18.9	11	15.5	16.4	4.7	10.6	10.6
<b>Totalt</b>									
1999	10.3	48.3	136.7	8.1	69.5	266.9	132.7	399.6	146.6
2000	13	54.8	124.4	8.9	60.9	262	135.1	397.2	145.8
2001	12.6	46.5	127.4	8.9	67.6	263	142.3	405.3	148.7
2002	12.4	45.8	122.5	8.5	63.8	253.5	136.1	389.6	143
2003	-4.2	43.9	134.4	9.1	73.1	272.9	138.8	411.7	151.1
Forandring i prosent 2002/2003		-4.1	9.7	6.9	14.6	7.6	2	5.7	5.7

Kilde: Statistiska centralbyrån.

Figur 4.12. Temperaturkorrigert forbruk, Sverige



Tabell 4.2 viser utviklingen i ulike energiformer for det første kvartalet for årene 1999 til 2003. Vi er her spesielt opptatt av utviklingen fra 2001, gjennom 2002 til 2003. For industrien var det en liten nedgang i det totale energiforbruket fra 2001 til 2002 (-0,7 prosent), men det var en økning i bruken av brensel (+1,1 prosent) og en kraftig nedgang i bruken av elektrisitet (-3,8 prosent). Hvorfor man fikk nedgangen i bruk av elektrisitet fra 2001 til 2002? Noe av nedgangen har

antakelig sammenheng med økningen i bruk av fjernvarme som kan være styrt av langsiktige utbyggingsløsninger snarere enn av de årlige prisvariasjonene.

Den viktigste årsaken var nok imidlertid at Sverige var inne i en lavkonjunktur siden BNP økte med kun 1,1 prosent fra 2001 til 2002. Fra 2002 til 2003 var det en økning i bruken av energi på 1,5 prosent i industrien, og Sverige er på vei ut av lavkonjunkturen med en vekst på 2 prosent fra første kvartal 2002 til første kvartal 2003. Her var det en kraftig økning i bruken av brensel (+3,8 prosent) og en stor reduksjon i bruken av elektrisitet (-2,7 prosent). Den kraftige økningen i brensel kommer fra stor økning i bruken av oljeprodukter som må antas å henge nært sammen med reduksjon i bruken av elektrisitet. Mer overraskende er det at bruken av biobrensel og fjernvarme har gått ned i industrien fra 2002 til 2003.

I boligsektoren og service gikk energiforbruket ned med 7 prosent fra 2001 til 2002 og opp med 10,6 prosent fra 2002 til 2003. Dette synes å følge et mønster fra tidligere år hvor energiforbruket svinger med de samme størrelser annethvert år. Dette skyldes tilfeldigheter som er forårsaket av konjunktur og temperaturforskjeller. Konjunkturerne forklarer at forbruket faller med 4,6 prosent i samsvar med at det er en konjunktur nedgang, og at den øker igjen med 4,8 prosent når aktiviteten øker igjen. Dette forklarer også svingninger en finner igjen for de andre energibærerne fjernvarme og oljeprodukter.

# 5. Danmark

Danmark skiller seg ut fra de andre nordiske landene ved at de ikke har innslag av vannkraft i sitt produksjonssystem, kun termisk kraftproduksjon (ulike typer), en kombinasjon av kraft og varmeproduksjon og vindkraftproduksjon. Danmark er skilt i to separate områder, Danmark vest og Danmark Øst, på grunn av manglende transmisjonslinjer mellom disse to områdene. Danmark vest er i mange tilfelle et eget prisområde på Nordpool med overføringskapasitet som begrensende faktor.

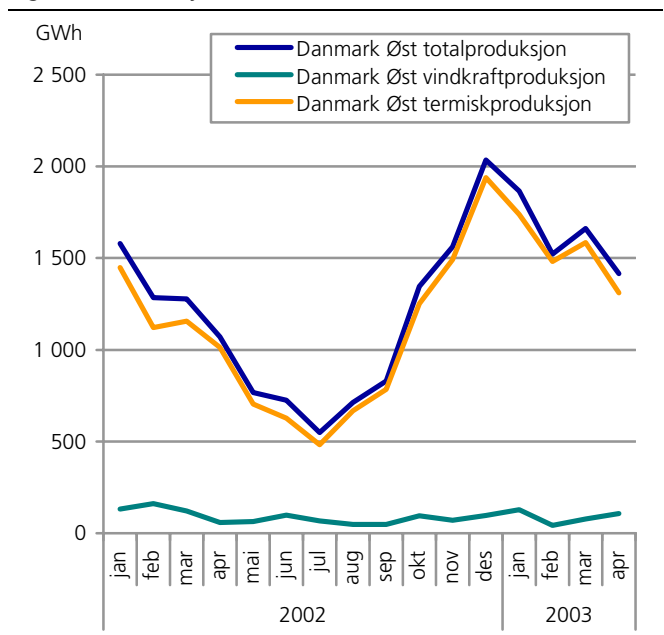
## 5.1. Produksjon

La oss først se på Danmark Øst. Figur 5.1 viser for det første at vindkraftproduksjon utgjør en svært liten andel av dansk kraftproduksjon på tross av at fokus i energidebatten gjerne er på vindmøller. Videre ser vi at dansk termisk produksjon økte kraftig gjennom høstmånedene i fjor og utgjorde i desember en produksjon på 2 TWh. Dette er nesten topp kapasitetsutnyttelse i Danmark Øst. Det tilsvarer et årlig produksjonsnivå på 24 TWh i termisk kraftproduksjon i Øst-Danmark. Etter hvert som prisene sank framover våren sank også produksjonen noe.

En tilsvarende, men noe mindre markert utvikling hadde vi i Danmark vest. Her har vindkraftproduksjonen en noe større andel. Termisk produksjon økte igjen kraftig utover høsten, og produksjonsnivået holdt seg høyere utover 2003 enn det hadde gjort i samme periode 2002.

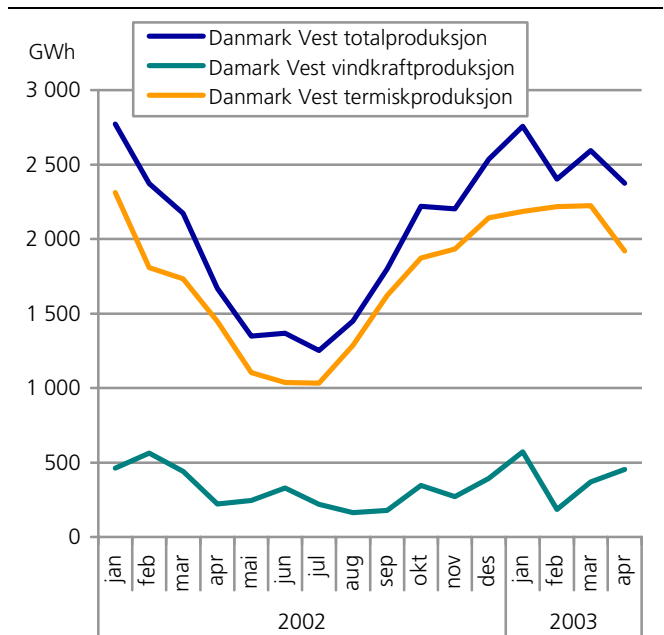
Danmark har som nevnt hovedsakelig termisk produksjonskapasitet for elektrisitet. Selv om det er mye fokusert på dansk vindkraftproduksjon i energidebatten så utgjorde den kun 15 prosent av produksjonen over hele året 2002. I de fire første månedene i 2003 produserte Danmark 2 TWh mer enn i tilsvarende periode i 2002. Det meste av dette kom gjennom økt produksjon i termiske verk. Selv om Danmark ofte blir sett på som det landet som skal redde Norden fra kraftkrise under perioder med manglende tilsig, så utgjør denne økte produksjonen på årsbasis kun 6 TWh. Økt produksjon i termiske verk og i kjernekraftverk i Finland og Sverige til sammen utgjorde 4,5 ganger så mye som den økte danske termiske kraftproduksjon i disse fire månedene. På årsbasis ville økningen i produksjon for alle disse tre landene utgjort nærmere 35 TWh.

Figur 5.1. Produksjon Danmark Øst



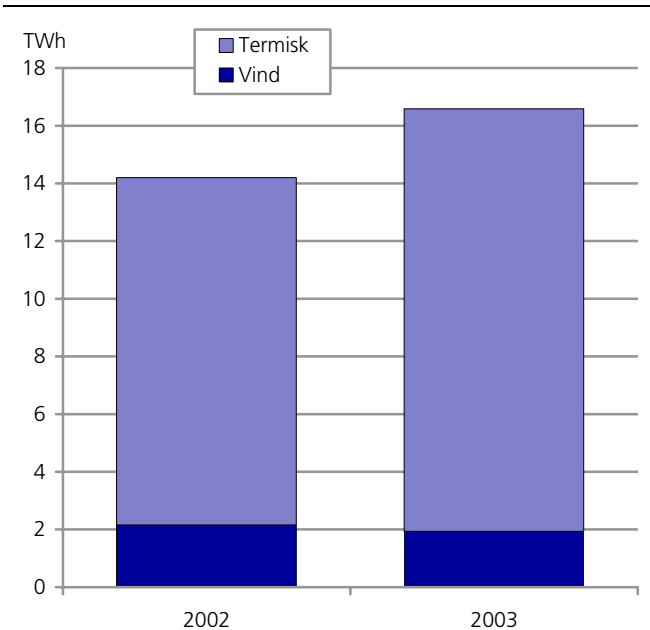
Kilde: Elkraft System.

Figur 5.2. Produksjon Danmark Vest



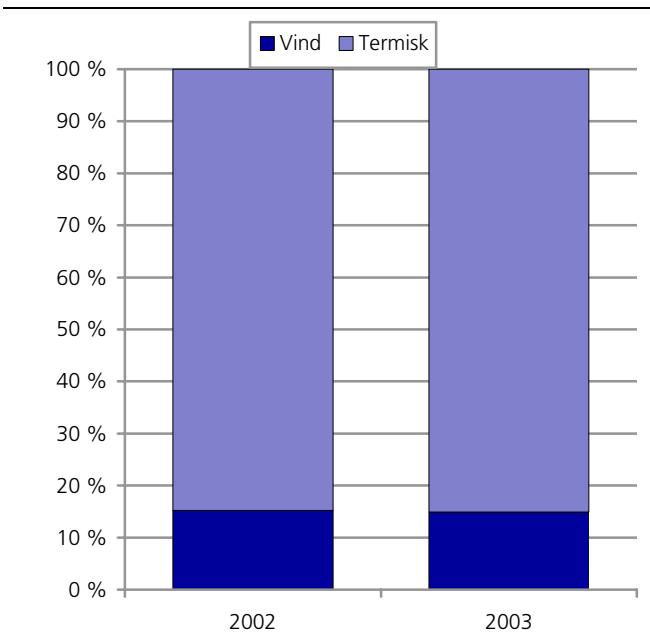
Kilde: Eltra.

Figur 5.3. Sammensetning av kraftproduksjon i Danmark. Januar til april. 2002 og 2003



Kilde: Eltra og Elkraft System.

Figur 5.4. Sammensetning av kraftproduksjon i Danmark. Januar til april. 2002 og 2003

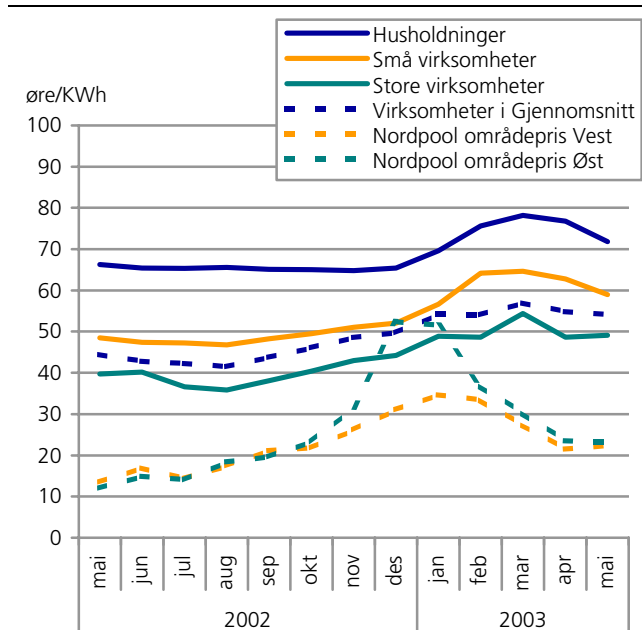


Kilde: Eltra og Elkraft System.

## 5.2. Priser

For danske husholdninger utgjør skatter og avgifter den største andelen av prisen for strøm. Av en samlet strømpris er om lag 1 kr skatter og avgifter, mens nettoprisen pr. mai 2003 var 71,8 øre. For andre forbrukere er skattene og avgiftene mye mindre, virksomheter har momsfritak, og betaler kun et avgifts tillegg på henholdsvis 10 øre for små, ca. 0,4 øre for store og 7,7 øre i gjennomsnitt for virksomheter. Figur 5.5 viser hvordan netto prisene for sluttbruker inkl. nettleie har variert i Danmark fra mai 2002 til mai 2003. Nivåforskjellene skyldes i stor grad at nettleien

Figur 5.5. Nettopriser i NOK inkl. nettleie ekskl. skatter og avgifter for elektrisitet i Danmark



Kilde: Energitilsynet, Danmark.

er lavere for de store forbrukerne. Når det gjelder variasjonene følger de i stor grad hverandre. Det er en treghet i markedet slik at ikke spotprisen slår helt igjennom. Det skyldes at forbrukerne er bundet til fastkontrakter som ikke justeres umiddelbart.

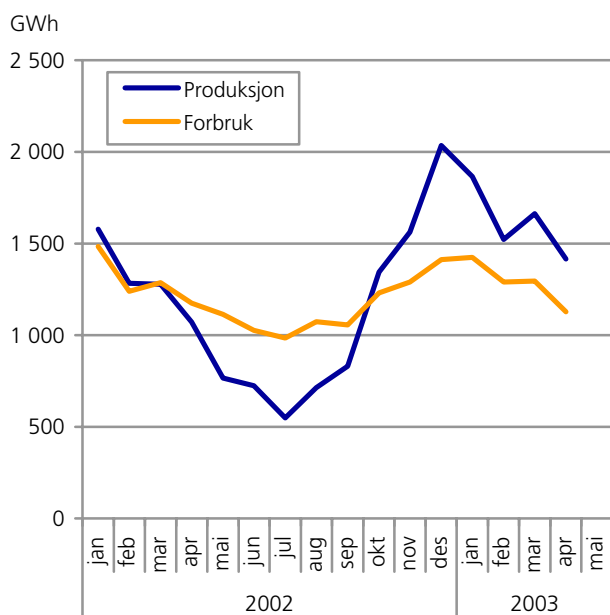
## 5.3. Forbruk

Danmark har relativt lite forbruk av elektrisitet sammenlignet med de andre nordiske landene. For eksempel er befolkningen 20 prosent større enn i Norge, mens elektrisitetsforbruket er kun 29 prosent av Norges. Dette henger dels sammen med to fundamentale forhold. Næringsstrukturen i Danmark er mindre energikrevende og en stor del av oppvarmingsmarkedet er dekket gjennom fjernvarme. Av varmeleveranser står store og små kraftvarmeverk for 75 prosent av oppvarmingsbehovet. En dårlig utnyttelse av primærenergien gjennom konvertering av kull til elektrisitet oppveier nesten helt effekten av lite energikrevende industri, slik at totalt energiforbruk per innbygger er nesten like høyt som i Norge.

To fundamentale andre forhold er viktig å nevne for dansk vedkommende. Mye kombinert varme- og elproduksjon og stor fjernvarmedel i oppvarmingsmarkedet gir en relativt stor kapasitet for elektrisitetsproduksjon i Danmark sammenlignet med forbruket. Det andre forholdet er at Danmark er det siste landet i Norden som har deregulert sitt elektrisitetsmarked. Samtidig som de har fokusert mye på utbygging av ny fornybar energi gjennom vindmøller, har dette også gitt en relativt stor kapasitet for elektrisitetsproduksjon. Denne kapasiteten kan utnyttes i et samspill med produksjon og forbruk i de andre nordiske landene. Dette illustreres godt av figur 5.6.

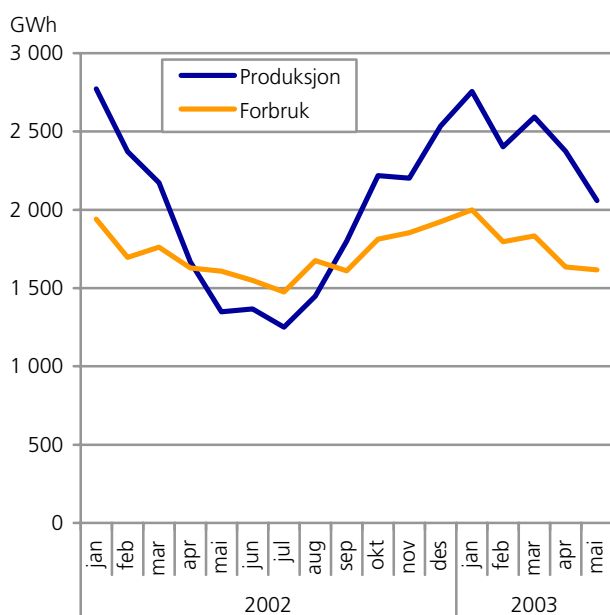


Figur 5.6. Produksjon og forbruk, Danmark Øst



Kilde: Elkraft System.

Figur 5.7. Produksjon og forbruk, Danmark Vest



Kilde: Eltra.

Vi ser at den danske termiske produksjonen på sommeren i 2002 er bare om lag 30 prosent av produksjonen i januar samme år og bare en fjerdedel av produksjonen i desember 2002 i Danmark Øst. Produksjonen av elektrisitet stenges dels ned som følge av at etterspørselen etter varme forsvinner utover sommeren, men også som følge av prisene på sommeren faller under de kortsiktige kostnadene ved å produsere for en del av kraftverkene i Danmark. Etter hvert som det ble klart at tilsiget ville svikte i vannmagasinene, og prisene på elektrisitet i markedet vokste kraftig, ble det lønnsomt å sette i produksjon mer av kapasiteten. Selv om forbruket i Danmark steg samtidig, ble det et stort

overskudd som kunne eksporteres til Norge og Sverige. Noe eksport har også gått til Tyskland. Med de lave prisene en hadde vinteren 2001-2002 var det ikke lønnsomt å kjøre all den marginale produksjonskapasiteten, og produksjonen var mer i samsvar med det danske forbruket. Danmark har dermed kapasitet til å være en svært viktig svingprodusent i perioder med lite tilsig til vannkraftverkene, og tilsvarende vil det i år med gode tilsig i Norge og Sverige være reduksjon i den termiske produksjonen og import fra Norge og Sverige.

Av figur 5.7 ser vi at tilsvarende beskrivelse som for Danmark Øst også gjelder Danmark Vest, med et viktig unntak. Her er produksjonen vinteren 2001-2002 og vinteren 2002-2003 om lag like store. Dette kan gjenspeile at Danmark Vest er et noe mer lukket område enn Danmark Øst. Kapasitetsutnyttelsen følger i større grad forbruksutviklingen internt i regionen fra år til år. Siden Danmark Vest er mer lukket ved at overføringslinjenes kapasitet er relativt sett mindre enn i Danmark Øst, betyr det også at det oppstår prisområder slik at Danmark Vest blir skjermet fra de store årlige svingningene som oppstår i resten av det nordiske området. På den annen side er resten av Norden ofte skjermet for de store kortsiktige prissvingningene som fra tid til annen oppstår i Danmark Vest. Dermed blir heller ikke forbruksutviklingen påvirket i nevneverdig grad og de årlige variasjonene blir mindre. Forbruket varierer lite siden elvarme er meget lite brukt, og ved at avgiftene er så høye at selv betydelige svingninger i kraftprisen utgjør forholdsvis lite i prosent på sluttbrukerprisen.

Tabell 5.1 viser flere bakenforliggende tall for forbruksutviklingen. Vi kan spesielt merke oss at de lave prisene i kraftmarkedet utover våren 2002 medførte mindre bruk av olje, gass og kull til elektrisitetsproduksjon de 3 første kvartalene i 2002 enn tilsvarende periode i 2001. Samlet over denne perioden var forbruket av disse energibærerne 4 prosent lavere i de tre første kvartalene av 2002 enn tilsvarende i 2001. I siste kvartal var forbruket av brensel til kraftproduksjonen 2,5 prosent høyere i 2002 enn i 2001, noe som skyldes de stigende prisene og økt kraftproduksjon som gikk til eksport. Eksporten i dette kvartalet var 1,4 TWh (5TJ) høyere i 2003 enn i 2002. For første kvartal i 2003 var det samlede primære energiforbruket 7,5 prosent høyere enn i 2002, men samtidig om lag på høyde med tilsvarende kvartal i 2001 hvor også kapasiteten ble godt utnyttet. Spesielt ble forbruket av kull, som er knyttet til en del marginale teknologier for kraftproduksjon, økt mye – med 40 prosent fra første kvartal år 2002 til første kvartal 2003. Poenget med den økte produksjonen var å produsere til svært høye priser og god lønnsomhet. Konsekvensen ble at eksporten økte til nesten det dobbelte fra 1. kvartal 2002 til 1. kvartal 2003. Danmark eksporterte hele 3,6 TWh(13 TJ) i dette kvartalet. Det tilsvarer om lag 10 prosent av Danmarks eget årlige forbruk av elektrisitet.

Tabell 5.1. Forbruk av energi i TJ

	Grad- dager	Olje- produkter	Natur- gass	Kull og koks	Fornybar energi	El-import, netto	I alt	I alt omgjort til brensel ekvivalenter
1. kvartal 2001	1 431	91 961	67 470	55 495	23 931	-5 263	233 594	225 957
2. kvartal 2001	646	85 005	40 021	41 279	23 931	911	191 147	192 468
3. kvartal 2001	186	86 510	28 072	30 599	23 931	5 731	174 842	183 159
4. kvartal 2001	1 016	92 770	57 104	48 634	23 931	-3 233	219 206	214 515
1. kvartal 2002	1 190	88 911	64 619	48 225	25 500	-7 661	219 595	208 478
2. kvartal 2002	479	81 621	38 489	30 700	25 500	4 133	180 443	186 440
3. kvartal 2002	122	79 613	29 021	37 432	25 500	4 612	176 177	182 868
4. kvartal 2002	1 220	94 815	61 676	58 805	25 500	-8 546	232 250	219 848
1. kvartal 2003	1 451	90 079	69 349	67 490	25 500	-13 151	240 895	224 173

Kilde: Danmarks statistikk.

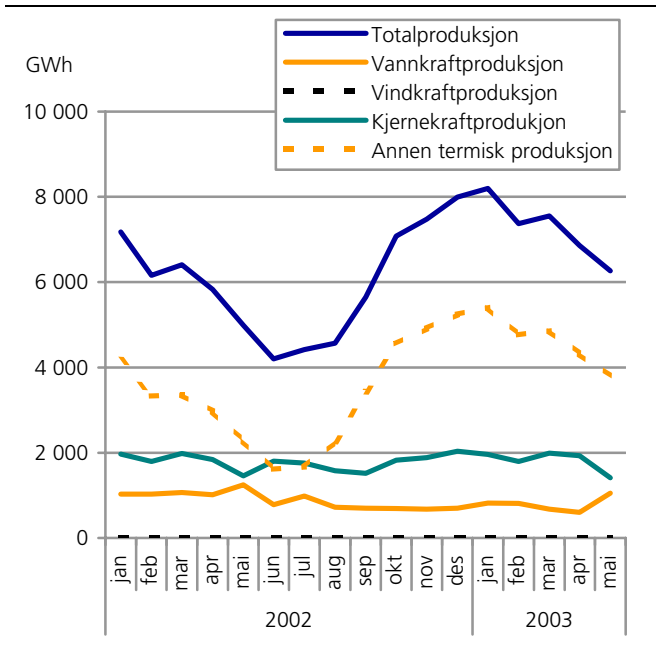


# 6. Finland

## 6.1. Produksjon

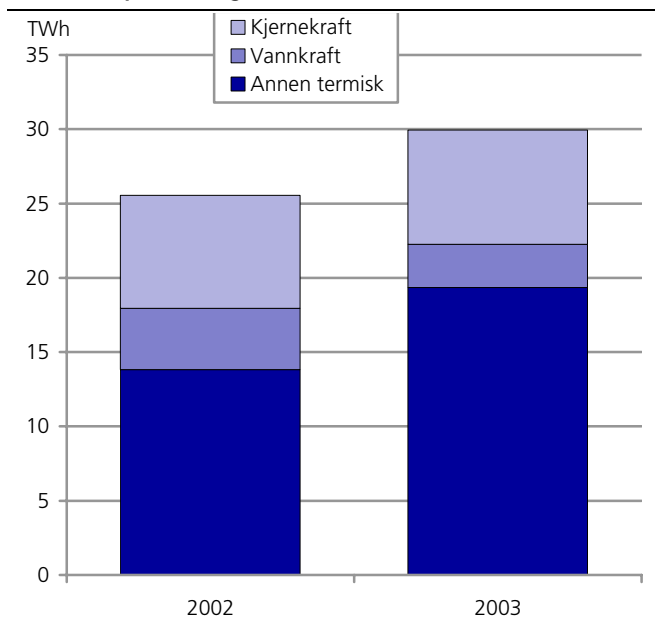
Finsk vannkraftproduksjon utgjør bare om lag 18 prosent av totalproduksjonen av elektrisk kraft i Finland. Dermed ble totalproduksjonen i Finland lite berørt av manglende tilsig. Imidlertid har Finland en betydelig termisk produksjonskapasitet. Med høye priser i det nordiske markedet var det lønnsomt å kjøre denne med høy kapasitetsutnyttelse. Vi ser at de samme trekkene som gjaldt for Danmark Vest også finnes igjen i Finland. Produksjonen er høy på vinteren, lav om sommeren, og i enda høyere i vinterperioden 2003 med høye priser hvor marginale verk kan utnyttes lønnsomt i større grad. Det er da også naturlig i to land hvor produksjonsteknologiene i stor grad er basert på termisk produksjon. Produksjonen ved termiske verk økte da også med nærmere 6 TWh for de fire første månedene i 2003 i forhold til de fire første månedene i 2002. På årsbasis vil dette kunne utgjøre nærmere 20 TWh. Selv om kjernekraftproduksjonen også økte med om lag 1 TWh i januar- april 2003 i forhold til samme periode i 2002, så gikk andelen kjernekraft ned siden termisk produksjon i utgangspunktet er størst og også økte prosentvis mest.

Figur 6.1. Produksjon Finland



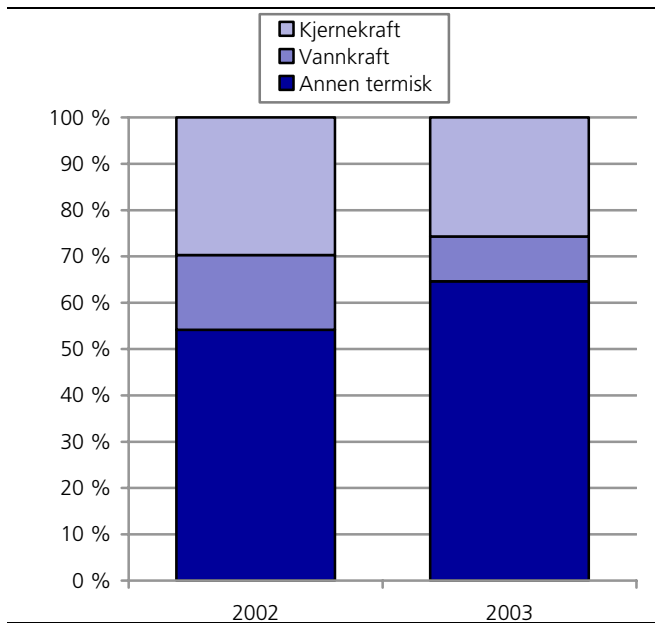
Kilde: www.energia.fi

Figur 6.2. Sammensetning av kraftproduksjon i Finland. Januar til april. 2002 og 2003



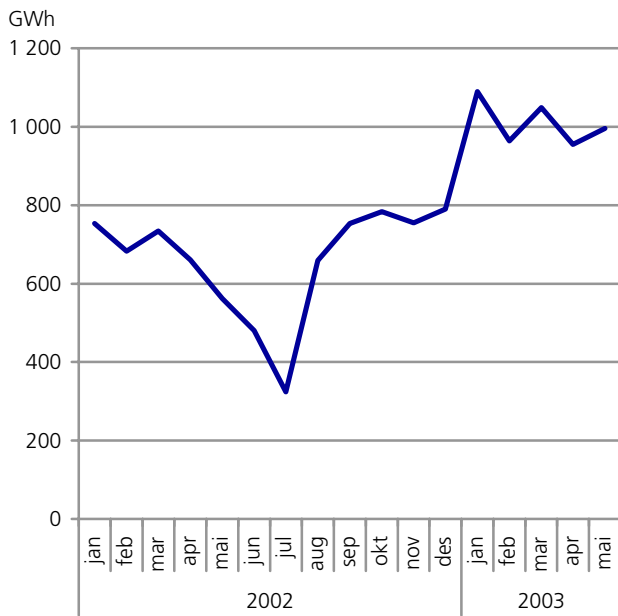
Kilde: www.energi.fi.

Figur 6.3. Sammensetning av kraftproduksjon i Finland. Januar til april. 2002 og 2003



Kilde: www.energi.fi.

Figur 6.4. Import fra Russland



Kilde: www.energia.fi

## 6.2. Handel

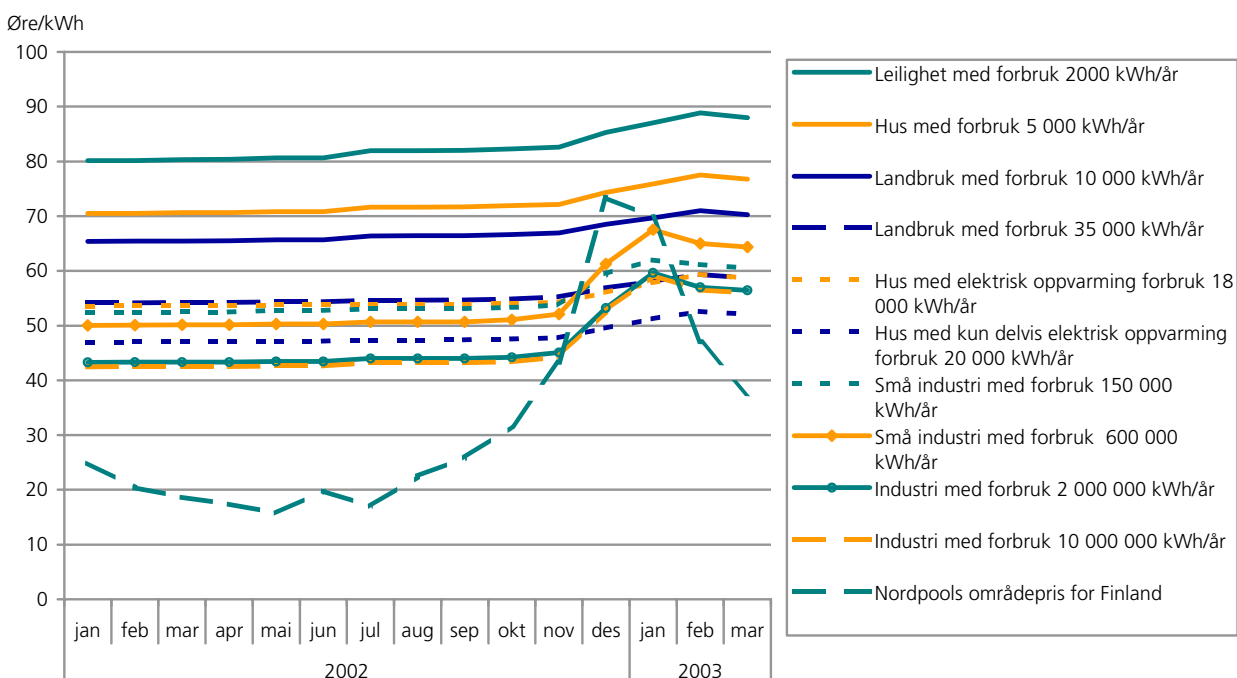
Finland har hele høsten 2002 og vinteren 2003 bidratt med eksport til Norge og Sverige, og har dermed gitt et positivt bidrag til energibalansen i disse landene. Finland har vært et transitland for kraft fra Russland. Vi ser i figur 6.4 at importen fra Russland er positiv i hele 2002 og 2003, men at nivået varierer mye. Våren 2002 var det godt med tilsig til de nordiske magasinene, og behovet for import fra Russland var synkende. Etter hvert som nedbøren uteble høsten

2002 har importen økt, og siden juli 2002 har Russland bidratt med 9 TWh til det nordiske systemet. Det er til sammenlikning mer enn den finske vannkraftproduksjonen i tilsvarende periode som var 8,4 TWh. I den perioden hvor faren for knapphet var størst, importerte Finland opptil 1 TWh i måneden fra Russland.

## 6.3. Priser

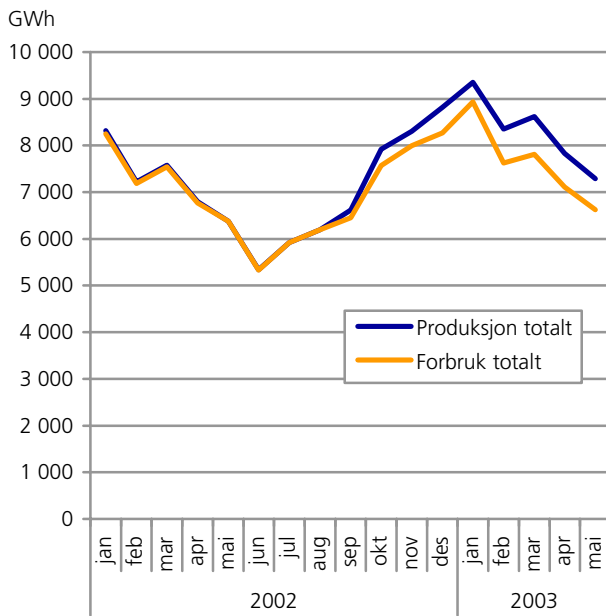
De finske konsumentene har i mye mindre grad enn de norske blitt rammet av de høye spotprisene. Som i Sverige har mange av forbrukerne fastpris på strøm. Figur 6.5 viser hvordan strømprisen inkl. nettleie, skatter og avgifter for ulike sluttbrukere, og Nordpools områdepris for Finland har utviklet seg gjennom 2002 og 2003. Store forbrukere har billigere strøm enn små forbrukere. Dette skyldes i stor grad at kostnaden med å koble en forbruker til nettet er den samme uansett forbruk. Det betyr at høyere forbruk gir lavere nettleie pr. konsumert enhet. Vi observerer at økningen har vært høyest for de største forbrukerne. Den prosentvise økningen er lavest for de små forbrukerne, siden nettleien er en større del av utgiften. Det ser ut til at industrien i motsetning til i Norge får større økning enn vanlige forbrukere. Det kan bety at en større andel av vanlige forbrukere er knyttet opp mot fastpris enn industrien. Strømprisen til industrien følger i større grad svingningene i spotprisen, men nivået er lavt. Følger vi Nordpools områdepris for Finland ser vi at prisen er høyere uten avgifter, enn den faktiske prisen industrien betaler inkl. avgifter og skatt. Grunnen til at gjennomslaget er relativt lite er at når man er på fastpris kontrakt betaler man en høyere pris over tid nettopp for å sikre seg mot høye kortsiktige prisvariasjoner.

Figur 6.5. Priser inkl. skatt og avgifter i NOK for ulike forbrukere i Finland



Kilde: Enegy Market Authority, Finland.

Figur 6.6. Produksjon, forbruk og tilførsel, Finland



Kilde: [www.energia.fi](http://www.energia.fi)

Den første prisoppgangen kom rundt juni 2002, leverandørene så for seg en økning i spotprisen utover høsten. Spotprisen økte derimot mye mer enn antatt, og prisene til sluttforbrukere har ikke økt på langt nær så mye som spotprisen. Det er en treghet i prissettingen til forbrukerne. Vi har dessverre ikke data for de finske konsumentene videre utover våren og sommeren.

#### 6.4. Forbruk

Elektrisitet står for om lag 25 prosent av Finlands totale energiforbruk, og 53 prosent av dette forbrukes av industrien. Husholdningene står for 22 prosent av forbruket, og 30 prosent av befolkningen bor i hus med eloppvarming. Figur 6.6 viser utviklingen i det totale forbruket gjennom 2002 og 2003. Forbruket i Finland var vinteren 2003 høyere enn tilsvarende perioden 2002. Dette tyder på at den underliggende veksten i forbruket sammen med en lang kuldeperiode har hatt større positiv effekt på etterspørselen enn den negative effekten prisene skulle ha. Prisøkningen for sluttbrukere har da heller ikke vært så stor, og det har derfor ikke vært noen grunn til å redusere forbruket på grunn av høyere priser. Den annonserte prisøkningen til sluttbruker i mars ser heller ikke ut til å ha fått noen effekt i mai. Det er tregheter i dette markedet, og det er mulig man kan forvente å få en nedgang i forbruket grunnet prisoppgang utover sommeren, noe som vil være positivt med tanke på energibalansen og prisene i kraftmarkedet kommende vinter.

## 7. Konklusjoner

De høye kraftprisene i det nordiske kraftmarkedet høsten 2002 og vinteren 2003 skyldes i all hovedsak de lave tilsigene til de nordiske magasinene. Det har resultert i høye priser i alle Nordpools prisområder, med de høyeste spotprisene i Norge, siden det var der knappheten var størst. For å utnytte de ulike teknologiene i det nordiske systemet har kraftflyten, styrt av prisene som beskriver knapphetene på kraft, sikret forsyningssikkerheten. Spesielt i Norge som ikke har alternativer til vannkraftproduksjon. Import av strøm inn i det nordiske område fra Russland, Polen og Tyskland har også bidratt positivt på energibalansen.

Vannkraftproduksjonen var høyere enn normalt i Norden i første halvår 2002, noe som skyldes høye magasinutfyllinger og gode tilsig. Den uteblitte nedbøren høsten 2002 ga derimot lav vannkraftproduksjon høsten 2002 og vinteren 2003. Dette har blitt kompensert med økt produksjon i termiske verk. Spesielt i Sverige har økningen vært stor, men også Finland og Danmark har produsert med høy kapasitet utnyttelse. Dette viser den gode fleksibiliteten i det nordiske systemet.

Spotprisene har vært høye i hele området, men prisene for sluttbrukerne har variert mye mellom landene. Prisøkningen slo først igjennom til de norske forbrukere, mens forbrukerne i de andre nordiske landene i større grad har vært knyttet til fastkontrakter og unngikk å bli rammet i første omgang. Derimot har prisene også slått igjennom til disse forbrukerne etter hvert, siden prisen på fastpriskontrakter har økt drastisk, og nye kontrakter måtte tegnes til en høyere pris. Det kan være grunn til å forvente at dette kan resultere i lavere forbruk, og dermed gi et positivt bidrag på energibalansen utover 2003 og vinteren 2004.

Dette ser vi igjen på forbrukerresponsen. Det er først og fremst de norske forbrukerne som har respondert på de høyere prisene. Dette skyldes at forbrukerne har stått ovenfor høye priser, men det har også sammenheng med næringsstrukturen. Den økonomiske aktiviteten i Norge var lav i vinteren 2003, mens Sverige var på vei ut av en lavkonjunktur. Danmark har en næringsstruktur som er mindre avhengig av

strøm enn Norge og Sverige. I Finland har ikke prisendringene nådd alle forbrukerne, og forbrukerresponsen har vært liten.

Det nordiske markedet har fungert etter markedsprinsipper. Det har ikke vært gjennomført konkrete tiltak for å avhjelpe situasjonen med unntak av formaninger om å spare strøm, og støtte til alternative oppvarmingskilder. Prismekanismen har fungert som rasjoneringsmiddel. Dette har både gitt noe lavere forbruk, og gjort dyrere produksjonsteknologi lønnsomt, slik at termisk kraft har blitt utnyttet til kapasitetsgrensene. Vi går inn i en ny høst og vinter, og med normale tilsig kan magasinene nærme seg normale nivåer utover våren neste år som følge av økt termisk produksjon og lavere forbruk i det nordiske systemet.

# Referanser

Aune, Finn Roar (2003): *Fremskrivninger for kraftmarkedet til 2020. Virkninger av utenlandskabler og fremskyndet gasskraftutbygging*, Rapporter 11/2003, Statistisk sentralbyrå

Bye, Torstein og Pål Marius Bergh (2003): *Utviklingen i energiforbruket i Norge 2002-2003*, Rapporter 19/2003 Statistisk Sentralbyrå

Bye, Torstein (2003): *Fungerer kraftmarkedet? Økonomiske Analyser 1/2003*, s.86-88, Statistisk sentralbyrå

Eika og Jørgensen (2003): *Makroøkonomiske virkninger av de unormalt høye strømprisene i 2003. En modellbasert analyse med konjunkturmodellen KVARTS. Notat (2003/52)*

Nordel (2003): *Evaluering av kraftmarkedet vinteren 2002/2003*, [www.nordel.org](http://www.nordel.org)

NVE (2003): *Diverse korttidsstatistikk*. [www.nve.no](http://www.nve.no)

## Tidligere utgitt på emneområdet

*Previously issued on the subject*

### Norges offisielle statistikk (NOS)

C703: Energistatistikk 2000

C691: Elektrisitetsstatistikk 1999

4/200: Torstein Bye, Pål Marius Bergh og Jon Ivar Kroken: Avkastning i kraftsektoren i Norge.

2/200: Finn Roar Aune og Tor Arnt Johnsen: Kraftmarkedet med nye rekorder.

### Notater

2003/62: Makroøkonomiske virkninger av høye strømpriser i 2003. En analyse med den makroøkonometriske modellen KVARTS.

2001/17: Statistikk over energibruk i Statistisk sentralbyrå - evaluering, brukerbehov og forutsetninger .

1999/80: Klimagasskvoter i kraftintensive næringer. Konsekvenser for utslipp av klimagasser, produksjon og sysselsetting. Regionale konsekvenser.

### Discussion Papers (DP)

351: On the Price and Volume Effects from GreenCertificates in the Energy Market.

347: Possibility for hedging from price increases in residential energy demand.

346: How to quantify household electricity endues consumption.

286: Gas power generation in Norway: Good or bad for the climate?

### Rapporter (RAPP)

2003/11: Fremskrivninger for kraftmarkedet til 2020  
Virkninger av utenlandskabler og fremskyndet gasskraftutbygging

2003/3: Dagen skattesystem i kraftsektoren - finnes det bedre alternativer? .

2002/27: Grønne sertifikater og læring.

2002/11: Grønne sertifikater - design og funksjon.

2001/31: Regional og nasjonal utvikling i elektrisitetsforbruket til 2010.

2001/14: Energibruk i norsk industri.

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)

5/2003: Bente Halvorsen og Runa Nesbakken: Hvilke husholdninger ble rammet av vinterens høye strømpriser?

6/2002: Finn Roar Aune og Torstein Bye: Kraftkrise i Norge?

5/2002: Ann Christin Bøeng: Mer effektiv energibruk i næringslivet.

5/2002: Finn Roar Aune, Rolf Golombek, Sverre A. Kittelsen og Knut Einar Rosendahl: Friere energimarkeder i Vest-Europa.

6/2001: Tor Arnt Johnsen og Cecilie Lindh: Økende knapphet i kraftmarkedet: Vil prisoppgang påvirke forbruket?

**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: Kapital-kostnader 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 avløpssektoren. 2001. 2002. 81s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5216-4
- 2003/1 V.V. Holst Bloch og M. Steinnes: Fritidshus-områder 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: Fremskrivinger for kraftmarkedet til 2020. Virkninger av utenlandskabler 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