

Kvartalsrapport for kraftmarkedet

1. kvartal 2004

Norges vassdrags- og energidirektorat

2004

Rapport nr 5/2004

Kvartalsrapport for kraftmarkedet

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Tor Arnt Johnsen
Christian Johan Giswold, Erik Holmquist, Per Tore Jensen Lund,
Forfatter: Øystein Mørk, Nils Spjeldnæs og Kari Ekelund Thørud

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 100
Forsidefoto:
ISBN: 82-410-0504-0

Sammendrag: Kraftprisene har vært stabile i første kvartal i år og langt lavere enn i fjor. Spotprisen har i perioden vært 24,9 øre/kWh, mens tilsvarende pris i fjor var 60 prosent høyere. Også sluttbrukerprisene har vært betydelig lavere i år. Prisfallet er en av grunnene til at forbruket har økt i første kvartal, viser NVEs nye kvartalsrapport. Det norske kraftforbruket var 2,7 TWh, eller 8,2 prosent høyere enn i samme kvartal i fjor. Forbruket i første kvartal er dermed tilbake på samme nivå som i 2002. Størst økning har det vært i forbruket i den kraftintensive industrien der forbruket gjennom første kvartal har vært 1,1 TWh høyere enn i tilsvarende kvartal i fjor. Alminnelig forsyning står for 1 TWh av forbruksøkningen eller 3,8 prosent. Elektrokjelforbruket har økt med 0,7 TWh og er dermed mer enn doblet fra i fjor. Spotprisene i Norge har i første kvartal vært høyere enn i de andre nordiske landene. Dette har ført til norsk import av kraft. I sum gjennom første kvartal har den norske nettoimporten vært på 2,3 TWh. Kraftmarkedet har i første kvartal vært preget av lav magasinifylling. Årsaken er først og fremst lav fyllingsgrad i norske vannmagasiner ved inngangen til 2004. Nedbøren som har kommet og som kan anvendes til kraftproduksjon, har vært 25 prosent lavere enn normalt. Ved inngangen til kvartalet var det mer snø enn normalt. Lite nedbør og snøsmelting førte til at snømagasinene var 10 prosent under normalt ved utgangen av kvartalet. Til tross for mindre nedbørene energi enn vanlig har tilsiget til de norske magasinene vært om lag 10 prosent høyere enn normalt gjennom første kvartal. Tidlig snøsmelting har bidratt til dette. NVEs nye kvartalsrapport inneholder også to temaartikler, en om strukturendringene i kraftbransjen og en artikkel som omhandler inntekter knyttet til internasjonale overføringskabler for elektrisk kraft.

Emneord: Elektrisk kraft, Kraftproduksjon, Kraftforbruk, Tilsig, Magasinifylling, krafthandel, Strømpriser

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Innhold

Forord	5
Sammendrag	6
1 Kraftmarkedet i første kvartal – lav magasinfylling, økt forbruk og stabile priser	7
1.1 Ressursgrunnlaget – lite nedbør, men tilsig over normalt i første kvartal 2004	8
1.2 Høyere magasinfylling i første kvartal 2004 enn i 2003.....	11
1.3 Produksjon, forbruk og utenlandshandel	13
1.4 Prisutvikling.....	29
1.5 Terminmarkedet.....	31
1.6 Sluttbrukermarkedet.....	33
2 Temaartikler	38
2.1 Organisasjons- og strukturutviklingen i norsk kraftforsyning	38
2.2 Flaskehalsinntekt på overføringsforbindelser ut av Norden: Hvor stor andel av prisforskjellen kan hentes inn gjennom eksplisitte auksjoner?	45
3 Figur- og tabellvedlegg	49

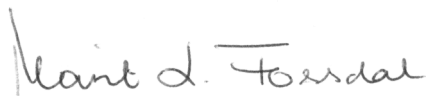
Forord

Energi- og markedsavdelingen i NVE presenterer herved første utgave av kvartalsrapport for kraftmarkedet. Det er meningen at den skal utarbeides hvert kvartal. På grunn av datainnsamling og bearbeiding vil kvartalsrapporten vanligvis bli publisert 2-4 uker etter utløpet av kvartalet. Vi tar sikte på å legge frem neste kvartalsrapport i begynnelsen av august.

I kvartalsrapportene vil vi dokumentere og kommentere kraftmarkedsutviklingen i kvartalet som har gått. I tillegg vil kvartalsrapporten inneholde et par temaartikler der medarbeidere i Energi- og markedsavdelingen eller fra andre avdelinger i NVE, formidler resultater fra egne analyser og utredninger.

Arbeidet med kvartalsrapporten er utført av medarbeidere ved Energi- og markedsavdelingen og Hydrologisk avdeling. Redaksjonen for denne første utgaven har bestått av: Erik Holmquist, Per Tore Jensen Lund, Øystein Mørk, Nils Spjeldnæs og Kari Ekelund Thørud, og Tor Arnt Johnsen har ledet arbeidet.

Oslo, 5 mai 2004



Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør
Energi- og markedsavdelingen, NVE

Sammendrag

Kraftmarkedet har også i første kvartal 2004 vært preget av lav magasinfylling, selv om fyllingsgraden gjennom kvartalet har vært høyere enn i første kvartal i fjor. Nedbørmengdene har i sum for landet vært 95 prosent av normalt i første kvartal 2004. Beregnet nedbørene energi til det norske kraftsystemet var i første kvartal 75 prosent av det normale. Nedbøren har med andre ord vært størst i områder med liten eller ingen kraftproduksjon.

I løpet av det første kvartalet av 2004 er det blitt produsert 33,5 TWh i Norge. Sammenlignet med tilsvarende periode i fjor er det en økning med 3,7 TWh.

Kraftforbruket i første kvartal i år har vært 2,7 TWh høyere enn i første kvartal i fjor. Det er kraftintensiv industri som har hatt den kraftigste forbruksøkningen med 1,1 TWh høyere forbruk i første kvartal i år enn i første kvartal i fjor. Det er en forbruksvekst på 15,7 prosent. Alminnelig forsynings temperaturkorrigerte forbruk har økt med 1 TWh eller 3,8 prosent fra i fjor. Elektrokjelforbruket har økt med 0,7 TWh og er dermed mer enn doblet fra i fjor.

Økningen i kraftforbruk fra første kvartal i fjor til første kvartal i år kan skyldes flere forhold. Den mest nærliggende årsaken er fallet i kraftpris fra i fjor til i år. I fjor vinter var spotprisene oppe i ukegjennomsnitt på mer enn 75 øre/kWh. I første kvartal i år var høyeste ukegjennomsnitt 25,9 øre/kWh.

Spotprisene i Norge har i første kvartal vært høyere enn i de andre nordiske landene. Dette har ført til en norsk import av kraft. I sum gjennom første kvartal har det vært en norsk nettoimport på 2,3 TWh. Spesielt om natten og i helgene har det vært import. Til tross for de tydelige prissignalene er det ikke realisert maksimal import til Sør-Norge fra Sverige om natten og i helgene. Interne kapasitetsbegrensninger i overføringsnettet i Syd-Sverige har nemlig ført til at det svenske sentralnettselskapet, Svenska Kraftnät (SvK), har valgt å redusere eksportkapasiteten fra Sverige til Norge om natten og i helgene når de svenske nettproblemene er størst. Dette har begrenset Norges importmuligheter i en periode hvor prisene allerede er høye og kraftbalansen knapp.

Spotprisene har til tross for svikten i nedbøren, vært stabile rundt 25 øre/kWh gjennom første kvartal. Dette har igjen medført stabile sluttbrukerpriser i første kvartal 2004. Gjennomsnittlig standard variabel kraftpris har i denne perioden vært 37,3 øre/kWh. Spotpriskontrakter med et påslag på 2,5 øre/kWh har til sammenligning gitt en gjennomsnittspris til sluttbrukere på 33,1 øre/kWh.

Blant husholdningene er det fortsatt stor bevegelse i kundemassen og i løpet av første kvartal var det 80000 husholdninger som skiftet kraftleverandør. I første kvartal 2003 kjøpte om lag 85 prosent av husholdningene kraft på standard variabel pris. Denne andelen falt til 65 prosent i fjerde kvartal i fjor, mens andelen i første kvartal i år var 67 prosent. Det er i hovedsak ulike typer fastpriskontrakter som har økt sin markedsandel.

1 Kraftmarkedet i første kvartal – lav magasinfylling, økt forbruk og stabile priser

Beregnet nedbøreenergi til det norske kraftsystemet har i første kvartal vært 75 prosent av det normale, til tross for at nedbørmengdene i sum for landet har vært 95 prosent av normalt. Nedbøren har med andre ord vært størst i områder med liten eller ingen kraftproduksjon. Til tross for lite nedbøreenergi, har tilsiget til kraftsystemet i løpet av første kvartal likevel vært 10 prosent større enn normalt. Det skyldes periodevis snøsmelting i første kvartal.

Kraftmarkedet har også i første kvartal 2004 vært preget av lav magasinfylling, selv om fyllingsgraden gjennom kvartalet har vært høyere enn i første kvartal i fjor. Ved inngangen til 2004 var fyllingen 14,8 prosentpoeng lavere enn median fylling. Ved utgangen av første kvartal var dette avviket redusert til 13,8 prosentpoeng. I fjor bedret fyllingen seg med 4 prosentpoeng i forhold til medianen i løpet av første kvartal. Norges kraftimport i første kvartal har vært 2,3 TWh. Det er 1 TWh mindre enn i fjor.

Kraftforbruket i første kvartal i år har vært 2,7 TWh høyere enn i første kvartal i fjor. Det er kraftintensiv industri som har hatt den kraftigste forbruksøkningen med 1,1 TWh høyere forbruk i første kvartal i år enn i første kvartal i fjor. Det er en forbruksvekst på 15,7 prosent. Alminnelig forsyningsforbruk (temperaturkorrigert) har økt med 1 TWh eller 3,8 prosent fra i fjor. Elektrokjelforbruket har økt med 0,7 TWh og er dermed mer enn doblet fra i fjor.

Økningen i kraftforbruket fra første kvartal i fjor til første kvartal i år kan skyldes flere forhold. Den mest nærliggende årsaken er fallet i kraftpris fra i fjor til i år. I fjor vinter var spotprisene oppe i ukegjennomsnitt på mer enn 75 øre/kWh. I første kvartal i år var høyeste ukegjennomsnitt 25,9 øre/kWh. Gjennomsnittlig spotpris for Sør-Norge var i første kvartal i fjor 40,7 øre/kWh, mens tilsvarende pris i år var 24,9 øre/kWh.

Spotprisene har til tross for svikten i nedbøren, vært stabile gjennom første kvartal. Det var ingen særlig effektknapphet i løpet av vinteren, og spotprisen for Sør-Norge har vist ubetydelig døgnvariasjon gjennom vinteren. Prisene i de andre elspotområdene har vist større variasjon, hvilket kan skyldes mindre innslag av vannkraft. En større andel varmekraft fører til større prisvariasjon, siden varmekraftverk er mindre fleksible og dyrere å regulere enn vannkraft.

De norske spotprisene har gitt tydelige signaler om god lønnsomhet av import til vannkraftsystemet. Spesielt om natten og i helgene har det oppstått prisforskjeller og importønske. Til tross for de tydelige prissignalene er det likevel ikke realisert maksimal import til Sør-Norge fra Sverige om natten og i helgene. Interne kapasitetsbegrensninger i overføringsnettet i Syd-Sverige har ført til at det svenske sentralnettselskapet, Svenska Kraftnät (SvK), har måttet redusere uttaket fra det svenske kraftnettet nord for den svenske vestkysten. SvK har valgt å redusere eksportkapasiteten fra Sverige til Norge om natten og i helgene når de svenske nettproblemene er størst. Dette har begrenset Norges importmuligheter i en periode hvor prisene allerede er høye og kraftbalansen knapp.

Stabile engrospriser har ført til stabile sluttbrukerpriser i første kvartal 2004. Blant husholdningene er det fortsatt stor bevegelse i kundemassen og i løpet av første kvartal var det 80000 husholdninger som skiftet kraftleverandør. I første kvartal 2003 kjøpte om lag 85 prosent av husholdningene kraft på standard

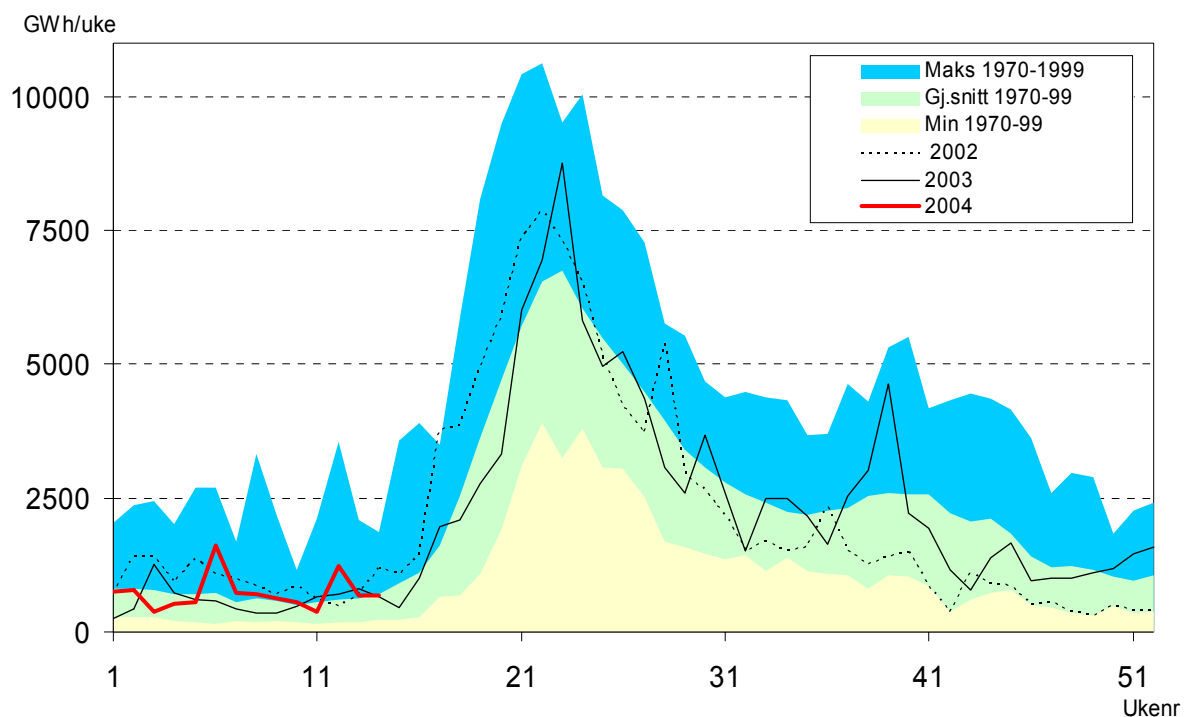
variabel pris. Denne andelen falt til 65 prosent i 4. kvartal i fjor, mens andelen i første kvartal i år var 67 prosent. Det er i hovedsak ulike typer fastpriskontrakter som har økt sin markedsandel.

1.1 Ressursgrunnlaget – lite nedbør, men tilsig over normalt i første kvartal 2004

I sum for første kvartal i 2004 (uke 1-uke 14), har tilsiget til det norske kraftsystemet vært 10,2 TWh eller nesten 110 prosent av normalt. Tilsiget var under normalt i januar, men har i februar og mars stort sett ligget over normalt.

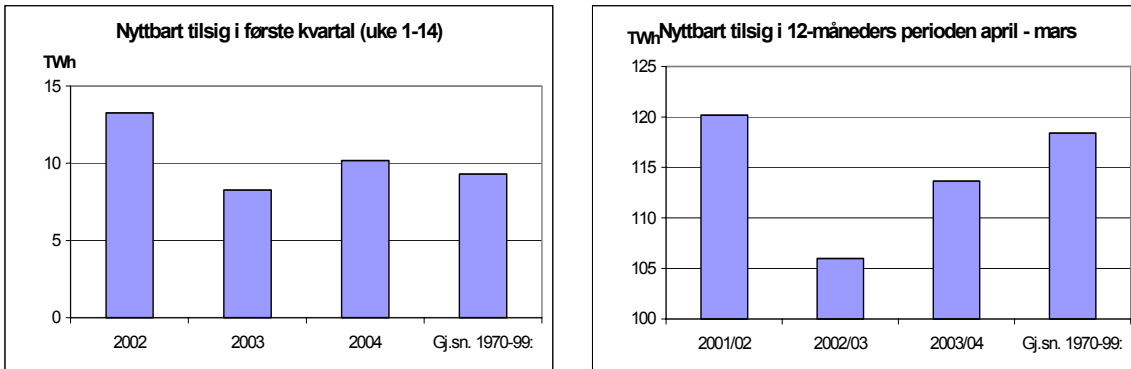
Tilsiget har en topp i februar (uke 6) og en topp i mars (uke 12). Den første toppen skyldtes i hovedsak mildvær og mye regn, vesentlig i området Hordaland, Sogn og Sunnfjord. Tilsigstoppen i mars var forårsaket av høye temperaturer som ga snøsmelting langs kysten fra Nordland og sørover og i lavlandet på Sør- og Østlandet.

Figur 1.1.1 Nyttbart tilsig (GWh/ uke) i Norge i 2002, 2003 og 2004. Maksimum, minimum og gjennomsnitt er for perioden 1970-99. Kilde: NVE og Nord Pool.



Tilsiget i første kvartal i år var omkring 2 TWh høyere enn i samme periode i 2003, mens det var 3 TWh lavere enn i første kvartal 2002. For de siste 12 månedene (uke 15-2003 – uke 14-2004) er tilsiget i underkant av 114 TWh, eller nær 5 TWh under normalt. Dette er likevel 7 TWh høyere enn for tilsvarende periode ett år tidligere. Gjennom de siste 24 månedene har tilsiget vært 17 TWh lavere enn normalt.

Figur 1.1.2 Nyttbart tilsig (TWh) summert for første kvartal (venstre) og for siste 12 måneder (høyre) for årene 2002, 2003 og 2004 og gjennomsnitt for årene 1970-99. Kilde: NVE og Nord Pool.

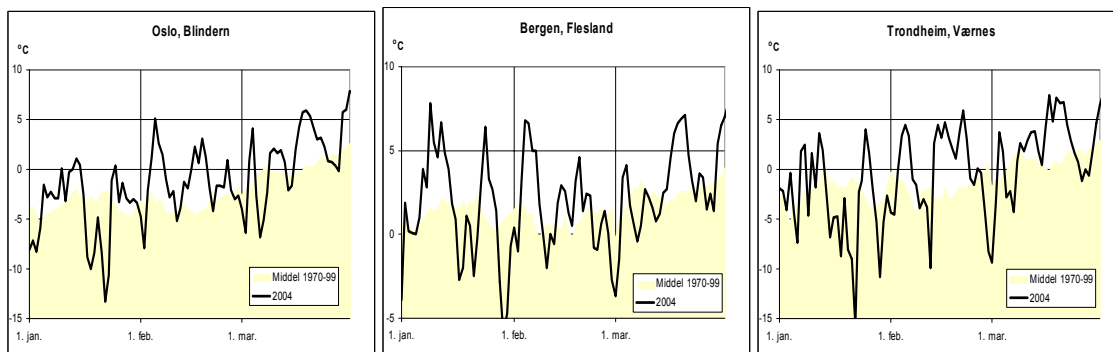


I følge Meteorologisk institutt kom det for Norge 95 prosent av normal nedbør i første kvartal. Omregnet i nedbørenergi har det imidlertid ikke kommet mer enn 75 prosent av det normale. At prosenttallet for nedbørenergi blir vesentlig lavere enn for nedbør, skyldes at avvikene i forhold til normalt er skjevt fordelt. I mange av kjerneområdene for vannkraftproduksjon er det kommet betydelig mindre nedbør enn normalt. Mens store deler av Vestlandet og Midt-Norge fått ned mot 75 prosent av normal nedbør, har enkelte steder i Nord-Norge har fått under 50 prosent. Sør i Nordland, på sørlige deler av Østlandet og på Sørlandet har det derimot kommet mer nedbør enn normalt.

Beregnet nedbørenergi for første kvartal er om lag 28 TWh. Bortsett fra i uke 6 og uke 12 har det kommet jevnt mindre nedbør enn normalt. Mest nedbør kom det i uke 6 med godt og vel 5 TWh. På tross av normal nedbør i uke 12, kom det ikke mer enn 6 TWh i løpet av hele mars. Dette er omkring halvparten av det normale for denne måneden.

Middeltemperaturen for Norge i perioden januar til mars var 1,5 grader over normalen for årene 1961 - 1990. Temperaturen har vært over normalen i hele landet, varierende fra omkring 1 grad på Vestlandet til opp mot 3 grader på deler av Østlandet og øst i Finnmark. Høye temperaturer har medført tilsig over det normale på tross av mindre nedbør enn normalt. Temperaturen i Oslo, Bergen og Trondheim (Værnes) i første kvartal 2004 er vist nedenfor. Her er temperaturene imidlertid sammenlignet mot middel for årene 1970 til 1999, som er perioden som er lagt til grunn for beregning av midlere kraftproduksjon i Norge.

Figur 1.1.3 Temperaturer i januar – mars for Oslo, Bergen og Trondheim for 2004 og middel for årene 1970-99. Kilde: Meteorologisk institutt og NVE.



Beregnet snømagasin for det norske vannkraftsystemet var over normalt ved årsskiftet. Vedvarende mindre nedbør enn normalt og høye temperaturer har imidlertid medført at snømagasinet ved utgangen av mars er beregnet til å være omkring 10 prosent under normalt. Det er imidlertid store regionale forskjeller. Dette er illustrert i snøkartet nedenfor. Kartet er utviklet i samarbeid mellom NVE og Meteorologisk institutt, og det er basert på modellsimulering av snømengden. Observasjoner fra 430 nedbør- og 150 temperaturstasjoner rundt omkring i Norge er benyttet som inngangsdata i beregningene.

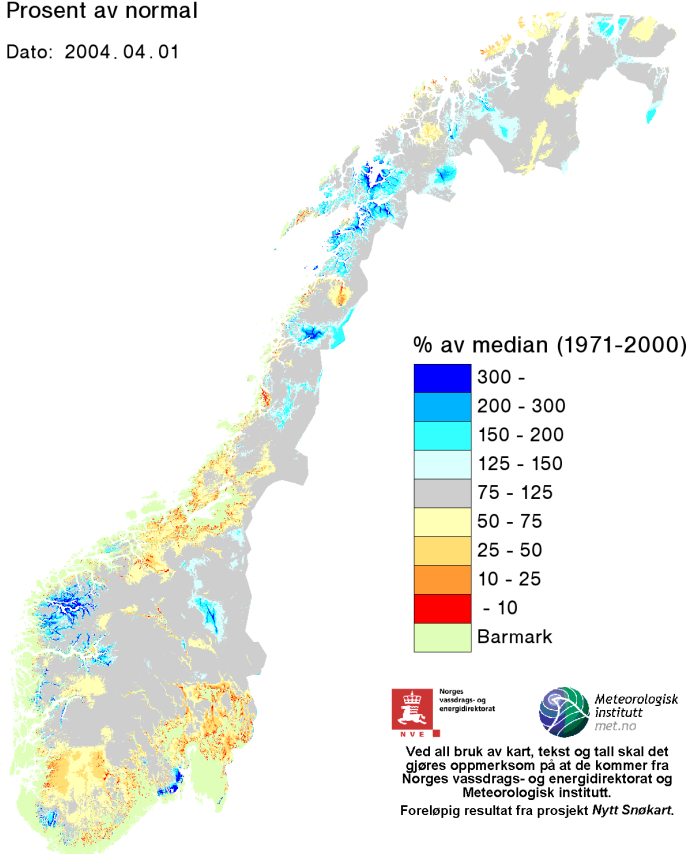
I grove trekk var det i slutten av mars betydelig mindre snø enn normalt i Rogaland og nordlige deler av Aust-Agder, mens det var mer snø enn normalt i deler av Troms, nord i Nordland samt i områdene omkring Nordfjord på Nord-Vestlandet. I lavereliggende områder langs kysten fra Nordland i nord til Østlandet i sørøst var det tilnærmet snøfritt.

Figur 1.1.4 Beregnet snømengde 1. april 2004 i forhold til normale snømengder for perioden 1971-2000.

Snømengde

Prosent av normal

Dato: 2004.04.01



1.1.1 Tilsiget i Sverige

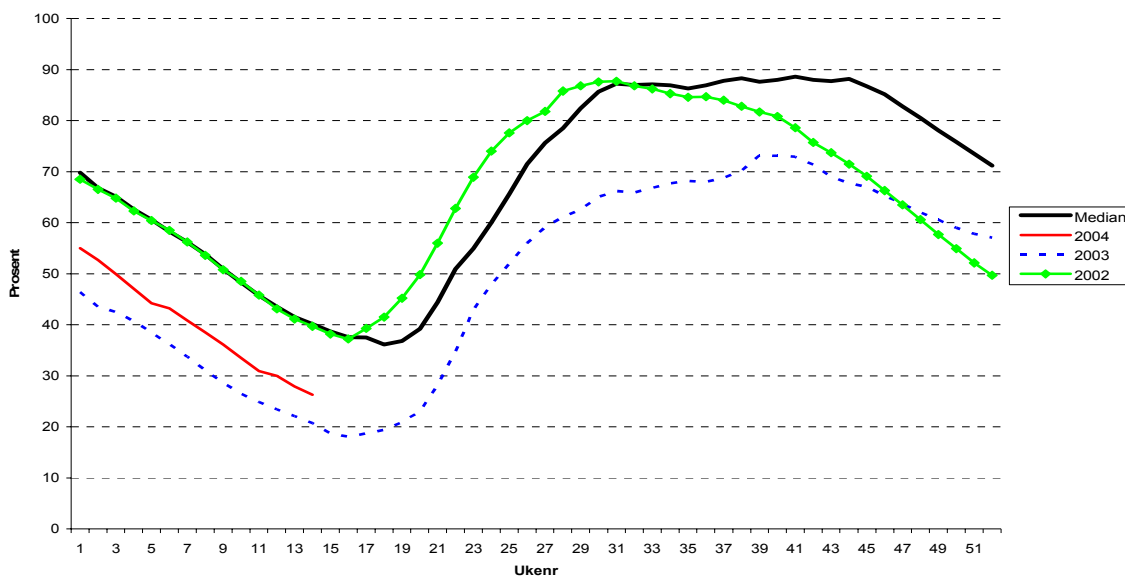
Tilsiget i første kvartal i år var omkring 1,2 TWh høyere enn i samme periode i 2003, mens det var 4,7 TWh lavere enn i første kvartal 2002. For de siste 12 månedene (uke 15-2003 – uke 14-2004) var tilsiget i underkant av 56 TWh, eller nær 7 TWh under normalt. Dette er likevel 3,7 TWh høyere enn for tilsvarende periode ett år tidligere. Gjennom de siste 24 månedene har tilsiget vært 18 TWh lavere enn normalt.

1.2 Høyere magasinifylling i første kvartal 2004 enn i 2003

1.2.1 Utviklingen i de norske vannmagasinene

Ved inngangen til 2004 var fyllingsgraden 14,8 prosentpoeng lavere enn normalt¹ for årstiden. En mild vinter etter nyttår 2004, med tilsig over det normale og forholdsvis høy import av elektrisitet, førte til mindre tapping fra magasinene enn normalt. Pr. mandag 5. april var magasinifyllingen 26,3 prosent. Det er 13,8 prosentpoeng under medianverdien på samme tidspunkt, dvs. at vi har kommet 1 prosentpoeng nærmere medianen siden nyttår. Samlet magasinkapasitet for norske vannmagasinene er 84,3 TWh. Selv om vi har nærmet oss medianen, er det likevel 11,6 TWh mindre vann i magasinene enn ved median fylling. I forhold til 2003 ligger vi imidlertid 5,6 prosentpoeng (4,7 TWh) høyere.

Figur 1.2.1 Fyllingsgrad for landets magasinene i 2002, 2003 og 2004, prosent. Kilde: NVE



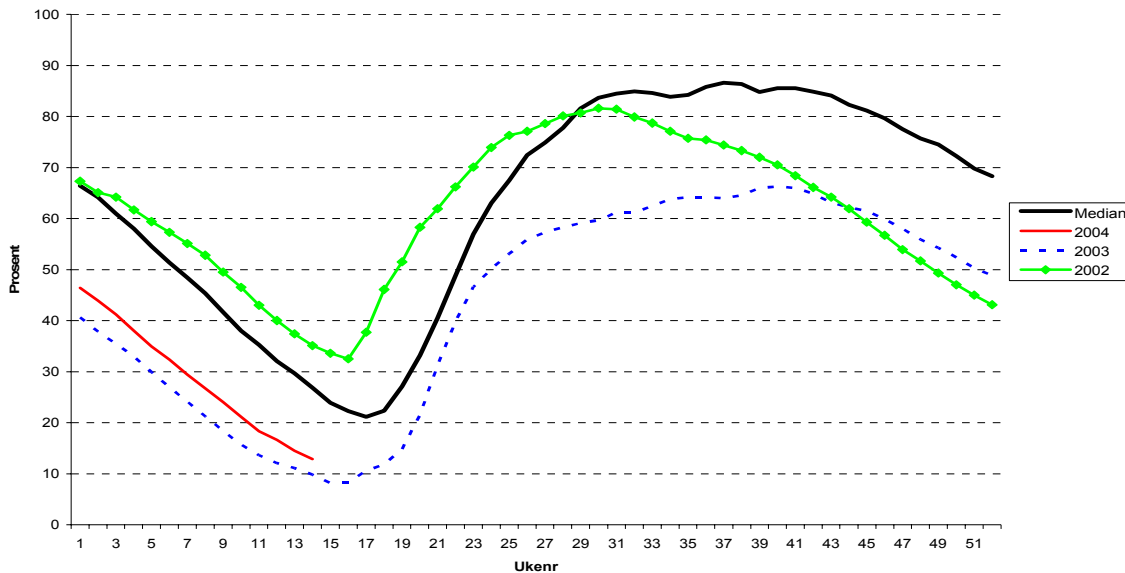
1.2.2 Magasinutviklingen i Sverige og Finland

Ved inngangen til 2004 var fyllingsgraden for svenske magasinene 20 prosentpoeng lavere enn medianverdien for perioden 1950-2001. I begynnelsen av april var magasinifyllingen 12,9 prosent, som er 14 prosentpoeng lavere enn medianen til samme tidspunkt. Magasinkapasiteten for svenske

¹ Median for perioden 1990-2003

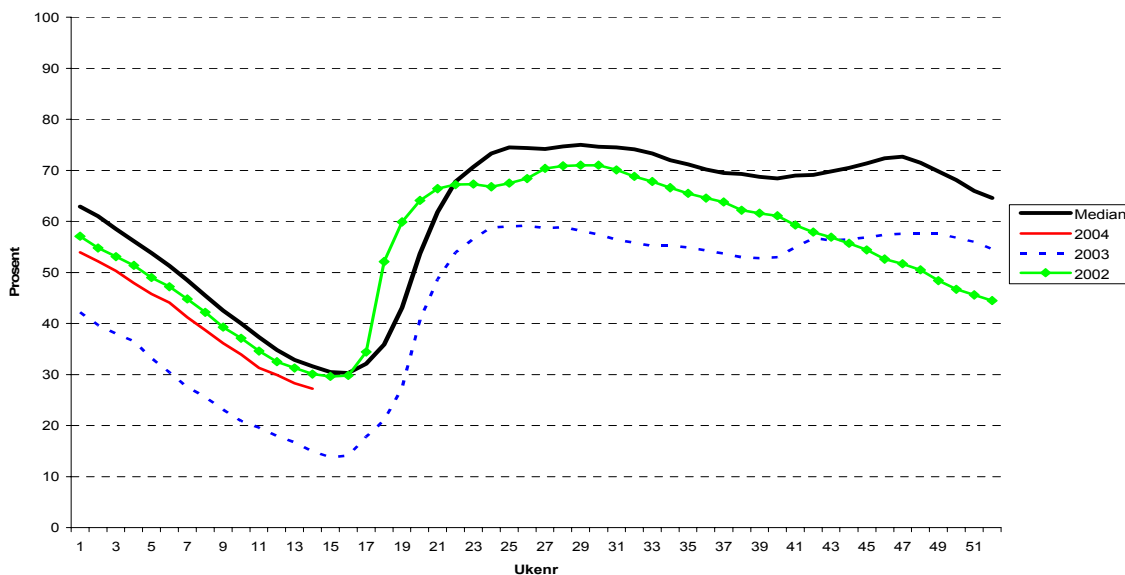
vannmagasiner er 33,8 TWh. I løpet av vinteren er avstanden til medianen blitt mindre, men det er det likevel 4,7 TWh mindre vann i magasinene enn ved median fylling. Fyllingen var imidlertid 3,1 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2003.

Figur 1.2.2 Vannmagasinenes fyllingsgrad i Sverige i 2002, 2003 og 2004, prosent. Kilde: Nord Pool



Ved inngangen til 2004 var fyllingsgraden for finske magasiner 9 prosentpoeng lavere enn medianverdien for perioden 1978-2001. I begynnelsen av april var magasinfyllingen 27,2 prosent som er 4,4 prosentpoeng lavere enn medianen til samme tidspunkt. Fyllingen var 12,3 prosentpoeng høyere enn i 2003 til samme tid. Totalt er den finske magasinkapasiteten på 5,5 TWh.

Figur 1.2.3 Vannmagasinenes fyllingsgrad i Finland i 2002, 2003 og 2004, prosent. Kilde: Nord Pool



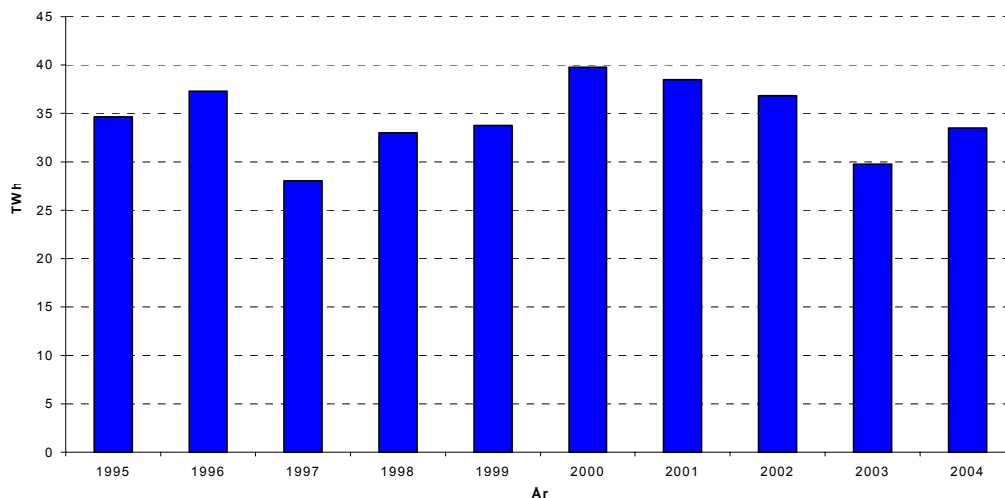
Fyllingsgraden har dermed nærmet seg medianen i både Norge, Sverige og Finland i løpet av årets tre første måneder. Dette skyldes i hovedsak høyere tilsig enn normalt, men også betydelig import til Norden har bidratt til en slik magasinutvikling.

1.3 Produksjon, forbruk og utenlandshandel

1.3.1 Norge - sterk økning i produksjonen i første kvartal 2004

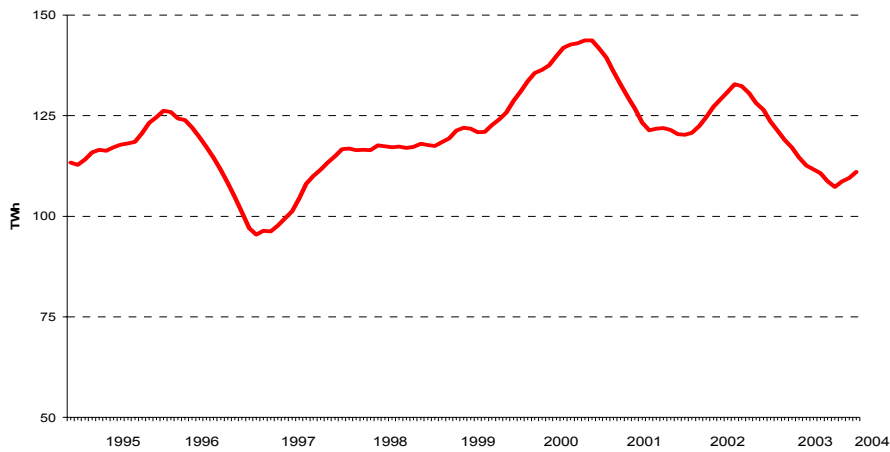
Elektrisitetsproduksjonen i Norge i årets tre første måneder var på i alt 33,5 TWh mot 29,8 TWh i tilsvarende periode i 2003. Det er en økning på 12,5 prosent. Med unntak av starten av året, da det var vesentlig mildere enn i fjor og et lavere forbruk av elektrisk kraft, har produksjonen i første kvartal i år vært høyere enn i fjor.

Figur 1.3.1 Produksjon i første kvartal for perioden 1995-2004, TWh. Kilde: NVE



De siste 12 månedene er det produsert 111 TWh som er 10,1 prosent mindre enn i samme periode ett år tidligere. Produksjonen de siste 12 månedene er om lag 8 TWh mindre enn midlere årlig produksjonsevne for det norske kraftsystemet (vann-, vind- og varmekraft) som er beregnet til vel 119 TWh. Det var først og fremst lav magasinifylling og mindre tilsig enn normalt som ledet til den lave kraftproduksjonen de siste 12 månedene. Høy import de siste 12 månedene medførte at produksjonsnedgangen ble større enn nedgangen i forbruket.

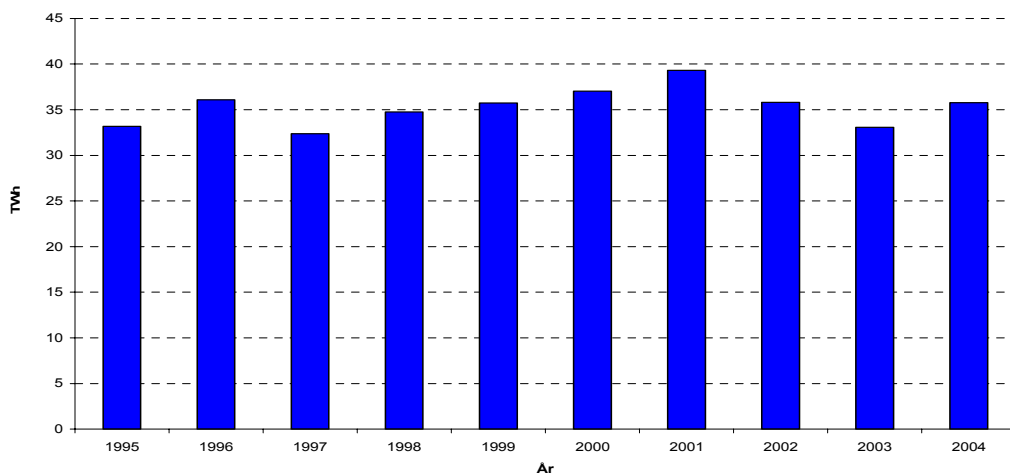
Figur 1.3.2 Produksjon i siste 12-månedersperiode ved utgangen av hver måned, TWh. Kilde: NVE



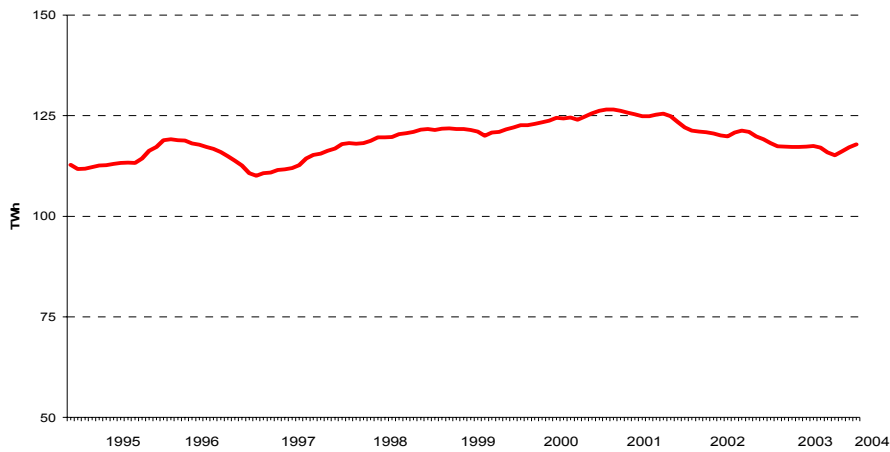
1.3.2 Det norske kraftforbruket er på vei opp av bølgedalen

Det innenlandske elektrisitetsforbruket i årets tre første måneder var på i alt 35,8 TWh mot 33,1 TWh i 2003. Det er en økning på 8,2 prosent. I første kvartal i fjor var det imidlertid høye priser i det nordiske engrosmarkedet, noe som bidro til å redusere det norske forbruket i denne perioden. Forbruket i første kvartal er nå tilbake på samme nivå som i tilsvarende periode i 2002. De siste 12 månedene har forbruket vært 117,9 TWh. Det er 0,3 prosent lavere enn i samme periode ett år tidligere. Forbruket de siste 12 månedene er således vel 1 TWh lavere enn midlere årlig produksjonsevne. De siste tre månedene (januar til mars) har løpende 12 måneders forbrukssummen økt med mellom 0,8 og 1 TWh hver måned. Dette viser at forbruket er på vei opp etter å ha vært lavt i hele 2003.

Figur 1.3.3 Innenlandsk forbruk første kvartal for perioden 1995-2004, TWh. Kilde: NVE

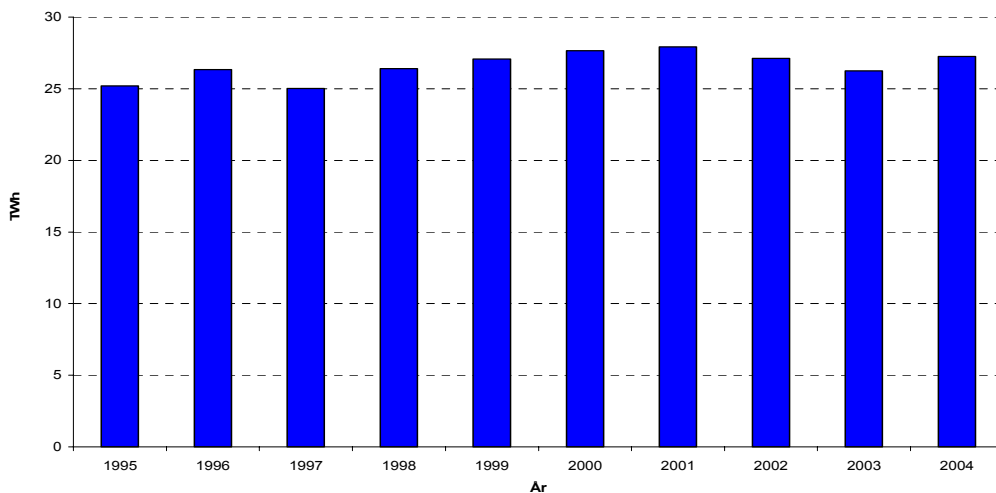


Figur 1.3.4 Innenlandsk forbruk i siste 12-månedersperiode ved utgangen av hver måned, TWh. Kilde: NVE



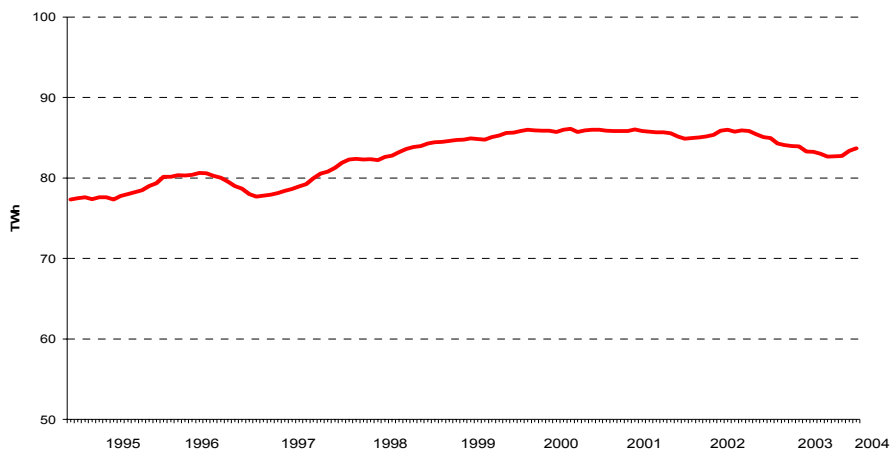
Forbruket i alminnelig forsyning i årets tre første måneder var på 26,2 TWh mot 25,3 TWh i 2003, noe som er en økning på 3,6 prosent til tross for at perioden var litt varmere enn i 2003. For siste 12-månedersperiode var det en nedgang på 2,2 prosent. Årets tre første måneder var varmere enn normalt, og korrigert til normale temperaturforhold ble det alminnelige forbruket 27,2 TWh mot 26,3 TWh i 2003, dvs. en økning på 3,8 prosent. For siste 12-månedersperiode var det derimot en nedgang på 1,5 prosent.

Figur 1.3.5 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, første kvartal 1995-2004, TWh. Kilde: NVE



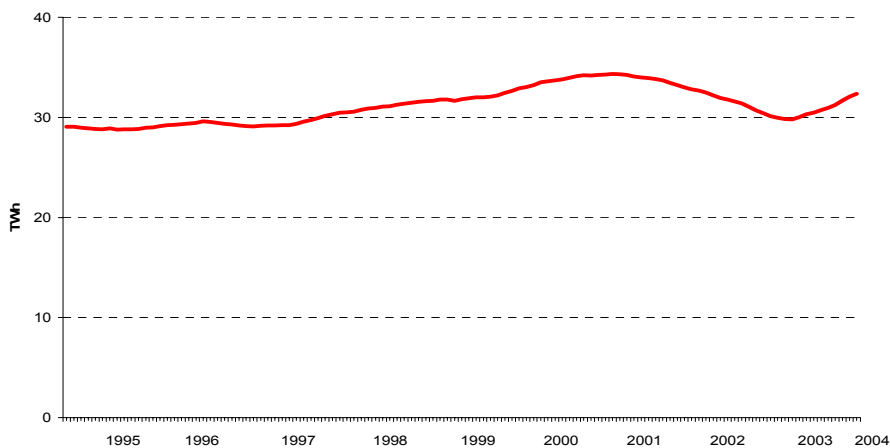
En stor del av økningen i elektrisitetsforbruket hittil i år er blitt kompensert ved nedgang i oljeforbruket. Salget av lette fyringsoljer (inkl. parafin) i årets tre første måneder viser en nedgang på vel 22 prosent, eller ca 0,8 TWh (ved bruksvirkningsgrad 0,8) i forhold til samme periode i 2003.

Figur 1.3.6 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, i siste 12-månedersperiode ved utgangen av hver måned, TWh. Kilde: NVE



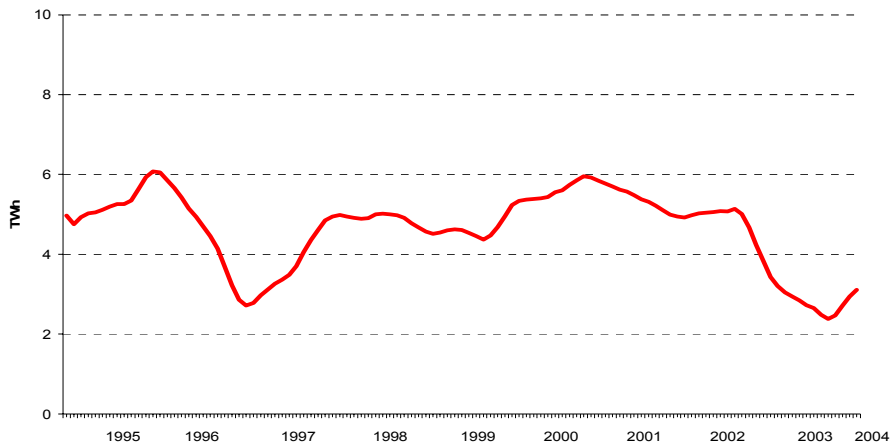
Forbruket i kraftintensiv industri var 15,7 prosent høyere i årets 3 første måneder enn i samme periode i 2003. For siste 12-månedersperiode har det vært en økning på 7,4 prosent. Økningen har sammenheng med gode markedsforhold for denne industrien, samt at denne sektoren i fjor solgte kraft tilbake til markedet istedenfor å bruke kraften selv.

Figur 1.3.7 Forbruk i kraftintensiv industri i siste 12-månedersperiode ved utgangen av hver måned, TWh. Kilde: NVE



Forbruket av kraft til elektrokjeler var i årets 3 første måneder vel 135 prosent høyere enn i tilsvarende periode i fjor. De siste 12 måneder har forbruket vært 3,1 TWh som er 9,5 prosent mindre enn i samme periode ett år tidligere.

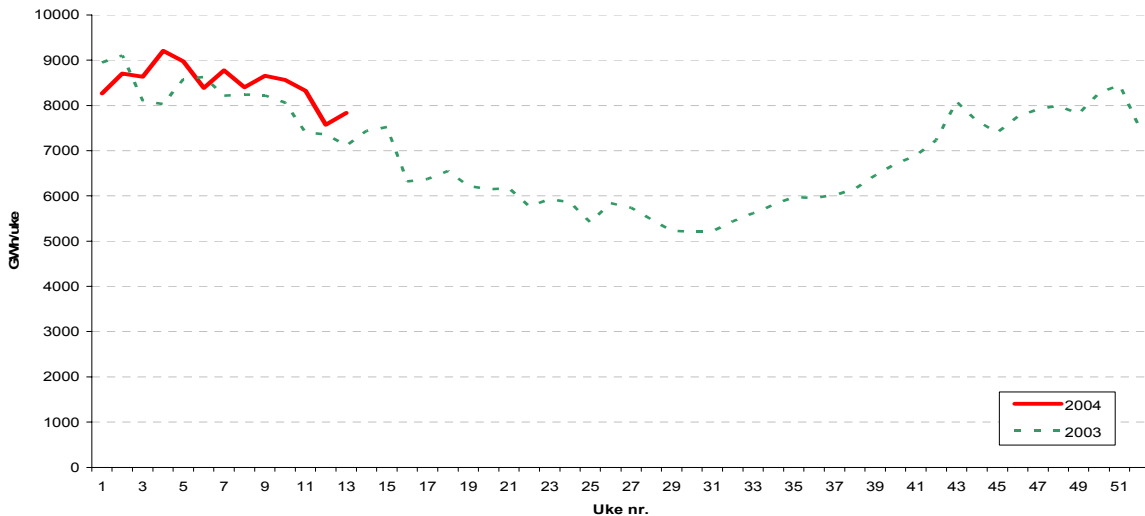
Figur 1.3.8 Forbruk av kraft til elektrokjeler i siste 12-månedersperiode ved utgangen av hver måned, TWh. Kilde: NVE



1.3.3 Økt vannkraftproduksjon bidro til høyere nordisk kraftproduksjon

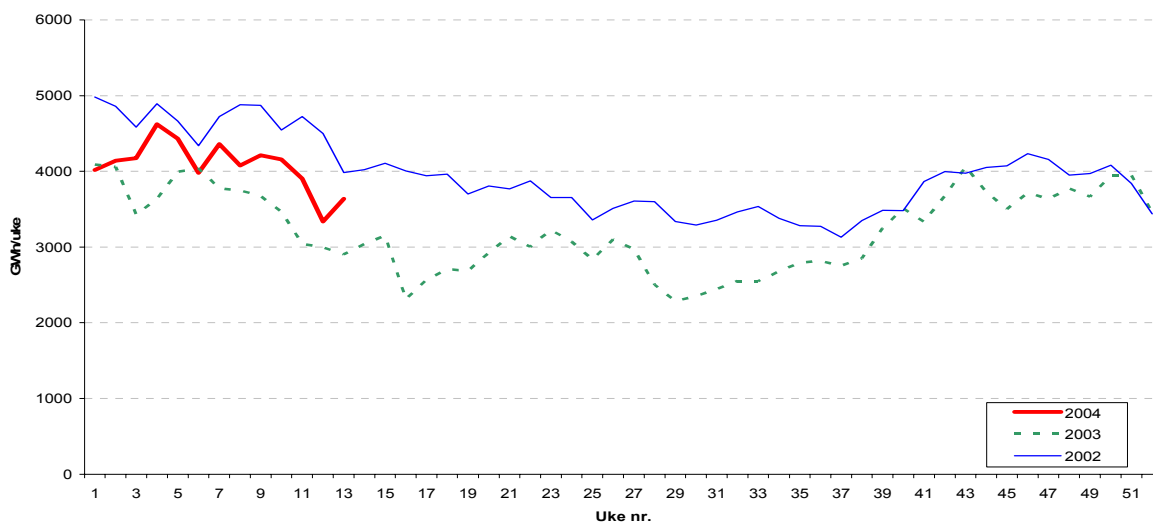
Den totale nordiske kraftproduksjonen var 110,2 TWh i løpet av første kvartal i 2004. I samme periode i fjor var den totale nordiske produksjonen 105,8 TWh.

Figur 1.3.9 Nordisk kraftproduksjon, uke 1-13, 2004. TWh. Kilde: Nord Pool



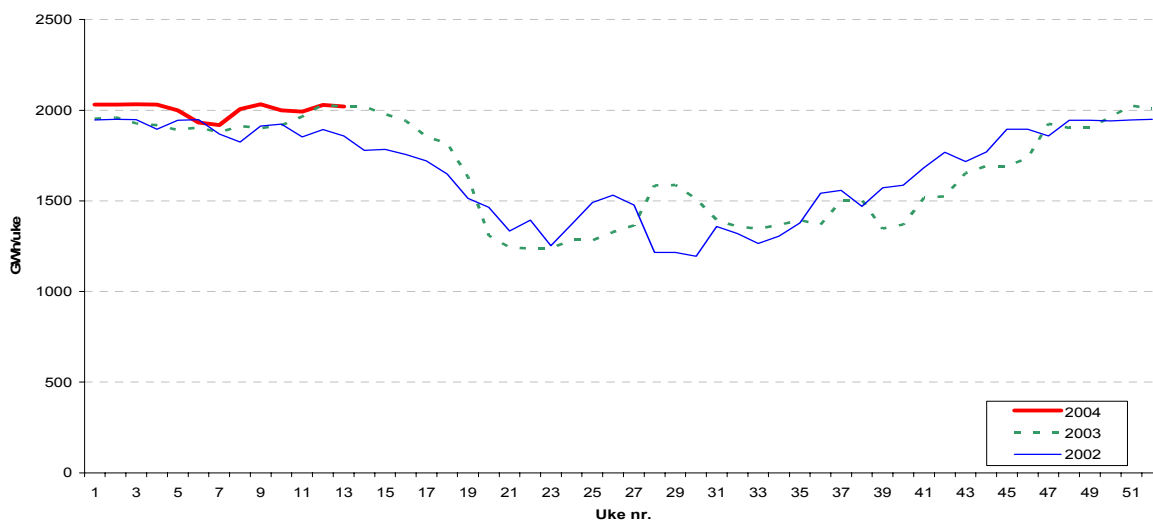
Bedre hydrologisk balanse har bidratt til høyere produksjon fra de nordiske vannkraftprodusentene i år enn i fjor. I denne perioden sto vannkraftproduksjonen for 53,1 TWh, eller 48 prosent av den totale produksjonen. I samme periode i fjor da den nordiske produksjonen totalt var lavere, utgjorde vannkraftproduksjonen 44 prosent.

Figur 1.3.10 Nordisk vannkraftproduksjon, uke 1-13, 2004. TWh. Kilde: Nord Pool



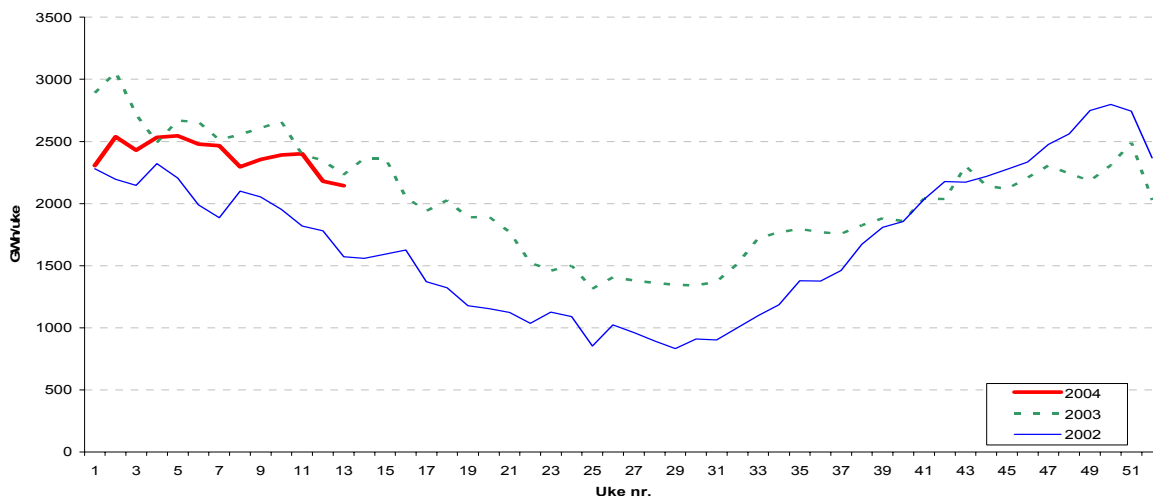
Kjernekraftverkene i Sverige og Finland har kjørt med tilnærmet full effekt gjennom hele første kvartal og i løpet av denne perioden har det vært en gjennomsnittsproduksjon av kjernekraft på over 2 TWh pr. uke. Til sammen har kjernekraften bidratt med 26,1 TWh, noe som er en økning fra samme periode i fjor med 0,9 TWh.

Figur 1.3.11 Nordisk kjernekraftproduksjon, uke 1-13, 2004. TWh. Kilde: Nord Pool



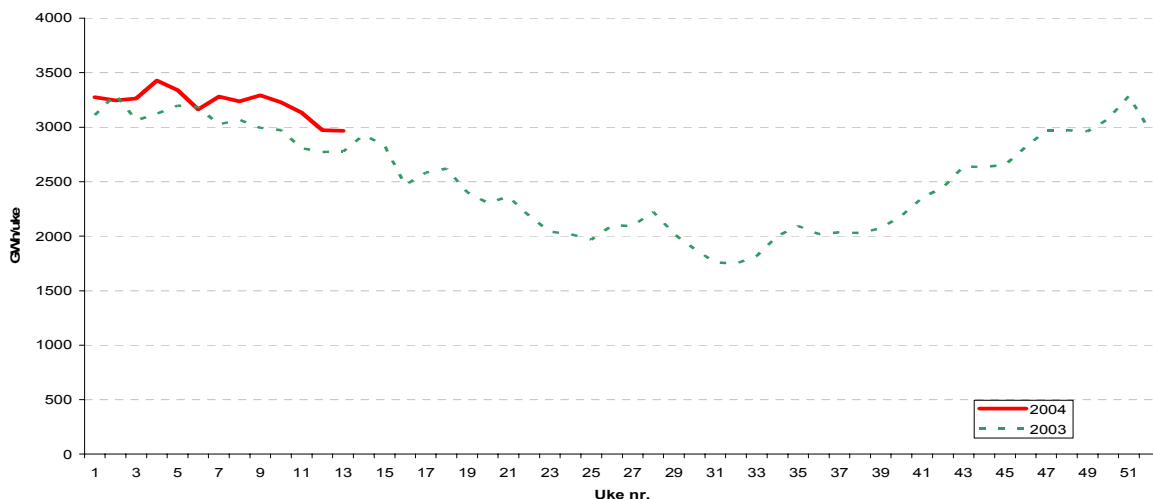
Mens vannkraft- og kjernekraftproduksjonen har økt fra i fjor har produksjonen fra øvrige varmekraftverk avtatt i forhold til i fjor. Lavere priser har i år, sammen med økte kullpriser gitt dårligere lønnsomhet og dermed lavere produksjon fra disse produsentene. I sum har øvrige varmekraftverk produsert 31,1 TWh i første kvartal. Sammenlignet med tilsvarende periode i fjor er det en nedgang på 2,7 TWh.

Figur 1.3.12 Nordisk produksjon fra øvrige varmekraftverk, uke 1-13, 2004. TWh. Kilde: Nord Pool



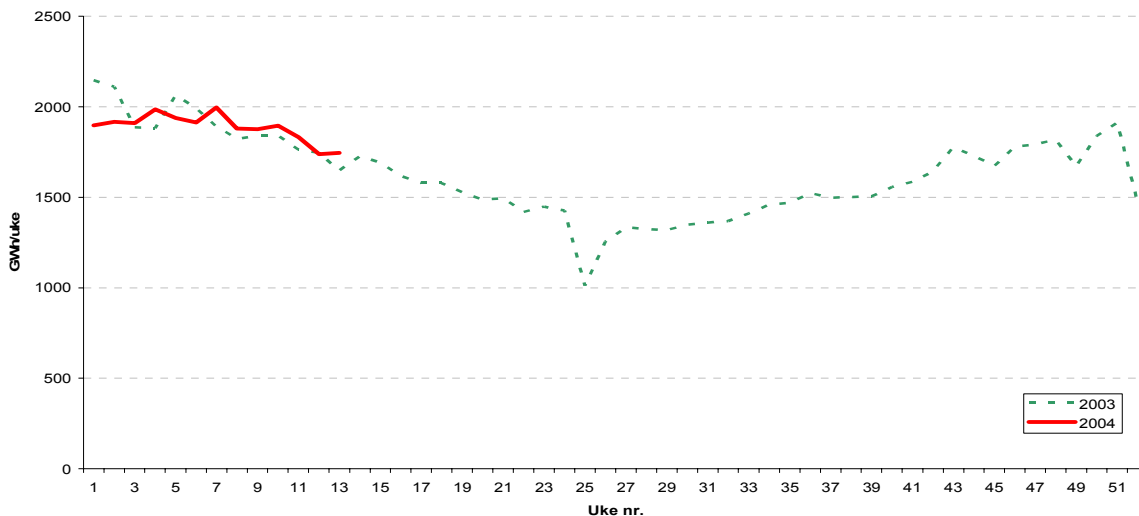
I Sverige har det vært en økt produksjon i første kvartal sammenlignet med tilsvarende periode i fjor. Dette skyldes i hovedsak økt vannkraftproduksjon. Økningen i svensk vannkraftproduksjon fra fjorårets første kvartal til i år tilsvarer 2,3 TWh, mens kjernekraftproduksjonen har økt med nær 1 TWh. Produksjonen fra øvrig varmekraft har imidlertid falt med 0,8 TWh. I sum har den svenske produksjonen vært 41,9 TWh, hvilket er 2,5 TWh høyere enn i samme tidsrom i fjor.

Figur 1.3.13 Svensk produksjon, uke 1-13, 2004. TWh. Kilde: Nord Pool



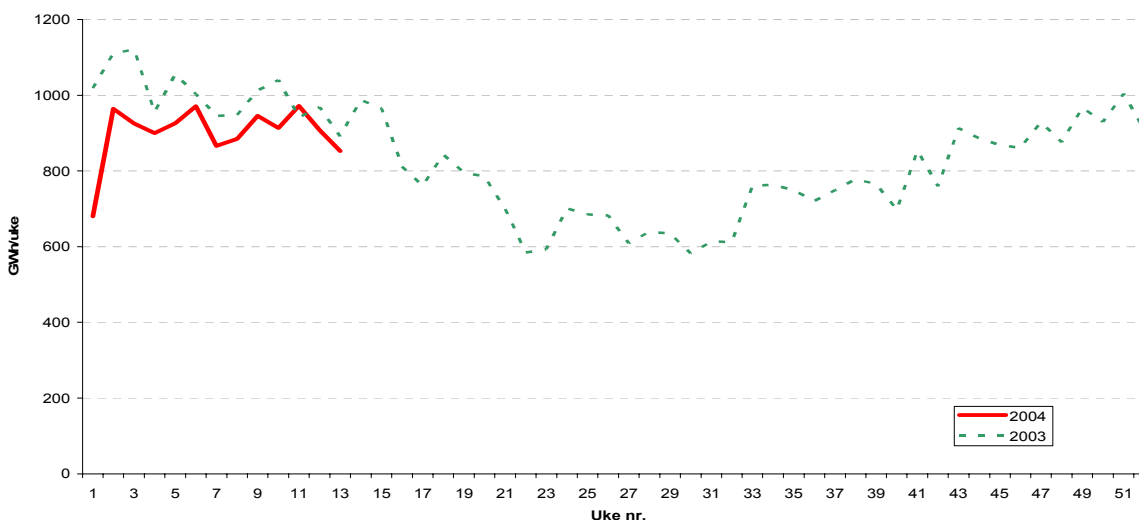
I Finland har produksjonen i første kvartal vært omtrent på fjorårsnivået med om lag 23 TWh. Utviklingen er imidlertid den samme som er observert i Sverige med økt vannkraftproduksjon (+ 0,6 TWh) og redusert øvrig varmekraft (- 0,8 TWh). Sammenlignet med i første kvartal i 2002 har imidlertid den finske kraftproduksjonen økt med i overkant av 3 TWh.

Figur 1.3.14 Finsk produksjon, uke 1-13, 2004. TWh. Kilde: Nord Pool



Den danske produksjonen var 11,8 TWh i første kvartal. Det er en reduksjon på 1,2 TWh, eller 10 prosent fra samme periode i 2003. Fjorårets vinter var som nevnt ovenfor spesiell, med høy produksjon fra varmekraftverk. Den danske produksjonen i første kvartal 2004 var omtrent den samme som i første kvartal 2002.

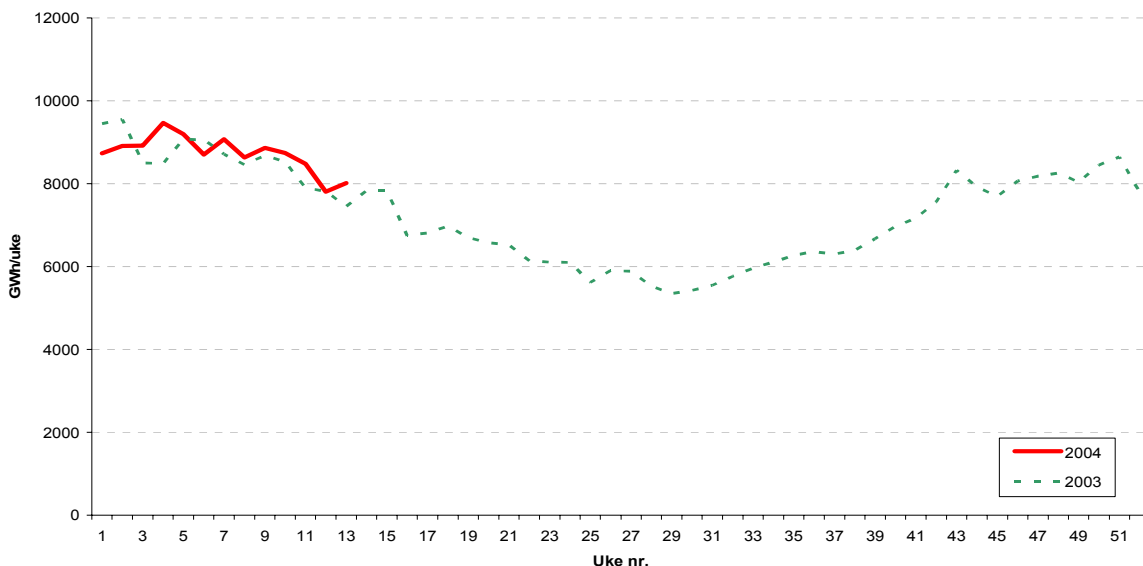
Figur 1.3.15 Dansk produksjon, uke 1-13, 2004. TWh. Kilde: Nord Pool



1.3.4 Nordisk forbruk

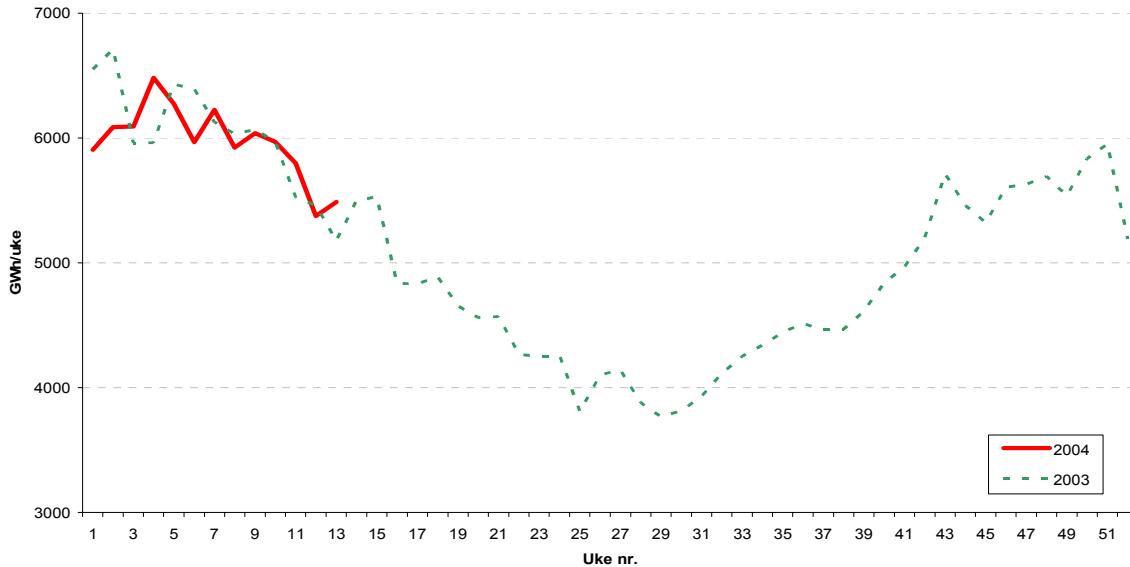
Lavere priser har bidratt til at det nordiske kraftforbruket har økt fra første kvartal i fjor til første kvartal i år. Totalt er det nordiske kraftforbruket 113,3 TWh i løpet av første kvartal. Sammenlignet med i fjor er dette en økning på 1,7 TWh.

Figur 1.3.16 Nordisk forbruk, uke 1-13, 2004. TWh. Kilde: Nord Pool



Forbruket i de andre nordiske landene har i motsetning til i Norge vært lavere i første kvartal i år. Dette kan henge sammen med at prissignalene fra engrosmarkedet når sluttbrukerne senere enn i Norge. Samlet har forbruket i disse landene i løpet av første kvartal i år vært 77,3 TWh, mot 78,2 TWh i samme periode i fjor. I Sverige har forbruket i første kvartal falt med 0,4 TWh fra i fjor. Forbruksreduksjonen i Danmark og Finland har vært noe mindre. I Danmark falt forbruket fra 9,8 TWh i løpet av første kvartal i fjor til 9,5 TWh i samme tidsperiode i år. Også i Finland var det en svak nedgang, her med 0,2 TWh, slik at det totale forbruket i første kvartal ble 24,2 TWh.

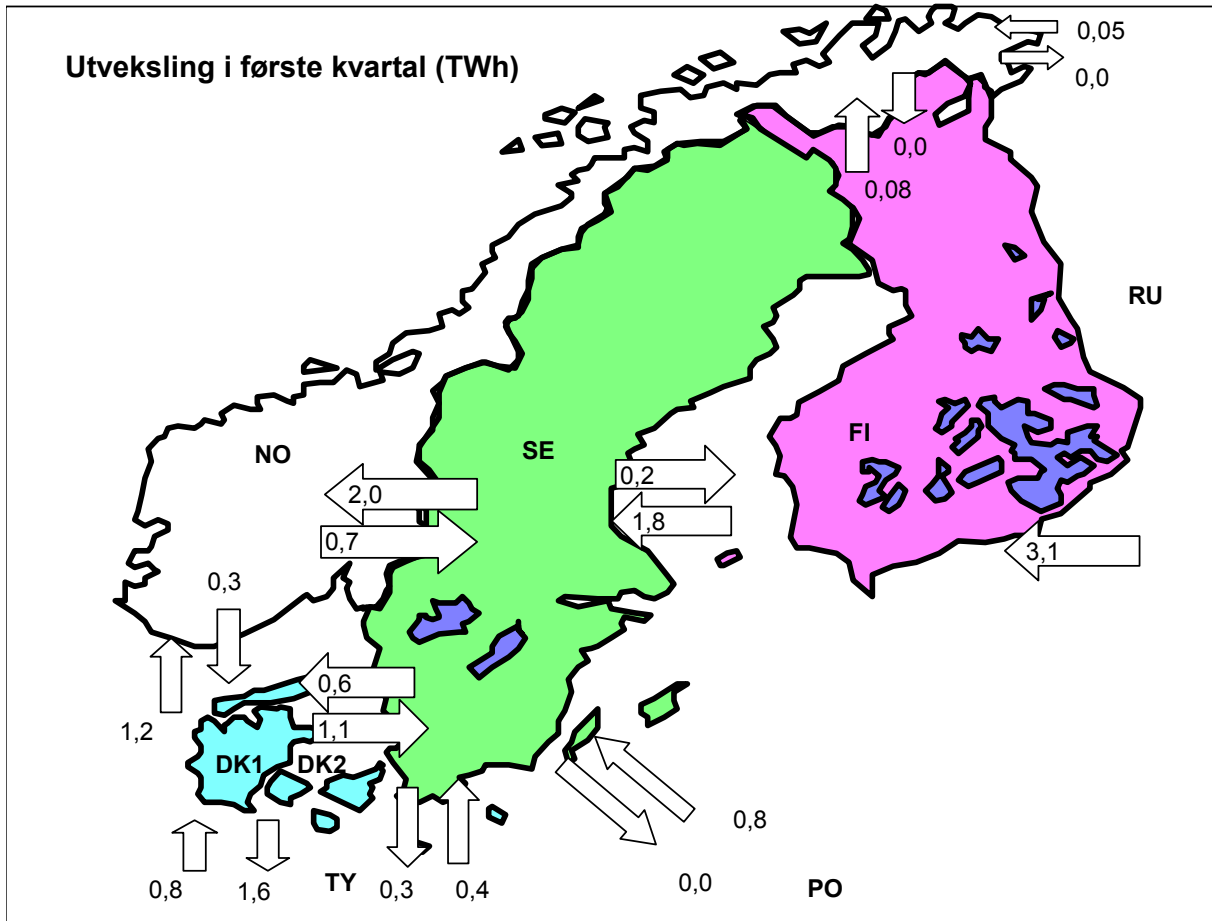
Figur 1.3.17 Dansk, finsk og svensk forbruk, uke 1-13, 2004. TWh. Kilde: Nord Pool



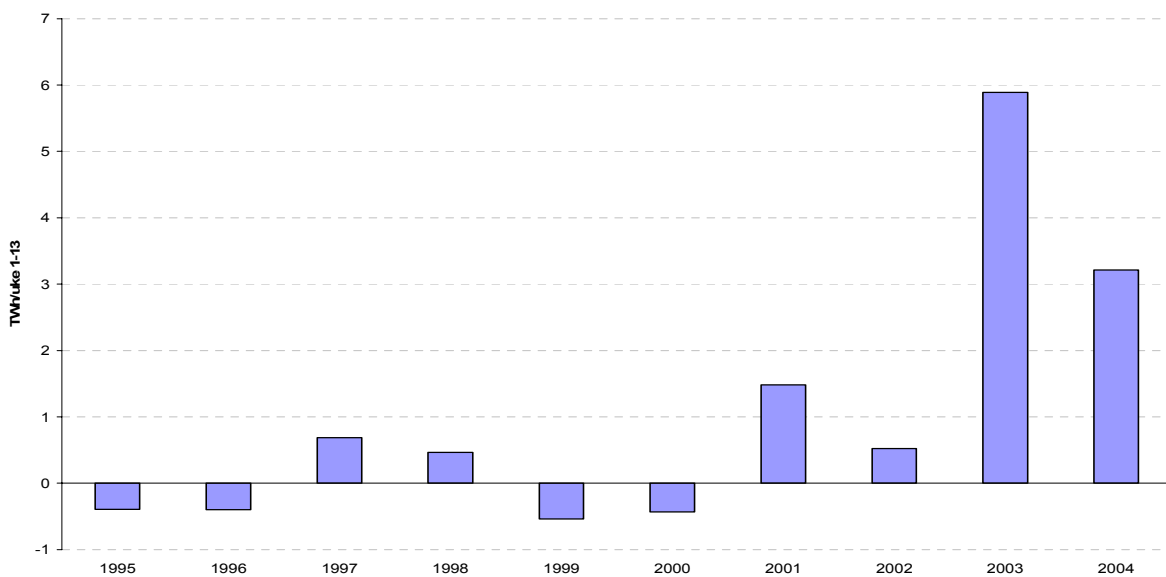
1.3.5 Handel og kraftutveksling

Sammenlignet med i fjor har det i første kvartal i år vært lavere import til Norden fra Russland, Polen og Tyskland. I fjor var prisnivået i Norden som regel høyere enn i de tilgrensende utvekslingsområdene. Det ga høy og nærmest ensidig import til Norden. I år har prisene i Norden vært lavere og i langt flere perioder også lavere enn de tyske prisene. Den nordiske utvekslingen mot Tyskland har således vært langt mer balansert. Så langt i år har det vært en nordisk nettoeksport til Tyskland på 0,7 TWh, mens prisbildet i fjor medførte en nordisk nettoimport på nærmere 1,9 TWh fra Tyskland. Fra Russland og Polen har det nesten utelukkende også i år vært nordisk import. Til sammen har disse landene i løpet av de tretten første ukene bidratt med 3,9 TWh import til det nordiske kraftsystemet. Det er 0,1 TWh lavere enn i fjor. I sum for første kvartal har det så langt vært en nordisk nettoimport på 3,2 TWh fra ikke-nordiske land, mot 5,9 TWh i fjor. Sammenlignet med tidligere år har imidlertid den nordiske nettoimporten i løpet av det første kvartalet i år likevel vært høy. Økt importkapasitet til Finland fra Russland og en anvendelse av kabelen mellom Polen og Sverige til nordisk import i 2003 og 2004 har bidratt til dette. Den økte finske importkapasiteten fra Russland med 400 MW fra og med 1. januar 2003, bidrar alene med om lag 0,9 TWh i en tremåneders periode gitt full utnyttelse av kapasiteten.

Figur 1.3.18 Import og eksport i Norden og mellom Norden og andre land i første kvartal 2004, TWh. Kilde: Nord Pool

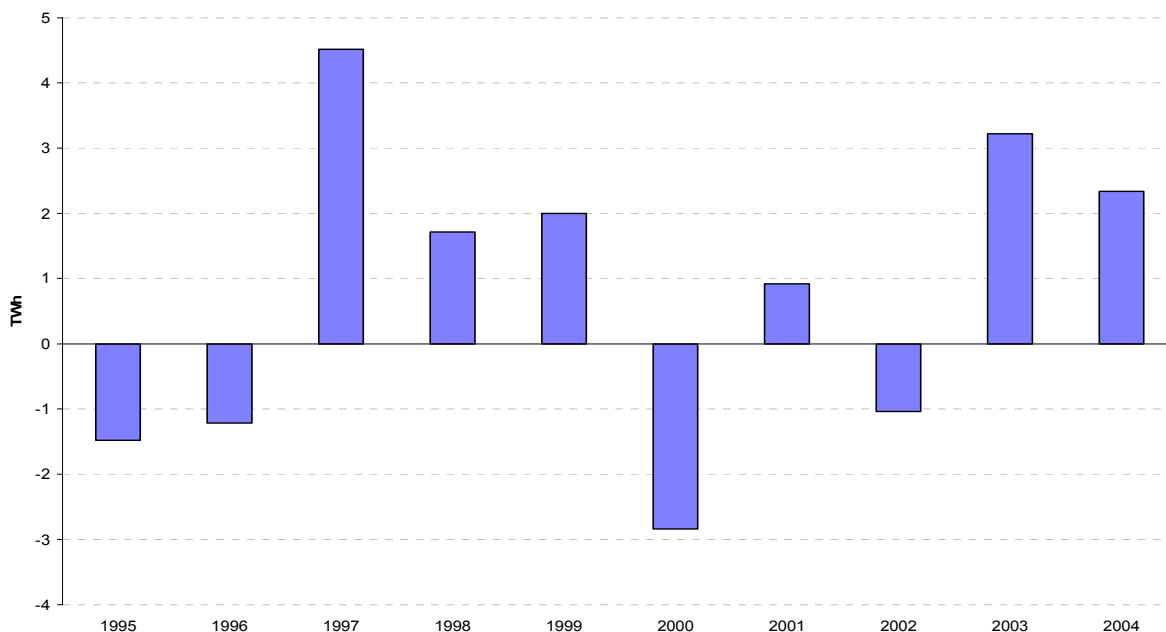


Figur 1.3.19 Nordens netto kraftimport i uke 1-13, 1995-2004. TWh. Kilde: Nord Pool

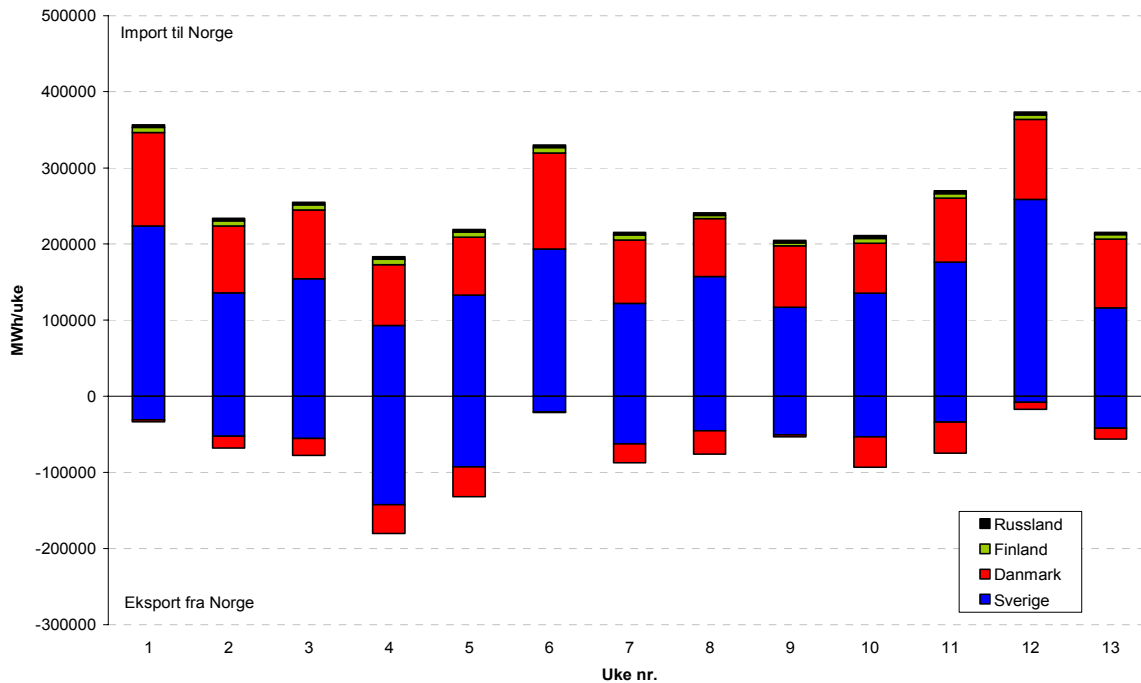


I Norge var det en nettoimport på 2,3 TWh i løpet av de tretten første ukene i 2004. Fra Sverige har importen vært 2 TWh, mens det er eksportert 0,7 TWh til Sverige. Rundt tre fjerdedeler av den norske importen fra Sverige gikk til Sør-Norge (NO1). Hovedtyngden av den norske eksporten til Sverige har funnet sted i kalde perioder, da lasten i det nordiske systemet har vært høy. Utvekslingen mot Jylland har i stor grad fulgt lastvariasjonene gjennom døgnene med høy norsk import i lavlastperioder og norsk eksport, eventuelt redusert import i høylast. Til sammen har det vært en norsk import fra Jylland på 1,2 TWh, mens det er eksportert 0,3 TWh over Skagerrakkablene. Overføringsforbindelsene mot Finland og Russland er utelukkende benyttet til norsk import i første kvartal, og i sum har det vært en norsk import på disse forbindelsene på i overkant av 0,1 TWh. Sammenlignet med første kvartal i perioden 1995-2003, har det kun vært høyere nettoimport til Norge i 1997 og i fjor.

Figur 1.3.20 Norges netto kraftimport i uke 1-13, 1995-2004. TWh. Kilde: Nord Pool



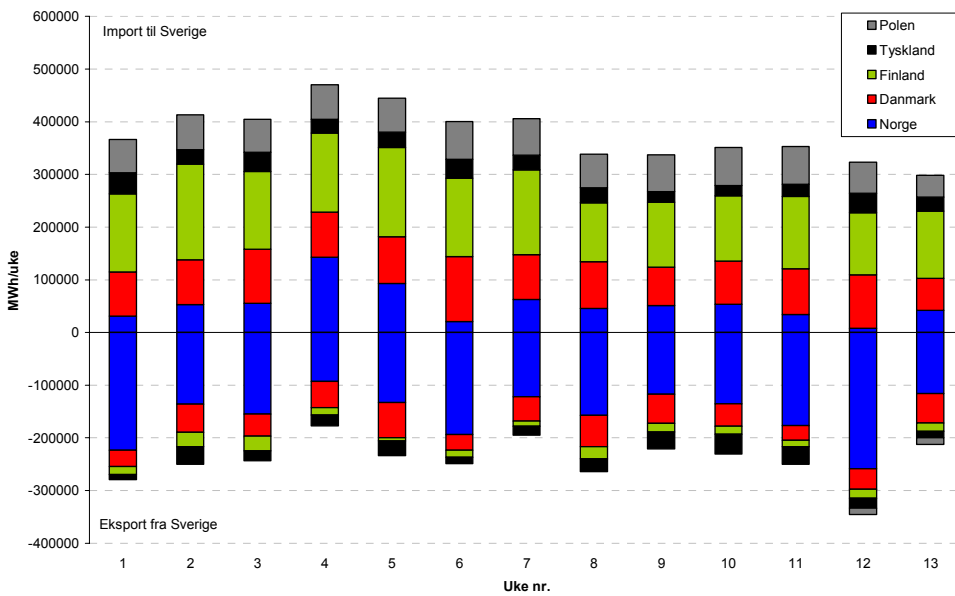
Figur 1.3.21 Norsk utveksling av kraft, uke 1-13, 2004. TWh. Kilde: Nord Pool



Den svenske nettoimporten har i løpet av perioden vært 1,7 TWh. Bortsett fra svensk nettoeksport mot Norge har det vært nettoimport over alle de andre utenlandsforbindelsene. Størst har nettoimporten fra Finland vært med i overkant av 1,6 TWh. Overføringsbegrensninger i linjenettet på grunn av revisjoner på finsk side, har ført til at den svenske importen fra Finland ikke har vært større. Fra Danmark har det vært svensk nettoimport på over 0,5 TWh.

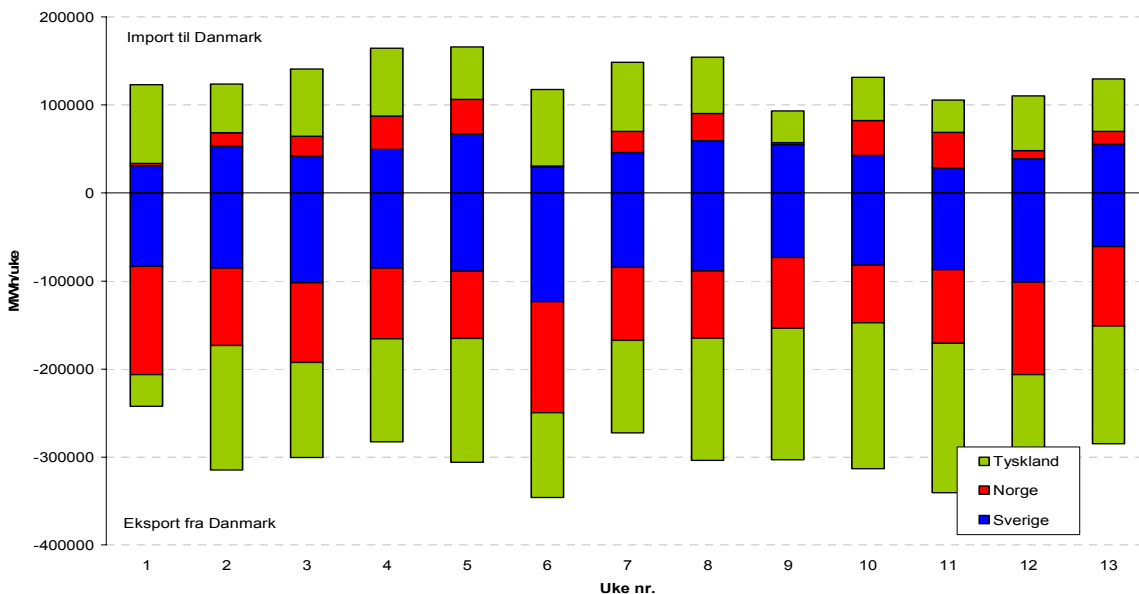
Eksportbegrensninger satt av den svenske systemoperatøren, Svenska Kraftnät (SvK), under høylast, har bidratt til at det har vært lavere svensk eksport mot Danmark enn prissignalene og faktisk kapasitet skulle tilsi. Fra Tyskland og Polen har det vært en samlet svensk nettoimport på 0,9 TWh. På Baltic-kabelen mellom Sverige og Tyskland har kraftflyten stort sett fulgt mønsteret med svensk import i lavlastperioder og eksport i høylast. Gjennom første kvartal ga dette en relativt balansert utveksling. Fra Polen var det en ensidig svensk import frem til og med uke 11, mens det mot slutten av kvartalet var enkelte dager med svensk eksport. Til sammen var det en svensk nettoimport på 0,8 TWh fra Polen.

Figur 1.3.22 Svensk utveksling av kraft, uke 1-13, 2004. TWh. Kilde: Nord Pool



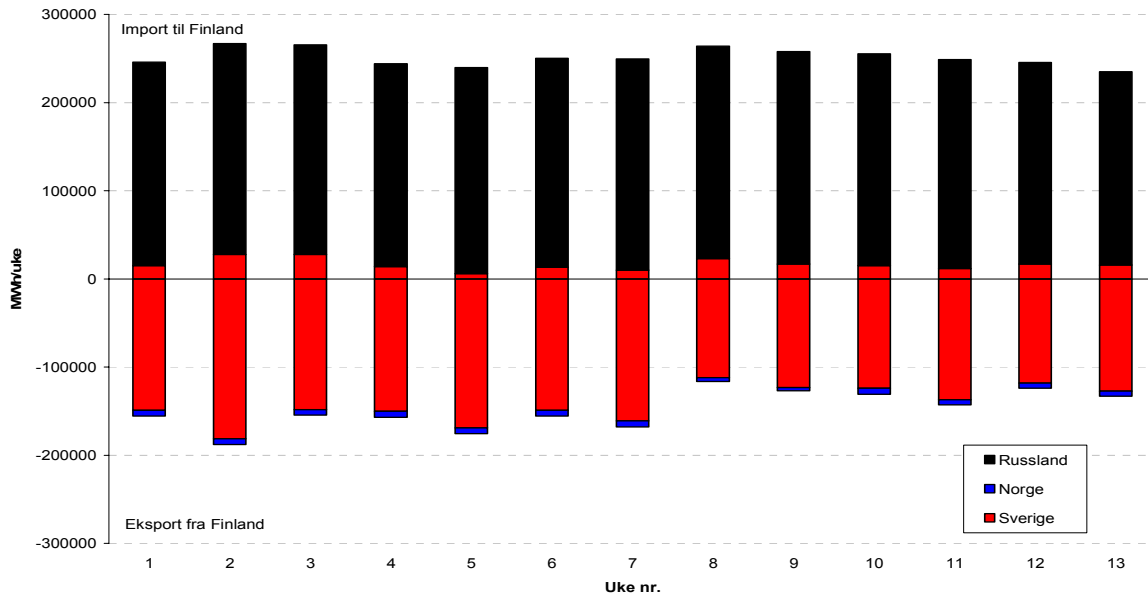
Danmark er det eneste nordiske landet med nettoeksport i første kvartal. Mot de øvrige nordiske landene har det vært en nettoeksport på 1,4 TWh, mens det i sum har vært nettoeksport til Tyskland på 0,8 TWh. I første kvartal i fjor var det dansk nettoimport fra Tyskland på 1,1 TWh, mens nettoeksporten til Norge og Sverige var om lag 4,3 TWh. Forskjellene fra starten av fjoråret, da det var høye priser i det nordiske markedet og høy produksjon i Danmark, viser seg således tydelig i den danske utvekslingen mot Sverige og Norge, som har falt med 2,9 TWh fra samme periode i fjor.

Figur 1.3.23 Dansk utveksling av kraft, uke 1-13, 2004. TWh. Kilde: Nord Pool



I Finland har det også i første kvartal av 2004 vært høy import fra Russland. I gjennomsnitt er det importert ca. 1400 MW pr. time, noe som gjennom kvartalet har gitt en finsk import på 3,1 TWh. Som vi så over har store deler av den finske importen fra Russland blitt videreført til Sverige, der prisene ofte har vært høyere. I sum gjennom første kvartal har det vært finsk nettoimport på 1,4 TWh.

Figur 1.3.24 Finsk utveksling av kraft, uke 1-13, 2004. TWh. Kilde: Nord Pool

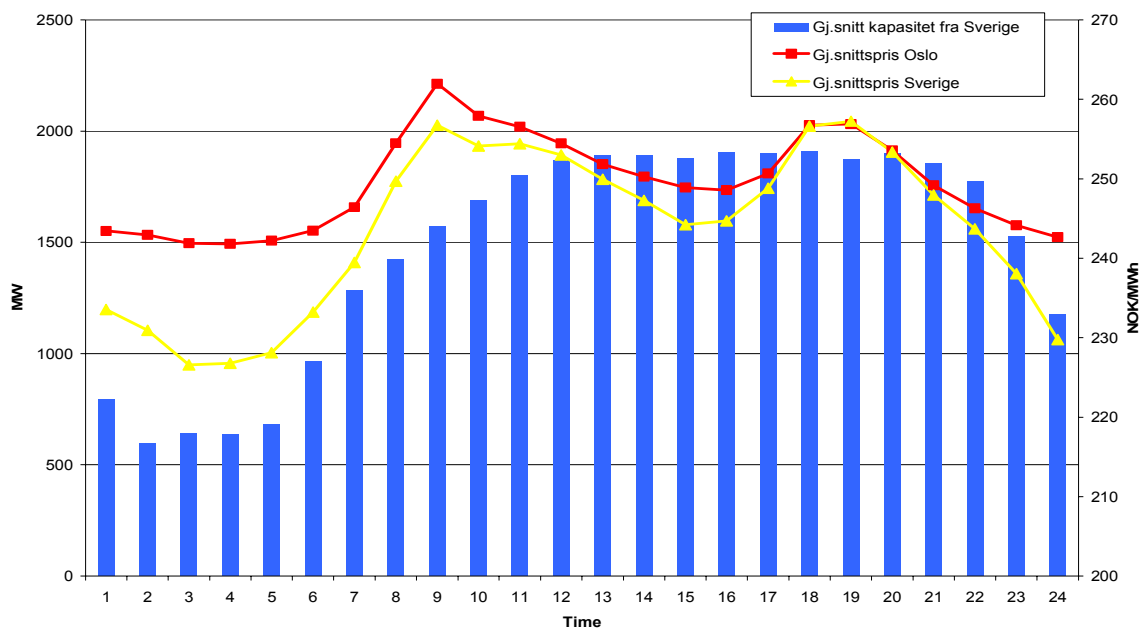


1.3.6 Kapasitetsbegrensninger på overføringslinjene mellom Sverige og NO1

Overføringen av elektrisk kraft fra Sverige til Sør-Norge har i første kvartal ofte vært mindre enn den maksimale overføringskapasiteten, selv om prisen i Sør-Norge har vært høyere enn den svenske prisen. Den svenske systemoperatøren Svenska Kraftnät (SvK) har i mange lavlasttimer (natt og helg) satt ned eksportkapasiteten mot Sør-Norge på grunn av interne nettproblemer i Sverige. For Norges del har dette ført til lavere import enn om den fulle kapasiteten hadde blitt stilt til markedets disposisjon. Totalt har prisen i Sør-Norge (NO1) vært høyere enn i Sverige i rundt to tredeler av perioden.

Figur 1.3.25 viser gjennomsnittlige kapasiteter fra Sverige til Sør-Norge i første kvartal for hver av døgnetts 24 timer. I tillegg er gjennomsnittlige priser for Sverige og Sør-Norge vist. Det er en klar sammenheng mellom reduksjon i kapasitet og prisforskjell mellom områdene. Det er spesielt i timene på natten at kapasitetene er begrenset. Det er også om natten at de gjennomsnittlige prisforskjellene er størst. Maksimal overføringskapasitet fra Sverige til Sør-Norge er 2050 MW.

Figur 1.3.25 Gjennomsnittlig eksportkapasitet fra Sverige til Sør-Norge og gjennomsnittlige områdepriser for Sør-Norge og Sverige for hver av døgnetts timer i første kvartal 2004. Kilde: Nord Pool

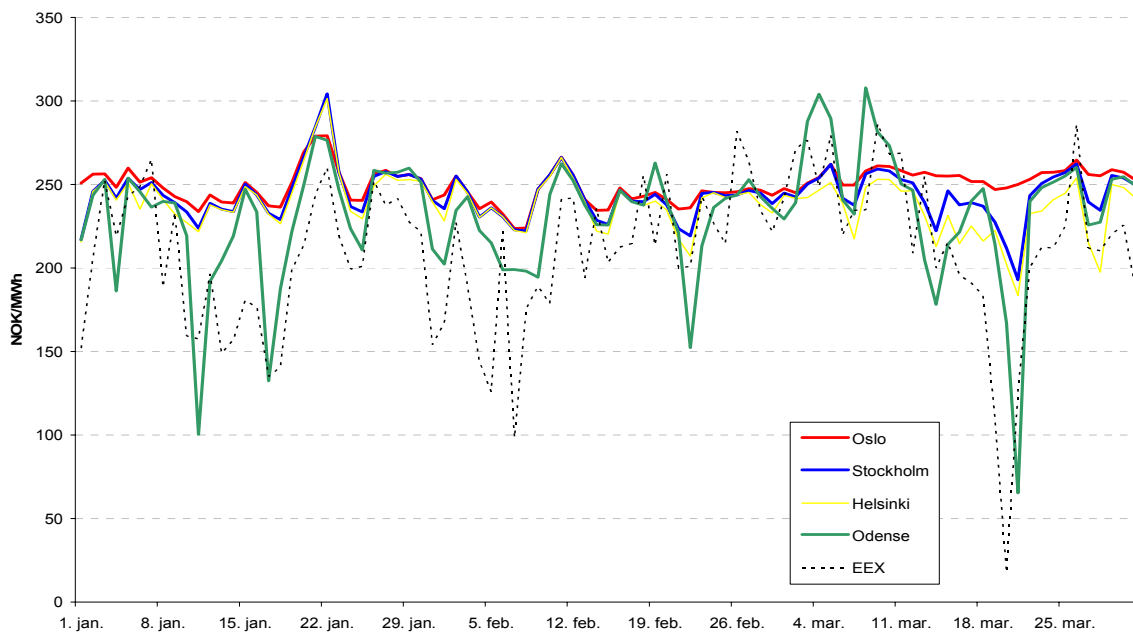


I sum kan kapasitetsbegrensningene maksimalt ha medført et norsk importbortfall på om lag 780 GWh i løpet av første kvartal. Beregningen av dette tallet forutsetter at det i timer med begrensninger i svensk eksportkapasitet og lavere pris i Sverige enn i NO1 ville blitt full utnyttelse av den fysiske overføringskapasiteten.

1.4 Prisutvikling

Sammenlignet med tidligere år har prisene gjennom første kvartal, spesielt i Norge, vært stabile. Døgn gjennomsnittene i NO1 har ligget i intervallet mellom 223 og 279 kr/MWh, men i rundt tre fjerdedeler av tiden mellom 240 og 260 kr/MWh. I første kvartal har det ikke vært store pristopper. Grunnen til at vi ikke har opplevd særlige pristopper, kan være høy termisk produksjon på grunn av høye priser som følge av lav magasinbefylling. Når den termiske produksjonen er høy slik som i første kvartal, er det mye tilgjengelig regulerbar vannkraft som kan produsere under effekttoppene. Resultatet av dette er færre pristopper.

Figur 1.4.1 Spotpriser i første kvartal 2004, døgn gjennomsnitt, NOK/MWh. Kilde: Nord Pool og European Electricity Exchange (EEX)



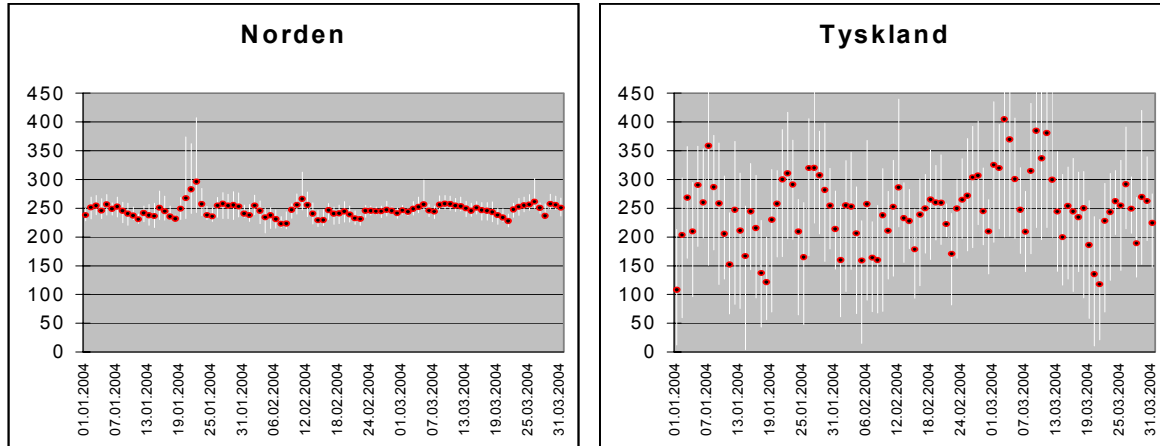
Mot slutten av kvartalet har prisene i de øvrige nordiske landene stort sett ligget under områdeprisen for Oslo. Fallende forbruk av elektrisk kraft, samtidig som prisene er høye nok til å gi signaler om fortsatt produksjon fra varmekraftverk, har bidratt til at prisene i Sverige, Finland og Danmark har blitt presset ned. Norske vannkraftprodusenter avveier produksjon i dag mot forventet høst- og vinterpris. Med de prisene som har blitt realisert i det finansielle markedet mot slutten av første kvartal, ser produsentene ut til å lagre vann til kommende vinter fremfor å produsere mer.

Det er spotprisen for Jylland som fluktuerer mest. Dette skyldes i hovedsak at Jylland har et termisk system med begrenset overføringskapasitet mot omverden. Et nytt trekk som man ikke like tydelig har kunnet observere tidligere år, er imidlertid de mange timene med ekstremt lave priser på Jylland. En av hovedårsakene til dette er høy termisk kraftproduksjon. I tillegg fører vindkraftproduksjon på Jylland til et ekstra press på prisene i dette elspotområdet. Dette har blant annet ført til at man opplever priser ned mot null flere timer på Jylland. Mindre fleksibel håndtering av overføringskapasiteten mellom Jylland og Tyskland, enn innad i Norden, bidrar også ofte til store prisvariasjoner på Jylland.

Figuren viser at prisene i Norge i gjennomsnitt har ligget høyere enn i de andre landene i første kvartal. Spesielt har dette gjort seg gjeldene under lavlast. En årsak til dette er at importmulighetene fra Sverige ofte har vært begrenset som et resultat av interne flaskehals i Sverige, jf. avsnitt 1.3.6.

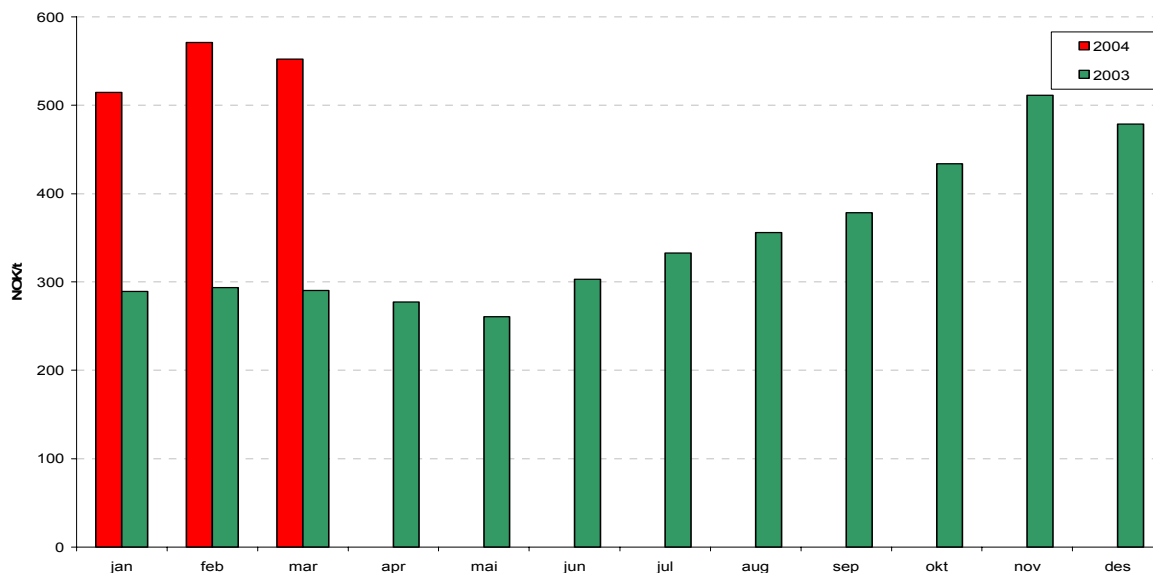
Prisene i det tyske døgnet påvirkes i stor grad av forbruksvariasjoner og nivået på termisk produksjon og vindkraft. Overføringskapasiteten fra Tyskland til øvrige land i Mellom-Europa er forholdsvis høy, slik at forhold i blant annet Frankrike, Østerrike og Sveits har innvirkning på prisene i Tyskland. I første kvartal har prisene i det tyske døgnet i gjennomsnitt vært 210 kr/MWh. Det er 37 kr/MWh lavere enn den nordiske systemprisen i samme periode. Variasjonene over døgnet er likevel normalt større, slik at de tyske prisene i høylastperioder med høy etterspørsel av elektrisk kraft, er høyere enn i Norden. I lavlast har de tyske prisene i hovedsak vært lavere enn den nordiske systemprisen.

Figur 1.4.2 Nordisk og tysk døgngjennomsnitt og prisvariasjoner over døgnet, NOK/MWh. Kilde: Nord Pool og European Electricity Exchange (EEX)



Prisen på kull, som er en viktig innsatsfaktor i mange nordiske og tyske kraftverk var stigende gjennom hele fjoråret. I starten av 2004 har prisen fortsatt på et nivå mellom 515 og 570 kr/tonn. Økt kullpris medfører at de marginale produksjonskostnadene for kullkraftverk øker. Ved inngangen til februar i år, var prisen nær dobbelt så høy som ved samme tidspunkt i fjor. Økte kullpriser har sammen med reduserte priser i det nordiske markedet, bidratt til lavere produksjon fra kullkraftverk i første kvartal.

Figur 1.4.3 Kullpris ved inngang til måned, NOK/tonn. Kilde: Mc Closkey's Coal Report

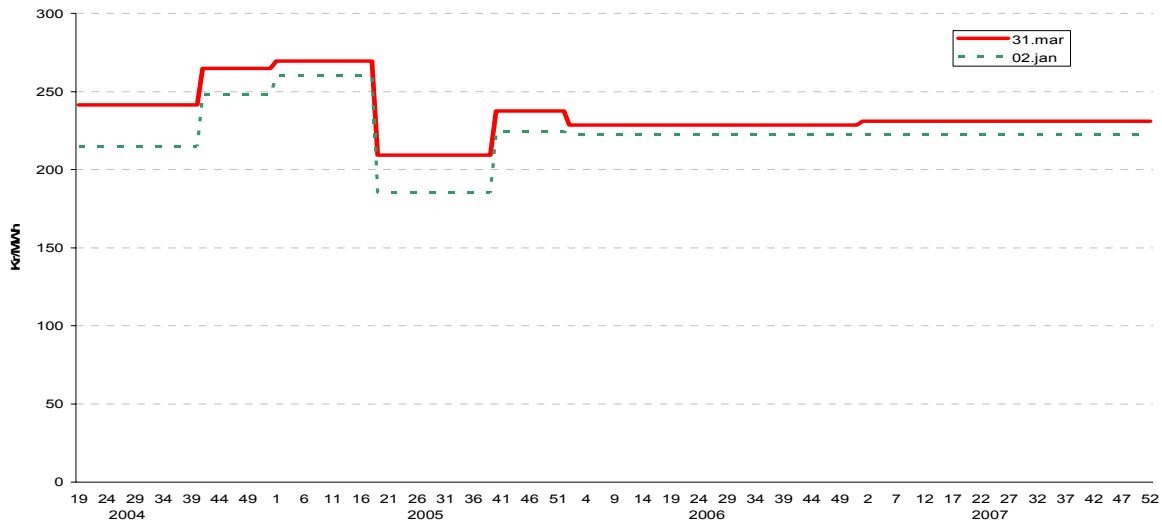


1.5 Terminmarkedet

I Norden handles det også elektrisk kraft i et finansielt marked. Ulike typer futures- og forwardkontrakter omsettes på kraftbørsen Nord Pool eller bilateralt. Her har produsenter og større sluttbrukere mulighet til å prissikre produksjon og kjøp og dermed begrense prisisikoen. De finansielle produktene løper frem til og med 2007. I det finansielle markedet opptrer også tradere som spekulerer i prisutviklingen på elektrisitet. Kjøp og salg av finansielle kraftkontrakter kan gi en indikasjon på forventede elektrisitetspriser i den tidshorisont det handles kontrakter på. Kontraktene er finansielle produkt, det vil si at betalingen skjer i form av kontantoppgjør og ikke fysisk levering av kraft. Ved oppgjøret brukes den nordiske systemprisen som referansepris løpende i kontraktsperioden. I tillegg har aktørene mulighet til å sikre seg mot variasjoner mellom områdeprisene og systemprisen gjennom såkalte CfD-kontrakter (Contract for Difference) og handle opsjonskontrakter som innebærer en rett til kjøp eller salg av kontrakter til en gitt pris i fremtiden.

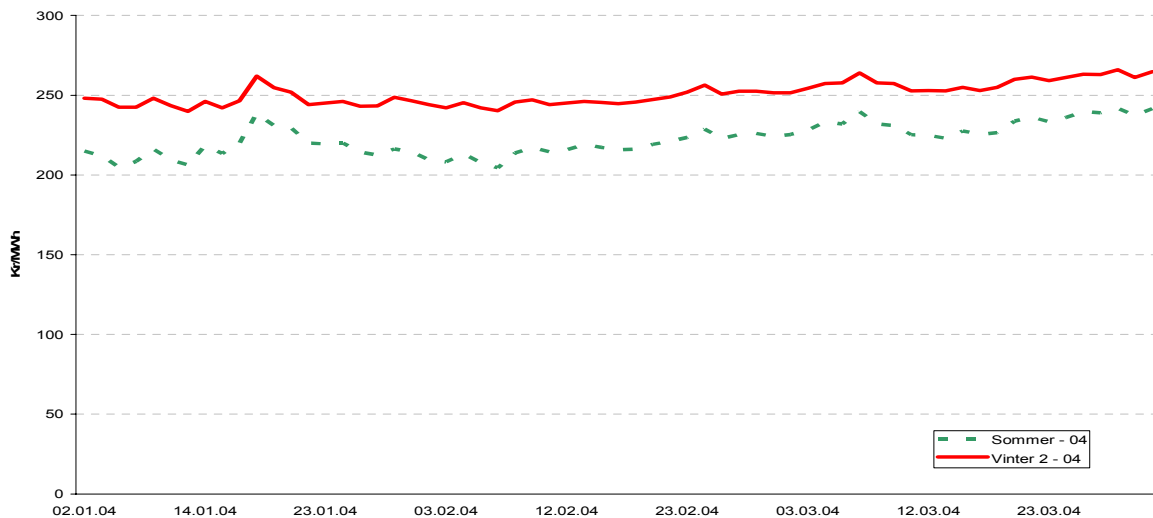
I det tyske terminmarkedet endte grunnlastkontraktene for tredje og fjerde kvartal(Q3 - juli-september og Q4 - oktober-desember) den 31. mars 2004, på henholdsvis 234 og 271 kr/MWh. Det er nedgang på 24 og 12 kr/MWh fra inngangen til kvartalet. Terminprisene for fjerde kvartal i det nordiske og tyske markedet har dermed nærmet seg hverandre. Differanse mellom den tyske og nordiske terminprisen var 35 kr/MWh den 2. januar, men forskjellen hadde minsket til 6 kr/MWh den 31. mars.

Figur 1.5.1 Sluttpriser i det finansielle markedet 2. januar og 31. mars 2004, NOK/MWh. Kilde: Nord Pool



Sommerkontrakten for 2004 (mai – september) ble omsatt for 215 kr/MWh ved inngangen til året. I løpet av første kvartal har prisforventningene for denne perioden vært stigende, noe som blant annet skyldes mindre snømagasin enn normalt. Ved kvartalets slutt endte denne kontrakten på 242 kr/MWh. Lavere ressurstilgang enn normalt har også influert prisene i de kommende vinterkontraktene mot slutten av 2004 og starten av 2005, og sommer 2005 har det vært stigende priser i løpet av første kvartal. Prisutviklingen på sommer og vinter 2 (oktober – desember) kontrakten for 2004 gjennom første kvartal 2004 viser en stabil utvikling frem mot midten av perioden der prisene ligger på 215 og 245 kr/MWh. I midten av januar ser det ut til at kaldt vær og høyt forbruk bidro til å løfte prisenivået i de finansielle kontraktene. Prisene falt utover i uke 4. I siste del av kvartalet har prisene igjen vært svakt stigende. Det kan ha sammenheng med at det har kommet mindre nedbør enn normalt.

Figur 1.5.2 Prisutvikling i det finansielle markedet sommer-04 og vinter 2-04 i første kvartal 2004, NOK/MWh. Kilde: Nord Pool



1.6 Sluttbrukermarkedet

Innføringen av Energiloven i 1991 la grunnlaget for en markedsbasert omsetning av elektrisk kraft i Norge og forbrukerne fikk mulighet til selv å velge kraftleverandør. Det er fortsatt et høyt antall forbrukere som velger ny kraftleverandør for å få lavest mulig kraftpris og/eller bytte kontraktstype. Som et ledd i arbeidet med å legge til rette for et velfungerende kraftmarked har NVE siden 1997 foretatt kvartalsvise undersøkelser vedrørende leverandørskifter og prisutvikling.

1.6.1 Leverandørbytter

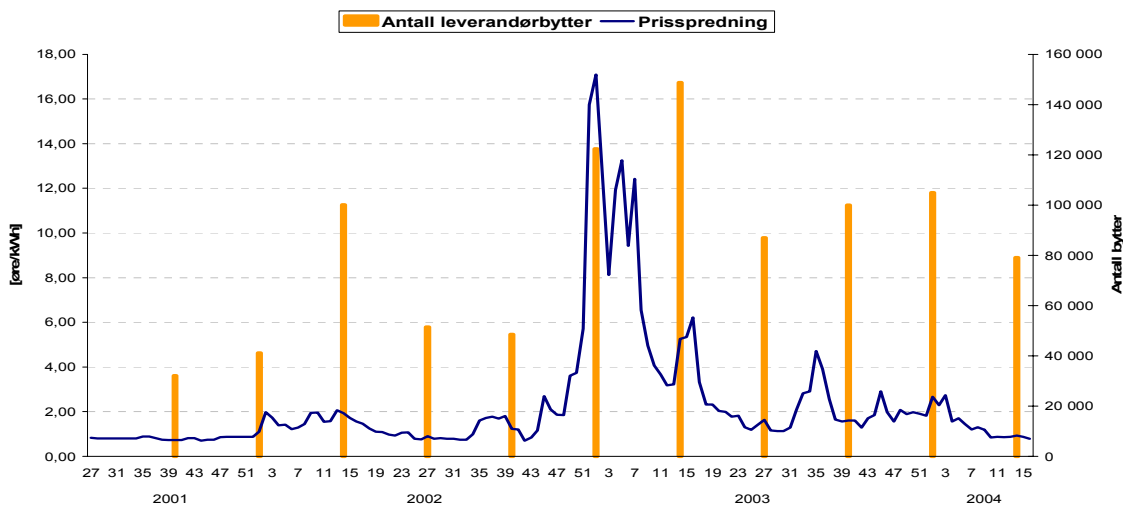
Norske husholdningskunder står fritt til å skifte kraftleverandør og kontraktstype dersom de ikke har knyttet seg til en leverandør for en periode, for eksempel med en fastpriskontrakt. Normalt tar det tre til fire uker å bytte fra en kraftleverandør til en annen.

I første kvartal 2004 ble det registrert om lag 80 000 leverandørbytter blant husholdningskundene. Dette er en betydelig nedgang sammenlignet med første kvartal 2003 hvor det ble registrert 150 000 bytter. Årsaken til nedgangen kan være liten prisspredning mellom kraftleverandørene i første kvartal 2004. Liten prisspredning fører til at det er lite å tjene på å skifte kraftleverandør.

Ved utgangen av første kvartal 2004 var det 24,2 prosent eller 551 568 husholdningskunder som hadde valgt en annen enn den dominerende kraftleverandøren i området. Det vil si ofte den leverandøren som opprinnelig var tilknyttet nettselskapet før markedet ble deregulert i 1991.

Ved utgangen av første kvartal var det dermed 110 000 flere husholdninger som hadde en annen leverandør enn den dominerende enn for ett år siden. Markedsandelen til de dominerende kraftleverandørene fortsetter derfor å være fallende også gjennom første kvartal.

Figur 1.6.1 Utviklingen i prisspredning og antall leverandørbytter fra uke 27 2001 tom første kvartal 2004. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE

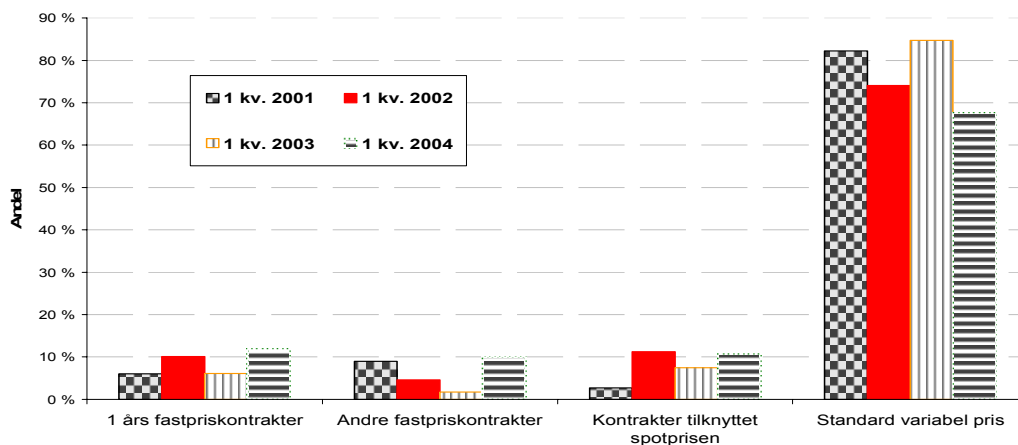


1.6.2 Kontraktvalg

Husholdningskunder kan i dag velge mellom et bredt utvalg av kraftleveringskontrakter. Den mest utbredte kontraktstypen er standard variabel kontrakt hvor kraftleverandøren setter en pris som kan endres med to ukers varsel. Hvis man ønsker en mer forutsigbar kraftpris kan man velge fastpriskontrakt. Her avtaler kunden og kraftleverandøren en gitt pris for en bestemt tidsperiode. Markedskraftpris er en tredje kontraktstype. Dette er en avtale om at prisen følger markedsprisen (spotpris) som fastsettes på kraftbørsen Nord Pool. I tillegg til spotprisen må kunden betale et prispåslag.

Kraftvolumet solgt til husholdninger med fastpriskontrakt lå i første kvartal 2004 på 21,8 prosent. Det er en nedgang fra fjerde kvartal 2003 hvor andelen var 24,7 prosent, men fortsatt betydelig høyere enn i første kvartal 2003 hvor andelen med fastpris var 7,8 prosent. Standard variabel kontrakt er fortsatt den mest vanlige kontraktsformen med volum i første kvartal 2004 på 67,5 prosent. Dette er en tilbakegang på 17,2 prosentpoeng fra tilsvarende kvartal i fjor. Kontrakter tilknyttet spotprisen har økt fra 7,5 prosent i første kvartal i fjor til 10,7 prosent i første kvartal i år.

Figur 1.6.2 Utvikling i valg av kontraktstyper i husholdningsmarkedet, etter solgt kvantum i utvalget, periode første kvartal 2001 tom første kvartal 2004. Kilde: SSB.

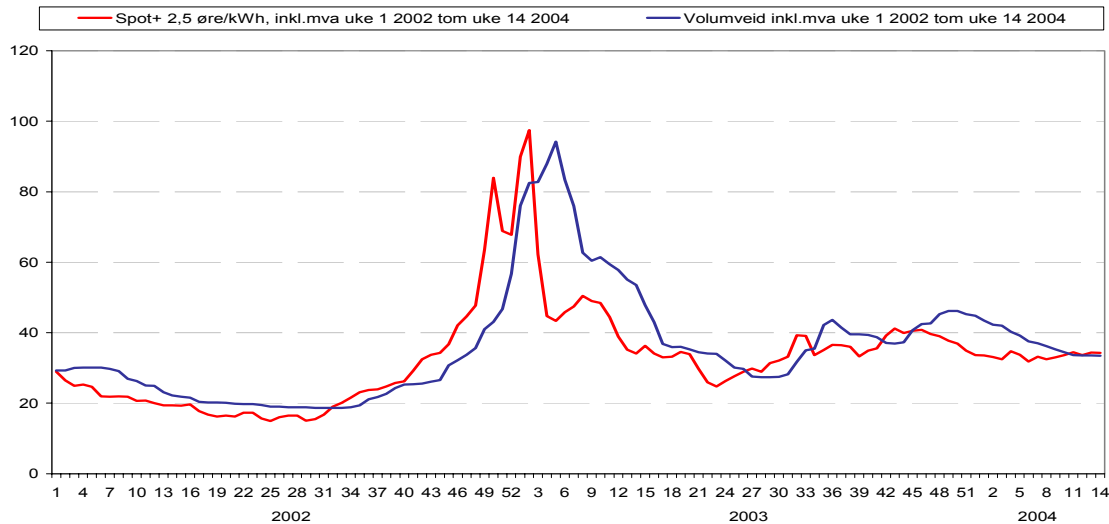


1.6.3 Priser og prisutvikling

Standard variabel kraftpris inkludert mva lå ved inngangen til 2004 på 43,5 øre/kWh. Deretter har prisen vært svakt fallende gjennom hele kvartalet og endte i uke 14 på 33,5 øre/kWh. I første kvartal i fjor beveget prisen seg fra 76,1 øre/kWh i uke 1 til 53,5 øre/kWh i uke 14.

Gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for første kvartal 2004 var 37,3 øre/kWh. Tilsvarende gjennomsnitt for første kvartal i fjor var 71 øre/kWh. I 2002 var gjennomsnittsprisen for standard variabel kontrakt 27,6 øre/kWh.

Figur 1.6.3 Utviklingen i standard variabel kraftpris og spotpris m/ påslag på 2,5 øre/kWh for 2002/2003 og 2003/2004, øre/kWh. Alle priser inkludert mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE.

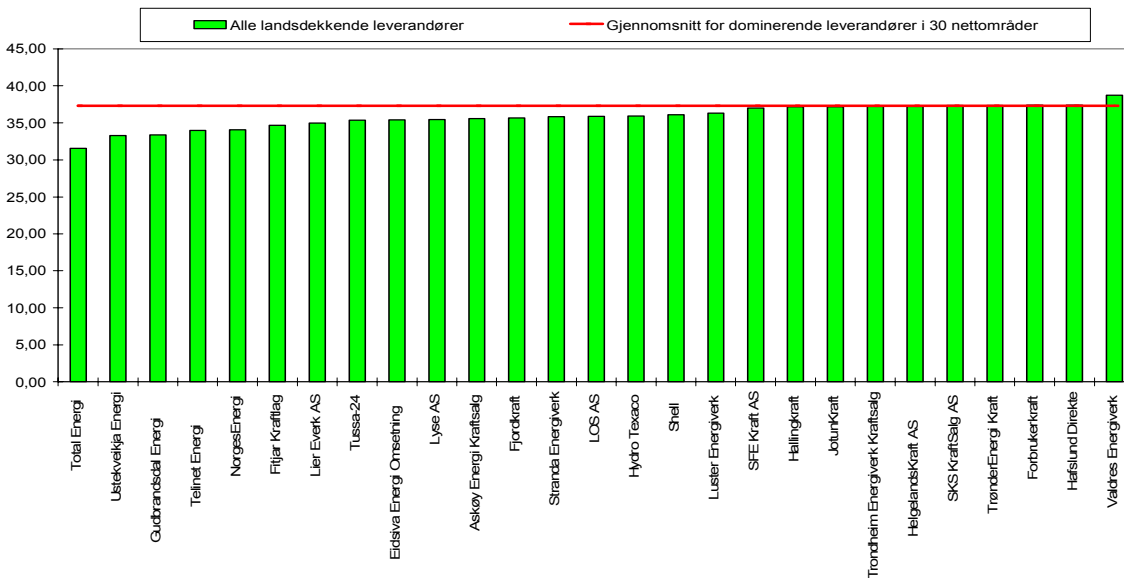


Den forbruksveide kraftprisen for elektrisitet solgt over standard variable kontrakter for en norsk husholdningskunde i første kvartal 2004 var 2940 kr. Tilsvarende beregning for første kvartal i fjor ga 6080 kr, altså 107 prosent høyere enn i tilsvarende kvartal i år. Beregningen forutsetter et årlig forbruk på 20 000 kWh.

En tilsvarende beregning for markedskontrakter (spotpris) med et påslag på 2,5 øre/kWh vil gi en kostnad på 2600 kr for første kvartal 2004. Det vil si om lag 340 kr mindre enn ved standard variable kontrakter. Tilsvarende regnestykke for første kvartal 2003 vil gi en kostnad på 3850 kr. Det vil si en langt høyere markedsmessig margin (standard variabel pris – systempris) i første kvartal i fjor enn tilsvarende kvartal i år.

Den markedsmessige marginen var negativ stor sett gjennom hele siste kvartal 2002. Dette skyldes hovedsakelig en betydelig økning i spotprisen over en kort tidsperiode. De fleste kraftleverandørene ser ut til å sette kraftprisen på bakgrunn av dagens spotpris og forventninger om videre utvikling i markedspris/spotpris. Dersom de ønsker å endre prisen må dette varsles to uker før endringen kan inntreffe. I perioder der spotprisen beveger seg mye kan dette dermed føre til vesentlige negative eller positive markedsmessige marginer.

Figur 1.6.4 Standard variabel kraftpris inkl. mva. Aritmetisk snitt for 1. kvartal 2004, øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE.



Figur 1.6.3 sammenligner gjennomsnittlig standard variabel kraftpris med gjennomsnittlig kraftpris til ulike landsdekkende leverandører for 1. kvartal 2004. Den gjennomsnittlige standard variable kraftpriser er beregnet på bakgrunn av kraftprisen til dominerende kraftleverandør i 28 nettområder. En landsdekkende kraftleverandør tilbyr kraft uavhengig av hvilket nettområde kunden tilhører.

Gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for dominerende leverandører i 28 nettområder var i første kvartal 2004 på 37,3 øre/kWh. Av de landsdekkende leverandørene var det fem som lå over dette snittet i første kvartal, mens hele 22 leverandører hadde lavere pris enn snittet av de dominerende leverandørene i de 28 største nettområdene.

1.6.4 Nettleie til husholdningskunder

NVE fastsetter årlig en inntektsramme for hvert nettselskap. Tariffene (nettleien) skal beregnes av nettselskapet slik at inntekten for det enkelte år så langt som mulig er i tråd med inntektsrammen.

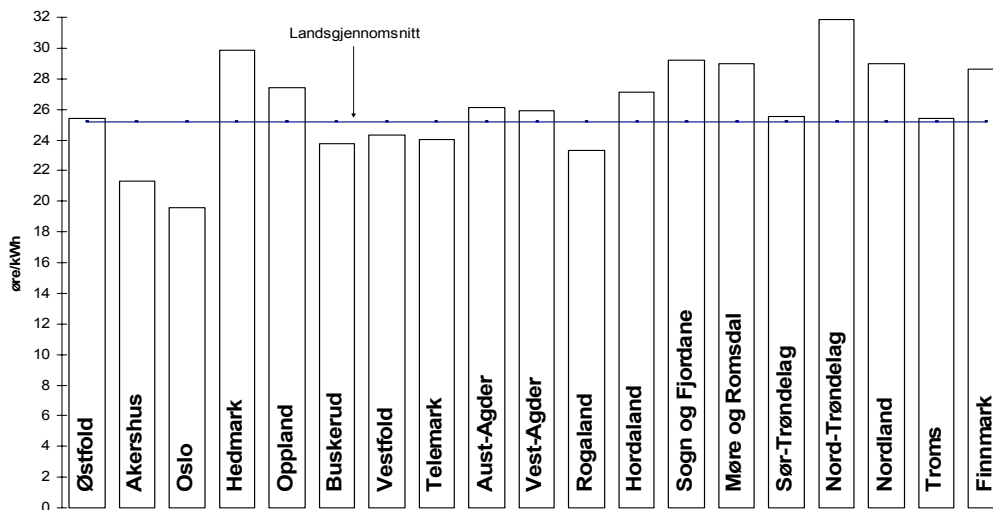
Dagens inntektsrammeregulering gir selskapene motivasjon til å drive nettet effektivt og til lavest mulig kostnad. Størrelsen på inntektsrammene påvirkes av selskapets kjennetegn, som for eksempel kundestruktur, antall km ledning og topografi. Enkelte selskap har inntektsrammer på knapt 1 million, mens andre har inntektsrammer på over 1 milliard. NVE fastsetter rammen slik at inntekten over tid skal dekke kostnadene ved drift og avskrivning av nettet, samt gi en rimelig kapitalavkastning gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet.

Per 1. januar 2004 var den gjennomsnittlige nettleien for en husholdningskunde 25,2 øre/kWh (eksl. mva og forbruksavgift). Dette er en økning på 2,2 øre/kWh fra i fjor. Økningen skyldes flere forhold. De viktigste forklaringsfaktorene er selskapets innhenting av mindreinntekt, utviklingen i kraftprisen og det

reduerte forbruket av elektrisitet. Kombinasjoner av disse faktorene har for en del selskap gitt store økninger i nettleien. Mer-/mindreinntekten oppstår når et nettselskap får for høy eller for lav inntekt i forhold til den inntekten de er tillatt til å ha (inntektsramme). Tilbakebetaling eller eventuell innkreving av mer-/mindreinntekt skjer ved endring i nettleien, og det kan være forskjellige nettselskap som har de høyeste og laveste prisene de ulike år.

Videre kan det være stor spredning mellom høyeste og laveste nettleie til husholdningene både innenfor og utenfor fylkesgrensene. Oslo har det laveste veide snittet på 19,6 øre/kWh, mens Nord-Trøndelag ligger i andre enden av skalaen med en nettleie på 31,9 øre/kWh.

Figur 1.6.5 Beregnet nettleie (ekskl. mva og forbruksavgift) per 01.01.2004. Forbruk lik 20 000 kWh. Veid gjennomsnitt for hvert fylke, der vektene er nettselskapenes overføringskvanta (GWh), øre/kWh. Kilde: NVE.



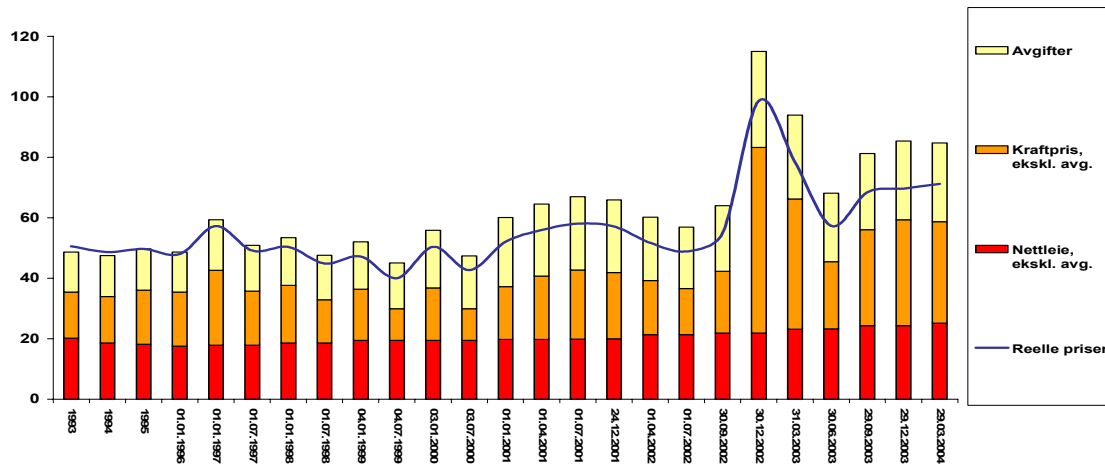
1.6.5 Husholdningenes samlede utgift til elektrisk kraft

Totalprisen på elektrisitet for en forbruker i dag består av kraftpris, nettleie samt avgifter.

Den forbruksveide totale prisen for elektrisitet solgt over standard variable kontrakter (inklusive nettleie og avgifter) for en norsk husholdningskunde i første kvartal 2004 var 6 300 kr. Tilsvarende beregning for første kvartal i fjor ga 9 000 kr, altså 43 prosent høyere enn i tilsvarende kvartal i år. Beregningen forutsetter et årlig forbruk på 20 000 kWh.

Den totale prisen bestod per 29. mars 2004 av 40 prosent knyttet til kraftpris, 30 prosent til nettleie og 30 prosent avgifter.

Figur 1.6.6 Utvikling i kraftpris, nettleie og avgifter fra 1993 tom 1. kvartal 2004. Nominelle priser. Øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE.



2 Temaartikler

I dette kapitlet presenteres korte artikler om aktuelle problemstillinger. Artiklene i denne utgaven er skrevet av medarbeidere i Seksjon for kraftmarked, Energi- og markedsavdelingen.

Den første artikkelen som er skrevet av førstekonsulent Christian Johan Giswold, dreier seg om organisasjons- og strukturutviklingen i kraftmarkedet. Giswold omtaler trekk ved strukturutviklingen de siste årene med spesiell vekt på endringene som forelå frem til 1. august 2003.

Rådgiver Øystein Mørk har studert kraftutveksling, kapasitetssalg og inntekter for overføringsforbindelsen mellom Jylland og Tyskland i 2002 og 2003. I følge Mørks analyse har kapasitetsauksjonene for denne overføringsforbindelsen innbragt langt mindre inntekter til netteierne enn hva en børsløsning for forbindelsen ville ha gjort.

2.1 Organisasjons- og strukturutviklingen i norsk kraftforsyning

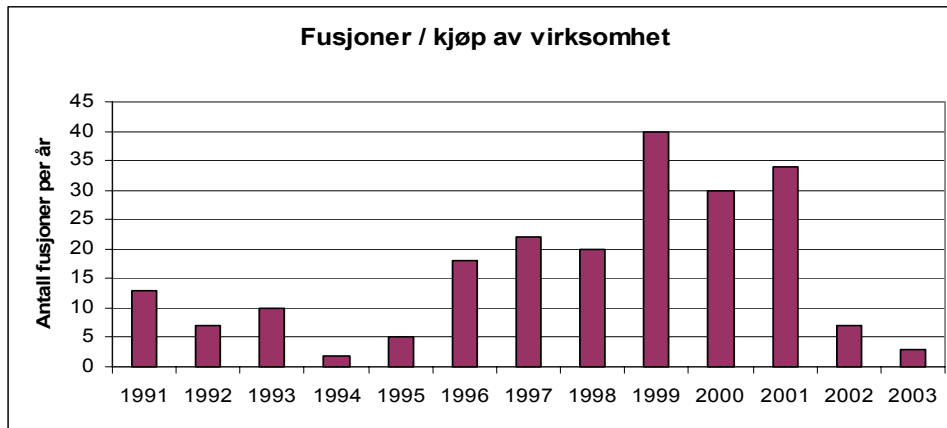
Av førstekonsulent Christian Johan Giswold, NVE

Innføringen av energiloven i 1991 innebar radikale endringer for e-verkene, og disse måtte tilpasse seg til en ny hverdag. Fram til 1991 drev i hovedsak hver enkelt kommune, eller flere kommuner i samarbeid, sitt eget e-verk, noe som medførte at mange e-verk var svært små. Etter innføringen av energiloven startet en trend med oppkjøp, fusjoner etc. Svært mange selskap endret også selskapsform, i hovedsak til aksjeselskap. Figur 1 viser hvordan utviklingen i fusjoner har vært siden 1991. I perioden fra 1991 til 2003 registrerte NVE hele 211 fusjoner blant omsetningskonsesjonærene², noe som viser de betydelige

² Alle selskap som driver kraftproduksjon, kraftomsetning eller nettvirksomhet, må ha omsetningskonsesjon. Kun staten kan drive disse typene virksomhet uten konsesjon.

omveltningene som har skjedd innen kraftbransjen i løpet av disse årene. I perioden fra 1996 til 2001, som var den mest aktive perioden, ble det registrert 164 fusjoner. De siste par årene har det vært gjennomført langt færre fusjoner, noe som kan indikere at selskapene ser færre attraktive fusjonsmuligheter nå, i forhold til hva som var tilfellet for noen år tilbake.

Figur 2.1.1 Antall fusjoner per år etter innføringen av energiloven i 1991. Kilde: NVE



Fusjoner, fisjoner og så videre endrer organisasjonsstrukturen i bransjen, og kan bidra til mer rasjonell drift og utbygging. Slike strukturendringer kan imidlertid også ha betydning for effektivitet og konkurranseforhold kraftmarkedet. NVEs rolle er å sikre en samfunnsmessig rasjonell kraftomsetning og nettvirksomhet gjennom å legge til rette for et effektivt kraftmarked og en effektiv drift, utnyttelse og utvikling av elektrisitetsnettet. Det er derfor viktig for NVE å holde seg oppdatert om organisasjons- og strukturutviklingen i energibransjen. Som et ledd i dette arbeidet utarbeider derfor NVE en årlig rapport som beskriver utviklingen på dette området. Siste rapport ble utgitt i februar 2004, og oppsummerer situasjonen per 1. august 2003.

Omsetningskonsesjonsordningen

Kun staten kan drive omsetning, produksjon, eller distribusjon av elektrisk energi uten konsesjon. Konsesjonsordningen for omsetning av elektrisk energi har som formål å sikre en samfunnsmessig rasjonell kraftomsetning og nettvirksomhet gjennom å legge til rette for et effektivt kraftmarked og en effektiv drift, utnyttelse og utvikling av elektrisitetsnettet. Per 1. august 2003 var det til sammen 416 omsetningskonsesjonærer, hvorav 321 var ordinære konsesjonærer³. Antallet ordinære konsesjonærer har i løpet av det siste året økt fra 315 til 321. Dette har sammenheng med at enkelte selskaper har utfisjonert virksomhetsområder i egne juridiske enheter. I tillegg har det kommet til noen nye konsesjonærer, bl.a. knyttet til kraftproduksjon i forbindelse med avfallsanlegg.

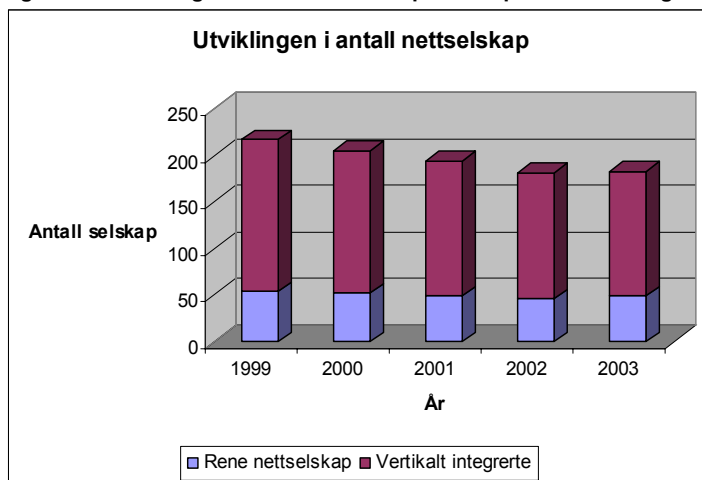
³ Kommuner som kun omsetter konsesjonskraft til selskaper hvor de selv ikke har eiendeler, samt selskaper som har konsesjonspliktig virksomhet som en begrenset del av sin virksomhet kan få omsetningskonsesjon med vilkår som innebærer at de er unntatt fra den årlige regnskapsrapporteringen til NVE. Slike kommuner/selskaper regnes ikke som ordinære konsesjonærer.

Vertikal integrasjon

Ved oppkjøp, fusjoner, fisjoner og lignende hvor både nettvirksomhet og konkurranseutsatt virksomhet er involvert, kan NVE gjennom omsetningskonsesjonen stille krav til selskapenes organisering. Generelt stiller NVE da krav til at selskapene skal skille ut nettvirksomhet og konkurranseutsatt virksomhet i separate datterselskap, eid av et morselskap som ikke driver konsesjonspliktig virksomhet.

Det er flere årsaker til at NVE ikke ønsker slik vertikal integrasjon (dvs. selskap som driver nettvirksomhet og omsetning og/eller produksjon i samme juridiske enhet). Et vertikalt integrert selskap vil kunne utnytte sin monopolsituasjon som nettselskap til å gi fordeler til egen omsetnings- eller produksjonsvirksomhet. Dette vil kunne hindre effektiv konkurranse og føre til høyere priser for strømkundene. Videre har nettselskapene monopol i sine forsyningsområder, og deres inntekter er derfor regulert av NVE. Organisering av nettvirksomhet og annen virksomhet i samme konsern vil kunne øke mulighetene for såkalt kryssubsidiering. Et eksempel på kryssubsidiering kan være å føre kostnader som tilhører konkurranseutsatt virksomhet i nettselskapets regnskap, slik at nettselskapet i neste omgang får innvilget en høyere inntektsramme.

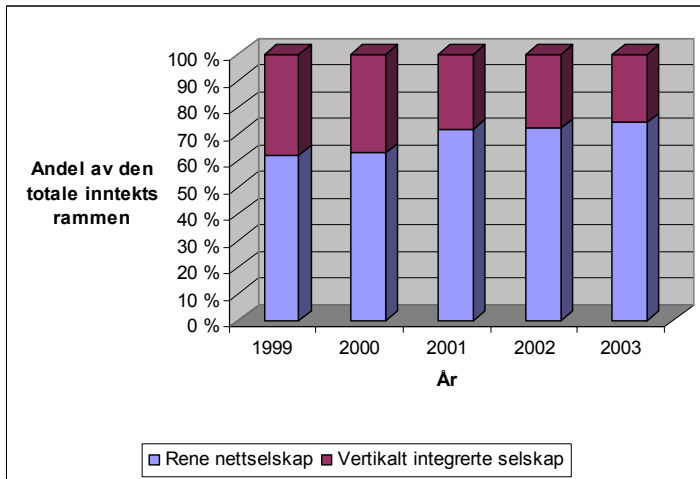
Figur 2.1.2 Utviklingen i antall nettselskap fordelt på vertikalt integrerte og rene nettselskap, 1999 til 2003. Kilde: NVE



Per 1. august 2003 var 134 (41,7 %) av de ordinære konsesjonærene vertikalt integrerte, noe som innebærer at det samme selskapet driver både nettvirksomhet og omsetnings- og/eller produksjonsvirksomhet. Til sammenligning var dette tallet 163 (48,4 %) i 1999. Som illustrert i figur 2.1.2 har antallet konsesjonærer som driver nettvirksomhet fra 1999 til 2003 sunket fra 217 til 183. Samtidig har andelen av disse som er vertikalt integrerte sunket fra 75,1 % til 73,2 %. Dette er i tråd med de organisasjonsmessige målene som er formulert i forarbeidene til energiloven og i forbindelse med endringer i energiloven gjeldende fra årsskiftet 2001/2002. Selv om 73,2 % av selskapene fortsatt er vertikalt integrerte utgjør deres andel av den totale inntektsrammen bare 25,7 % (se figur 2.1.3). Dette er en vesentlig nedgang siden 1999, da denne andelen var 37,8 %. Det indikerer at NVEs praksis med å stille krav til konsern gir resultater.

Figur 2.1.3 Fordelingen av den totale inntektsrammen mellom rene nettselskap og vertikalt integrerte selskap, 1999-2003.

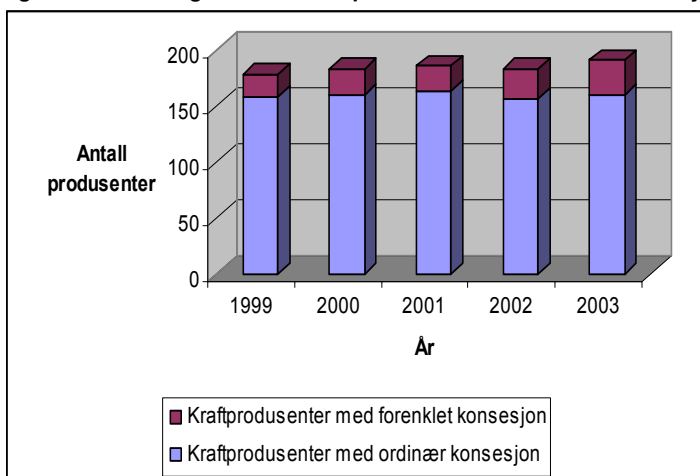
Kilde: NVE



Kraftprodusenter

Per 1. august 2003 var det 160 ordinære konsesjonærer som drev kraftproduksjon. Dette tallet har vært svært stabilt de siste årene, og har de siste 5 årene variert fra 157 til 163. Det har imidlertid kommet til noen nye produsenter som har fått konsesjon på forenklete vilkår. Dette er selskap som driver kraftproduksjon av begrenset omfang, eller som i hovedsak kun produserer kraft til eget forbruk. Som illustrert i figur 2.1.4, har det totale antallet konsesjonærer som driver kraftproduksjon økt fra 178 i 1999 til 191 i 2003, en økning som først og fremst skyldes at antallet produsenter med forenklet konsesjon har økt.

Figur 2.1.4 Utviklingen i antall kraftprodusenter med ordinær konsesjon og forenklet konsesjon, 1999-2003, Kilde: NVE

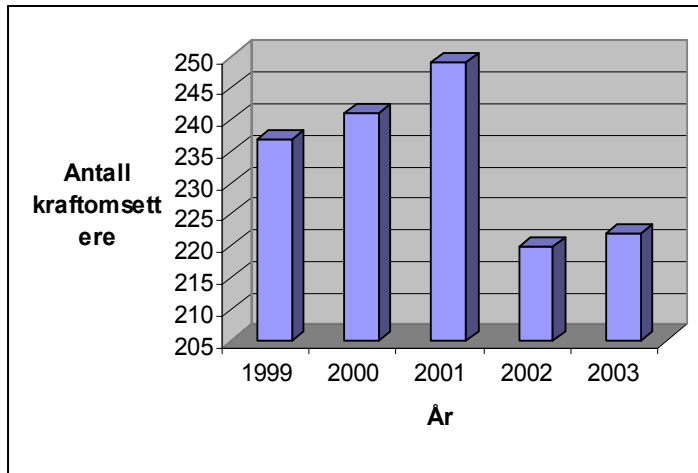


Kraftomsettere

Antall selskap som driver kraftomsetning har blitt redusert fra 237 i 1999 til 222 i 2003. Som figur 2.1.5 viser, var det fra 1999 til 2001 en økning i antallet kraftomsettere, mens antallet fra 2001 til 2002 ble redusert fra 249 til 220. Denne nedgangen har bl.a. sammenheng med at det i 2002 startet en ny

reguleringsperiode, noe som innebærer at alle omsetningskonsesjonærene må fornye sine konsesjoner. Dette førte til en opprydning i NVEs database, da en del konsesjonærer ikke lengre drev konsesjonspliktig virksomhet.

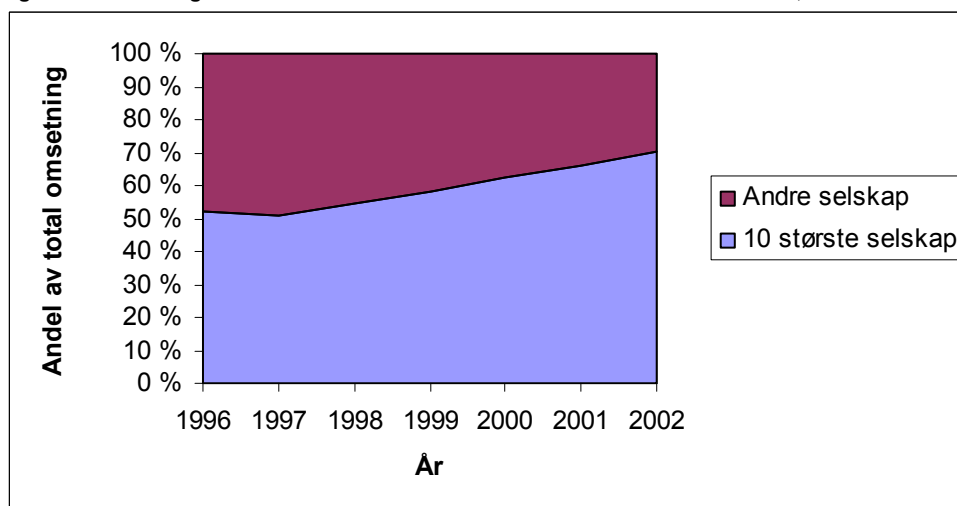
Figur 2.1.5 Utviklingen i antall kraftomsettere, 1999-2003. Kilde: NVE



NVE registrerer at de største kraftleverandørene tar en stadig større andel av sluttbrukermarkedet. Figur 2.1.6 viser utviklingen i markedsandelen til de ti største sluttbrukeromsetterne fra 1996 til 2002. Årsaken til at tabellen ikke viser tall for 2003 er at disse tallene er hentet fra selskapenes regnskapsrapportering, og disse tallene er foreløpig ikke tilgjengelig for 2003. Fra 1997 til 2002 steg markedsandelen for disse selskapene fra ca 50 % til over 70 %. De tre største aktørene hadde 53,2 % av sluttbrukeromsetningen i 2002. Dette representerer en økning fra 37,2 % i 1997, og en økning fra 45,6 % i 2001.

Selv om det er en utvikling mot færre og større aktører, er det etter NVEs syn et tilstrekkelig antall aktører til at markedet fungerer tilfredsstillende. Dersom denne utviklingen fortsetter, vil det imidlertid på sikt kunne føre til et mindre effektivt sluttbrukermarked. NVE mener derfor det er hensiktsmessig å holde øye med den videre utviklingen på dette området.

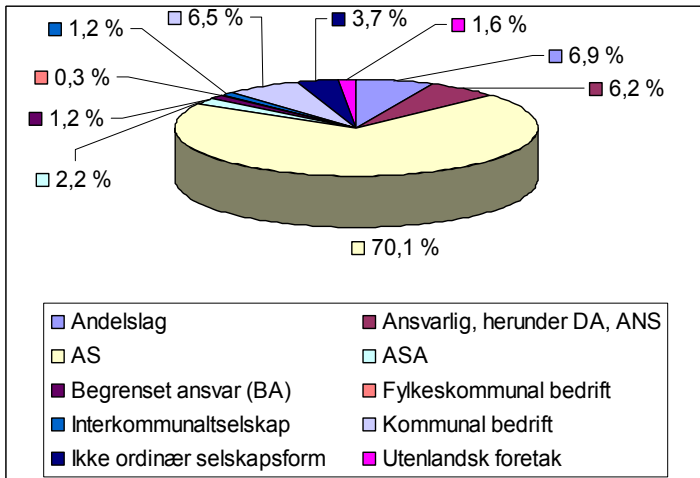
Figur 2.1.6 Utviklingen i markedsandelen til de ti største sluttbrukeromsetterne, 1996-2002. Kilde: NVE.



Selskapsform og eierforhold

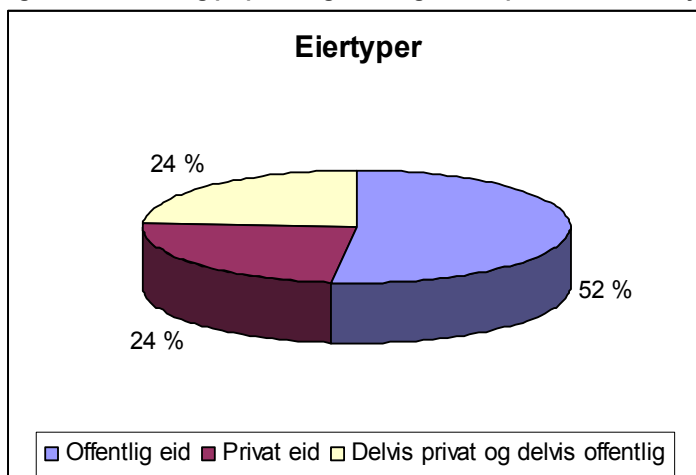
Siden 1991 har NVE registrert 152 endringer i selskapsform. Av disse har 137 vært endringer til aksjeselskap, hvorav 110 var endringer fra kommunal bedrift eller interkommunalt selskap. Som det fremgår av figuren nedenfor er i dag over 70 % av konsesjonærene organisert som aksjeselskap. Om lag 7 % av konsesjonærene er organisert som andelslag, 6,5 % som kommunale bedrifter, mens de resterende konsesjonærene har valgt mellom en rekke ulike selskapsformer.

Figur 2.1.7 Fordelingen av ulike selskapsformer blant konsesjonærene per 1. august 2003. Kilde NVE.



Mange av selskapene som har skiftet selskapsform, har imidlertid fortsatt offentlige eiere. Av de ordinære konsesjonærene er i dag 52 % (151) offentlig eid, 24 % (70) er helt i privat eie og 24 % (69) av selskapene delvis privat og delvis offentlig eid.

Figur 2.1.8 Fordeling på privat og offentlig eierskap i norsk kraftforsyning per 1. august 2003. Kilde: NVE.



Oppsummering

Tiden etter innføringen av energiloven har vært preget av høy grad av omstruktureringer blant omsetningskonsesjonærene. Endringene har i stor grad ført til endret selskapsform og organisering i større enheter. Over 70 % av konsesjonærene er i dag organisert som aksjeselskap. Offentlige eiere er imidlertid fortsatt dominerende innenfor norsk kraftforsyning

Endringene i selskapsstrukturen etter innføringen av energiloven har ført til større og mer rasjonelle enheter innenfor norsk energiforsyning. NVEs praksis med å stille krav til konserndannelse ved fusjoner reduserer mulighetene for krysssubsidierting, og bidrar til å sikre at nettselskap i størst mulig grad opptrer ikke-diskriminerende overfor brukere av nettet. Dette er viktige forutsetninger for et velfungerende kraftmarked som ivaretar samfunnsøkonomiske interesser.

2.2 Flaskehalsinntekt på overføringsforbindelser ut av Norden: Hvor stor andel av prisforskjellen kan hentes inn gjennom eksplisitte auksjoner?

Av Rådgiver Øystein Mørk, Energi- og markedsavdelingen

For en kapasiteteier som eier eller står overfor en investering i en overføringsforbindelse mellom to områder, vil det være interessant med kunnskap om hvor stor andel av prisforskjellene som kan forventes å komme inn gjennom ulike kapasitetsauksjoner. Implisitte og eksplisitte auksjoner er to metoder som ofte benyttes for å fordele kapasitet på overføringsforbindelser.

Innenfor Nord Pool området fordeles overføringskapasiteten gjennom implisitte auksjoner. Ved implisitte auksjoner blir kraftflyten og kraftprisene i de ulike områdene simultant bestemt i markedsklareringen. Mellom Norden og land utenfor Norden blir kapasiteten på flere av overføringsforbindelsene fordelt gjennom eksplisitte auksjoner. Ved eksplisitte auksjoner skjer kjøp av overføringskapasitet i separate auksjoner før kraftprisen blir bestemt.

I tillegg til at metodene er forskjellige i utforming, genererer de også ulike inntekter til kapasiteteier. Ved implisitte auksjoner blir hundre prosent av flaskehalsinntekten⁴ overført til kapasiteteier. Ved eksplisitte auksjoner vil flaskehalsinntekten tilfalle de som har kjøpt kapasitet. Kapasiteteiers inntekt vil være lik salgsinntektene fra kapasitetsauksjonene, og det er et åpent spørsmål om salgsinntekten fra kapasitetsauksjonene tilsvarer flaskehalsinntektene.

Det kan derfor være interessant å se nærmere på hvor stor andel av prisforskjellene som kan hentes inn gjennom auksjoner der kapasitetskjøpet og spotmarkedsklareringen skjer separat. Mens allokeringen av kapasiteten gjennom implisitte auksjoner kun skjer en gang, skjer allokeringen av kapasitet gjennom eksplisitte auksjoner vanligvis i flere tidsfaser. Den totale inntekten for kapasiteteier vil derfor komme fra flere auksjoner.

På overføringsforbindelsene mellom Danmark og Tyskland har kapasiteten i flere år blitt fordelt ved hjelp av eksplisitte auksjoner. Lengst erfaring med eksplisitte auksjoner har man mellom Jylland og Tyskland. Vi skal i denne artikkelen se nærmere på hvor stor andel av prisforskjellene som hentes inn gjennom eksplisitte auksjoner på denne overføringsforbindelsen.

Implisitte auksjoner

Ved implisitte auksjoner skjer håndteringen av overføringsforbindelsen simultant med spotprisfastsettingen. Nord Pools kraftbørsløsning er en implisitt auksjon. Kraftflyten bestemmes ut fra spotprisene i de ulike områdene og sørger for at kraft flyter til områder der kraften har høyest verdi. Ved den nordiske modellen trenger aktørene dermed ikke å handle kapasitet, men kun selge eller kjøpe kraft i markedet. Ved Nord Pools kraftbørsløsning hentes hele flaskehalsinntekten inn av Nord Pool som sender denne videre til kapasiteteier. Dersom implisitte auksjoner skal benyttes mellom områder med ulike kraftbørser, kreves det noe harmonisering børsene imellom.

Eksplisitte auksjoner

Ved eksplisitte auksjoner er kapasitetskjøpet frikoplek fra spotmarkedsklareringen. Dette betyr at aktørene som ønsker å selge eller kjøpe kraft utenfor sitt område må handle fysisk overføringskapasitet. Kapasiteten auksjoneres ut i flere perioder. For forbindelsen mellom Jylland og Tyskland avholdes det årlige,

⁴ Flaskehalsinntekt = overført mengde * prisforskjell

månedlige og daglige auksjoner. Tilgjengelig kapasitet er 1200 MW i retning Tyskland og 800 MW i retning Jylland. Tabellen under illustrerer hvordan kapasiteten i 2004 blir fordelt mellom de ulike auksjonene.

Tabell 2.2.1 Fordeling av overføringskapasitet i de ulike auksjonene 2004. Kilde Eltra.

	Til Tyskland	Til Jylland
Årlig auksjon	450 MW	200 MW
Månedlig auksjon	450 MW	400 MW
Daglig auksjon	300 MW	200 MW
Sum	1200 MW	800 MW

Dersom ikke all kapasitet i de årlige og månedlige auksjonene blir solgt, tilbys restkapasiteten i de daglige auksjonene. I tillegg må aktørene hver dag bestemme seg for om de vil benytte kapasiteten som de har kjøpt i de årlige og månedlige auksjonene. Solgt kapasitet som aktørene ikke ønsker å benytte seg av, tilbys i de daglige auksjonene (use it or loose it). Inntekten til kapasitetsseier er den totale inntekten fra alle auksjonene. Tall fra Eltra og E.ON Netz, for 2002 og 2003, viser at bortimot all kapasitet som ble lagt ut på de årlige og månedlige auksjonene ble solgt.

Erfaringene fra eksplisitte auksjoner mellom Jylland og Tyskland

For å beregne hvor stor andel av prisforskjellene som kan hentes inn ved eksplisitte auksjoner har vi summert alle kapasitetsbetalingene i de ulike auksjonene og sammenlignet dette med prisforskjellene mellom områdene. Tabell 2.2.2 viser salgsinntektene fra kapasitetsauksjonene for årene 2002 og 2003, i de ulike auksjonene mellom Jylland og Tyskland.

Tabell 2.2.2 Salgsinntekt fra de ulike auksjonene mellom Jylland og Tyskland 2002 og 2003. Alle tall i danske kroner. Kilde: Eltra.

	2002	2003
Årlig auksjon	42 mill	81 mill
Månedlig auksjon	177 mill	189 mill
Daglig auksjon	150 mill	88 mill
Sum salgsinntekt	369 mill	358 mill

Summen av kapasitetsbetalingene i de årlige, månedlige og daglige auksjonene er sammenlignet med den faktiske prisforskjellen mellom spotprisen på Jylland (Nord Pool Spot) og spotprisen i Tyskland (European Energy Exchange)⁵. Resultatene viser at 63 prosent av prisforskjellene mellom Jylland og Tyskland ble hentet inn gjennom de eksplisitte kapasitetsauksjonene i 2002 og 2003.

⁵ Data er hentet fra Eltra, www.eltra.dk. Det er ikke tatt hensyn til eventuelle tariffer på forbindelsen.

Hva har dette å si for aktørene i kraftmarkedet?

Hvilken andel av prisforskjellen som tilfaller kapasitetseieren gjennom de ulike auksjonene har ingen innvirkning på den totale samfunnsøkonomien. Det hele er i stor grad et fordelingsproblem mellom kapasitetseiere og kapasitetskjøpere, og dermed ikke noe tap i samfunnsøkonomisk forstand.

Dersom man ser på samfunnsøkonomien for hvert enkelt, det vil si Danmark og Tyskland separat, vil fordelingen kunne spille en rolle. Om det er overvekt av aktører fra det ene landet som deltar i kapasitetsauksjonene vil disse aktørene, og dermed landet, sitte igjen med en forholdsvis større del av inntektene. Tilsvarende blir det dersom det er aktører fra tredjeland som handler på kapasitetsauksjonene.

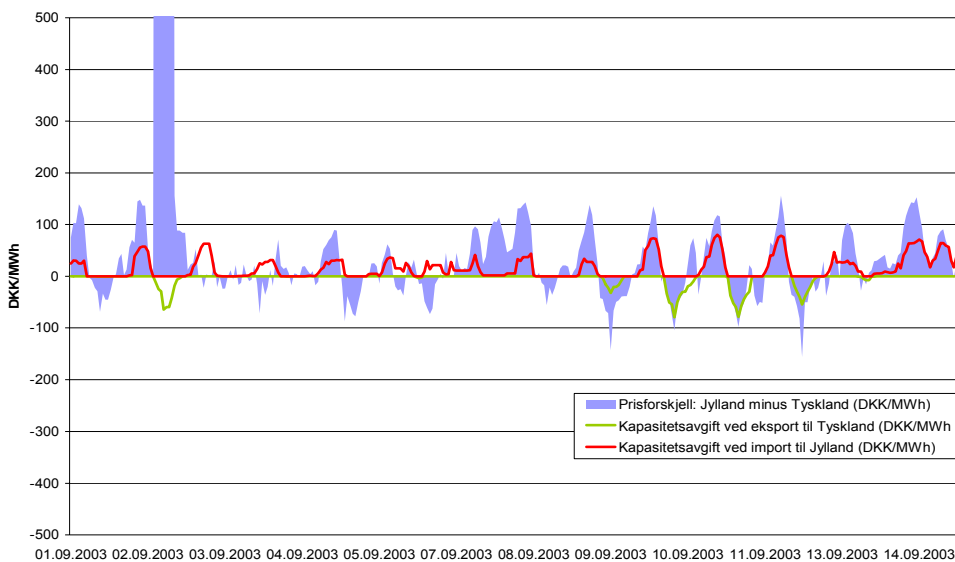
Med tanke på finansiering av nye overføringsforbindelser kan valg av metode ha bedriftsøkonomisk betydning. Mens kapasitetseierne ved implisitte auksjoner vil motta hele prisforskjellen, vil ikke det være tilfellet ved eksplisitte auksjoner. Dersom man har basert finansieringen av en overføringsforbindelse på prisforskjellene mellom områdene, vil valg av metode for fordeling av overføringskapasitet kunne ha stor betydning på økonomien til en kommersiell kapasitetseier. For de som skal finansiere nye og eksisterende overføringsforbindelser, vil et anslag på forventet andel av prisforskjellene være av stor betydning dersom man velger å håndtere overføringsforbindelser med eksplisitte auksjoner. utfordringen er å sette et riktig anslag på denne andelen. Med bakgrunn i ulike markedsforhold vil det ofte være stor usikkerhet knyttet til disse anslagene. Denne usikkerheten kan det imidlertid ses bort fra ved implisitte auksjoner.

Andre forhold ved eksplisitte auksjoner

I tillegg til at valg av metode for fordeling av overføringskapasitet har betydning for fordelingen av inntektene mellom kapasitetseier og markedsaktørene, har valg av metode også betydning for kraftutvekslingen mellom områdene og dermed for spotprisene.

Figur 2.2.1 viser prisforskjellene mellom Jylland og Tyskland, sammenholdt med hva aktørene har betalt for kapasitet i de daglige auksjonene i de to første ukene i september 2003. Figuren viser at betalingen for kapasitet som oftest ligger under prisforskjellen mellom områdene. Det er også eksempler på at aktørene har kjøpt kapasitet i feil retning. Slike situasjoner fører til at prisforskjellene mellom områdene blir høyere enn om kraftutvekslingen hadde vært optimal, det vil si kraftflyt fra lav- til høyprisområdet. Det finnes flere eksempler der prisen på Jylland har vært svært mye høyere enn i Tyskland, samtidig som Jylland har eksportert kraft til Tyskland. Dette poenget blir illustrert med all tydelighet den 2. september 2003 i figuren under. Tiltross for at prisen på Jylland var over 4000 kroner høyere enn i Tyskland i en time den 2. september 2003, gikk det nesten 800 MW kraft ut av Jylland til Tyskland den samme timen. I tillegg til at dette påvirker prisene på Jylland, vil det også ha betydning for kraftutvekslingen og prisene i resten av Norden. Spesielt i anstrengte effektsituasjoner vil dette kunne skape problemer.

Figur 2.2.1 Daglig auksjonspris og prisforskjell mellom Jylland og Tyskland, uke 36 og 37 2003.



Hvor godt er Jylland – Tyskland som erfaringsgrunnlag?

Det er grunn til å understreke at Jylland og Nord- Tyskland har noen særtrekk som gjør at man skal være varsom med å trekke for vidtgående konklusjoner. Jylland og Nord-Tyskland er områder med mye vindkraft. Dette bidrar ofte til store variasjoner i spotprisene, spesielt på Jylland. Mangel på informasjon om revisjoner og utfall i kraftsystemet i Tyskland kan også føre til store prisvariasjoner. I sum kan dette bidra til at det er ekstra vanskelig å forutse prisnivået mellom landene, og kan forklare den relativt lave andelen av prisforskjellen som hentes inn gjennom kapasitetsauksjonene mellom Jylland og Tyskland.

Oppsummering

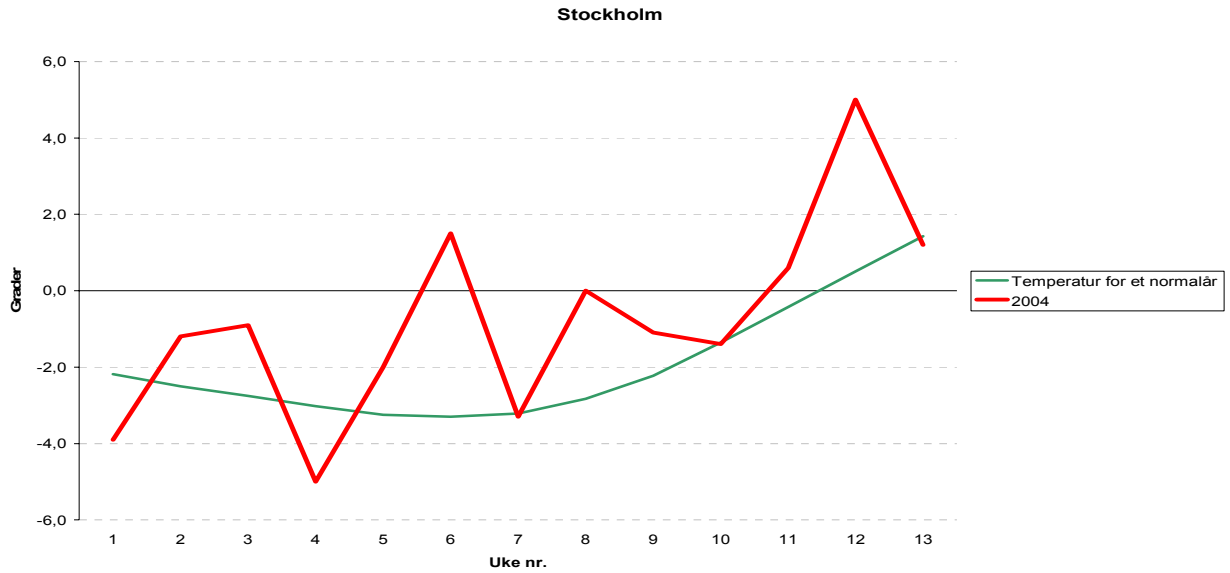
For en kapasitetseier som enten eier eller står overfor en investering i en overføringsforbindelse, vil det være interessant med kunnskap om hvor stor andel av prisforskjellene som kan forventes å komme inn gjennom en kapasitetsauksjon. Dersom kapasitetseier velger å fordele kapasiteten ved implisitte auksjoner sitter han igjen med hele prisforskjellen. Ved eksplisitte auksjoner blir det en annen fordeling. Andelene av prisforskjellene mellom områdene blir fordelt mellom kapasitetseier og aktørene som deltar i kapasitetsauksjonene. Utgangspunktet for denne artikkelen var dermed å se nærmere på hvor stor andel av prisforskjellene mellom to områder som kan hentes inn gjennom eksplisitte auksjoner. For å undersøke dette ble overføringsforbindelsen mellom Jylland og Tyskland benyttet som erfaringsgrunnlag.

Resultatene viser at kapasitetseier sitter igjen med 63 prosent av prisforskjellen mellom Jylland og Tyskland. Beregningene er foretatt med bakgrunn i data fra de eksplisitte auksjonene mellom Jylland og Tyskland for årene 2002 og 2003.

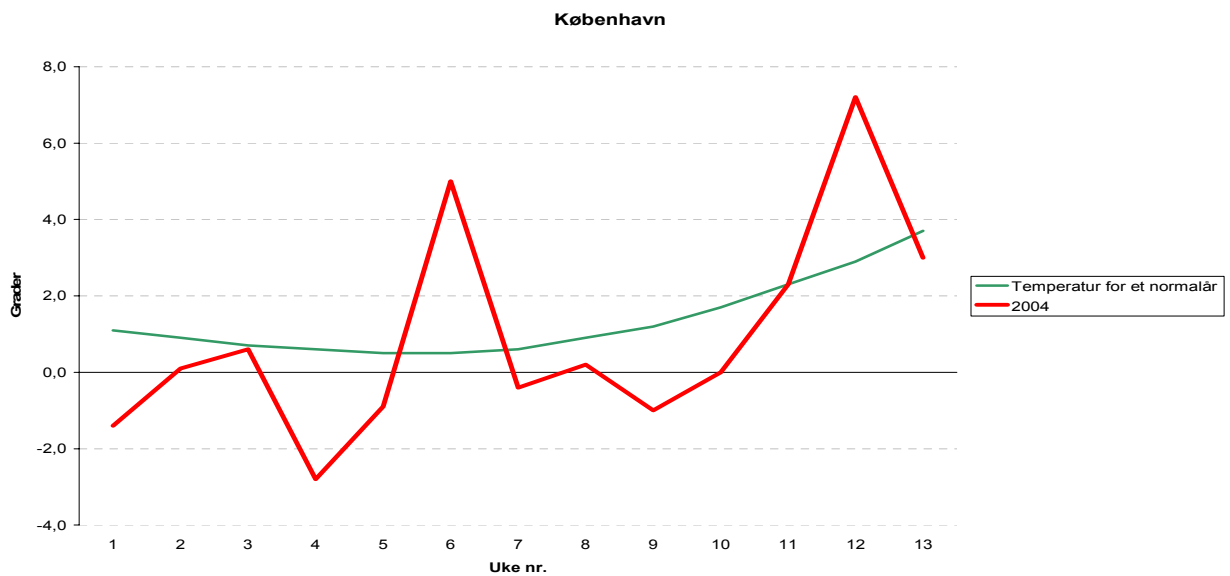
I tillegg til å gi en annen allokering av inntektene, fører eksplisitte auksjoner også til at kraftutvekslingen fra tid til annen ikke er optimal.

3 Figur- og tabellvedlegg

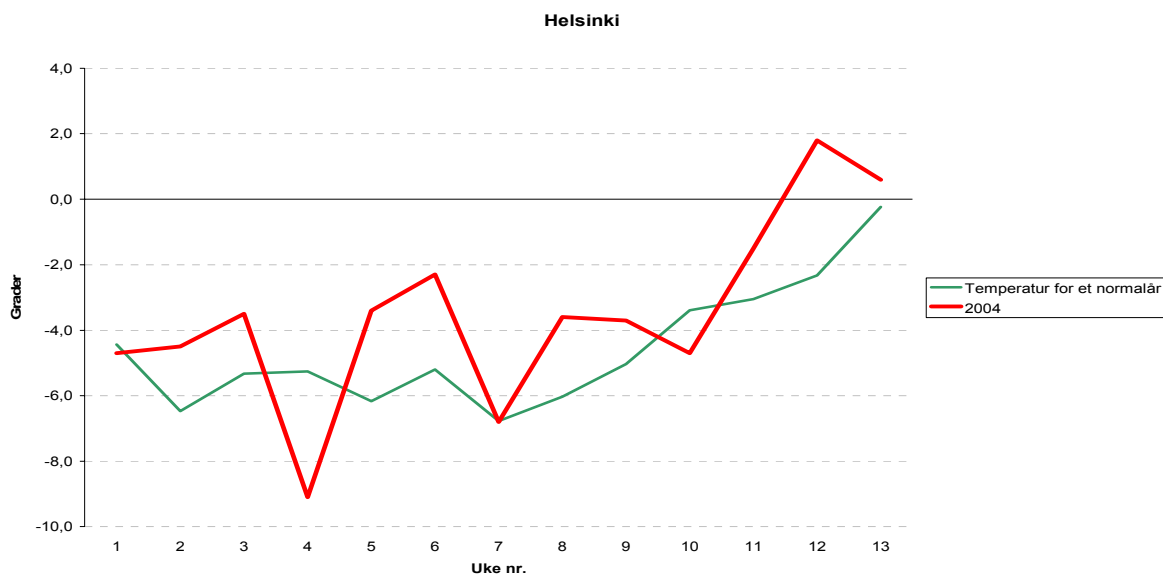
Figur 3.1 Temperaturutvikling Stockholm, ukemiddel første kvartal 2004 og 2003. Kilde: Nord Pool



Figur 3.2 Temperaturutvikling København, ukemiddel første kvartal 2004 og 2003. Kilde: Nord Pool



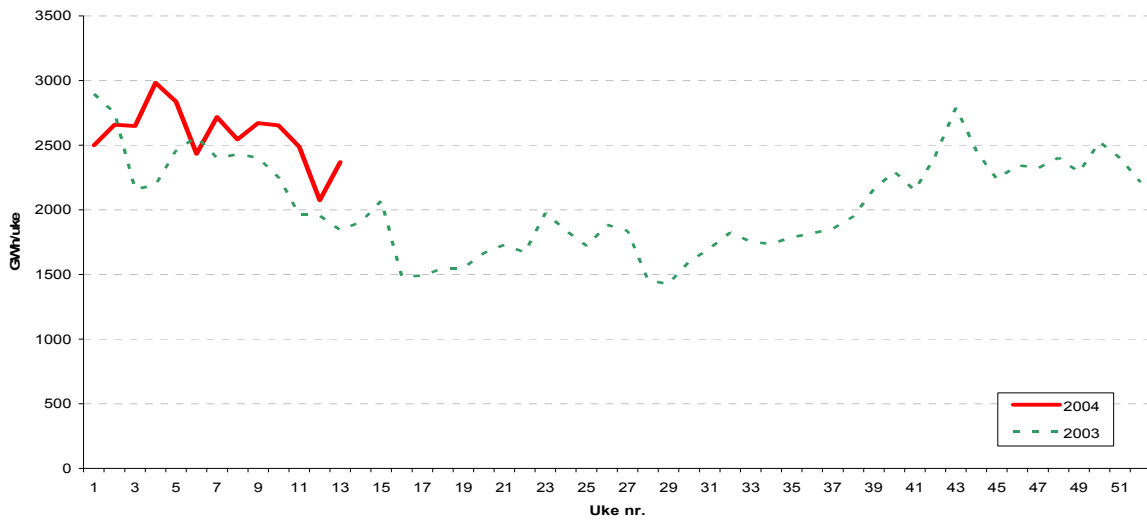
Figur 3.3 Temperaturutvikling Helsinki, ukemiddel første kvartal 2004 og 2003. Kilde: Nord Pool



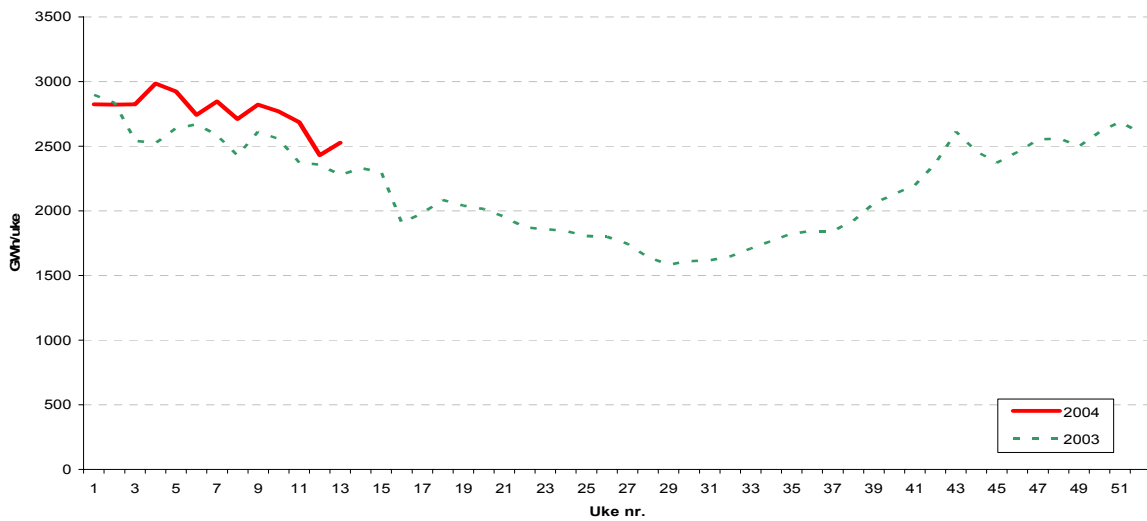
Tabell 3.1 Produksjon og forbruk av elektrisk energi i Norge, TWh. Foreløpige tall i GWh. Kilde: NVE

	Jan - Mar			Tolvmånedersperioder			Mars		
	2003	2004	Endring i %	Apr2002 t.o.m. Mar2003	Apr2003 t.o.m. Mar2004	Endring i %	2003	2004	Endring i %
Total produksjon	29764	33486	12,5	123526	110990	-10,1	8941	10454	16,9
+ Import	4501	3277	-27,2	7953	12247	54,0	1925	1225	-36,4
- Eksport	1193	979	-17,9	13309	5374	-59,6	204	246	20,6
= Brutto totalforbruk	33072	35784	8,2	118170	117863	-0,3	10662	11433	7,2
- Elektrokjelforbruk	475	1121	136,0	3436	3111	-9,5	178	346	94,4
- Pumpeforbruk	19	19	0,0	675	850	25,9	9	5	-44,4
- Totale nettap	2628	2774	5,6	9617	8950	-6,9	823	874	6,2
= Nettoforbruk	29950	31870	6,4	104442	104952	0,5	9652	10208	5,8
Kraftintensiv industri	6934	8020	15,7	29238	31410	7,4	2421	2690	11,1
Alminnelig forsyning	23016	23850	3,6	75204	73542	-2,2	7231	7518	4,0
Bruttoforbruk	32460	34496	6,3	112840	113249	0,4	10448	11040	5,7
Kraftintensiv industri	7142	8261	15,7	30115	32352	7,4	2494	2771	11,1
Alminnelig forsyning	25318	26235	3,6	82724	80896	-2,2	7954	8270	4,0
Bruttoforbruk alminnelig forsyning, temperaturkorrigert	26251	27248	3,8	84967	83687	-1,5	8493	8805	3,7

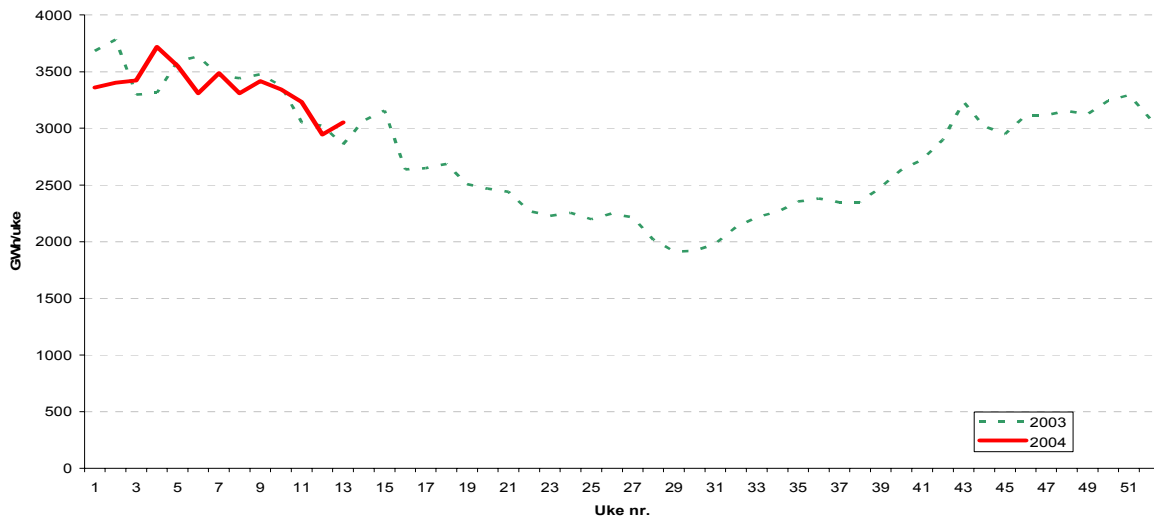
Figur 3.4 Norsk produksjon, uke 1-13, 2004. TWh. Kilde: Nord Pool



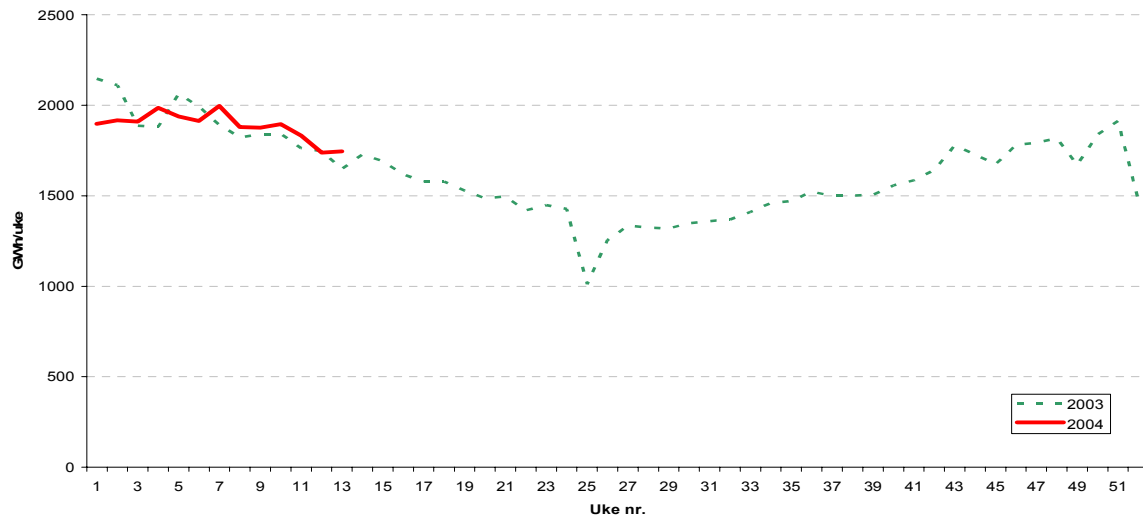
Figur 3.5 Norsk forbruk, uke 1-13, 2004. TWh. Kilde: Nord Pool



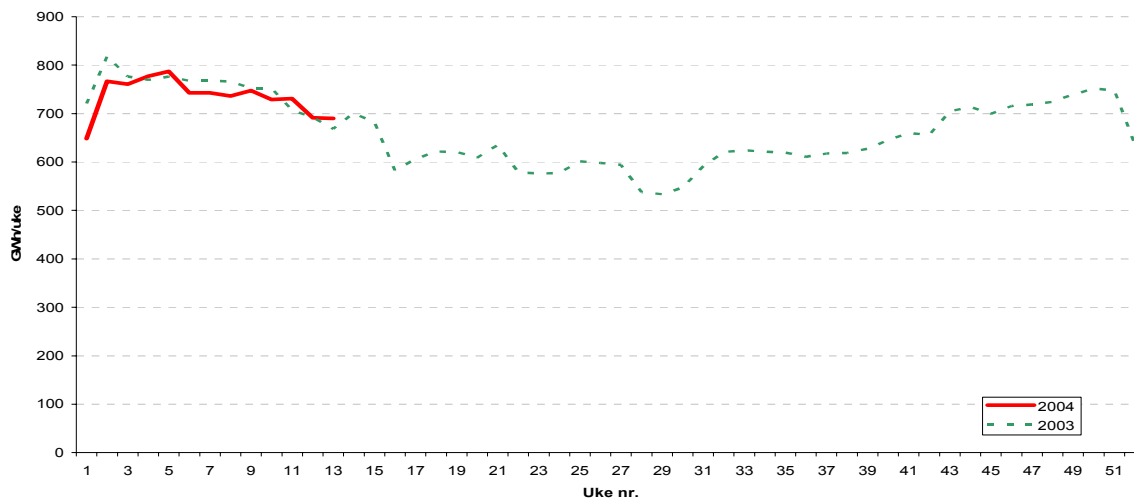
Figur 3.6 Svensk forbruk, uke 1-13, 2004. TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 3.7 Finsk forbruk, uke 1-13, 2004. TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 3.8 Dansk forbruk, uke 1-13, 2004. TWh. Kilde: Nord Pool



Tabell 3.2 Kraftutveksling i Norden, uke 1-13 2004, TWh. Kilde: Nord Pool

		Import til:					Sum eksport
		Norge	Sverige	Danmark	Finland	Øvrige	
Eksport fra:	Norge		0,7	0,3	0	0	1,0
	Sverige	2,0		0,6	0,2	0,3	3,1
	Danmark	1,2	1,1			1,6	3,9
	Finland	0,1	1,8			0	1,9
	Øvrige	0	1,2	0,8	3,1		5,1
	Sum import	3,3	4,8	1,7	3,3	1,9	
	Netto import	2,3	1,7	-2,2	1,4	-3,2	

Tabell 3.3 Produksjon, forbruk og kraftutveksling i Norden, uke 1-13 2004, TWh. Kilde: Nord Pool

Norden	2003 Uke 1 - Uke13	2004 Uke 1 - Uke13	Endring Uke 1 - Uke13 2003 - 2004	Siste 52 uker
Totalproduksjon	105,8	110,2	4,4	365,0
- Vannkraft	46,9	53,1	6,2	173,6
- Kjernekraft	25,2	26,1	0,9	87,7
- Øvrig	33,8	31,1	-2,7	103,7
Totalforbruk	111,4	113,3	1,7	378,9
Nettoutveksling	5,8	3,2	-2,6	14,3
- Import	16,7	13,2	-3,5	53,1
- Eksport	11,0	10,0	-1,0	38,8
Systempris	406	246	-160	253

Norge	2003 Uke 1 - Uke13	2004 Uke 1 - Uke13	Endring Uke 1 - Uke13 2003 - 2004	Siste 52 uker
Totalproduksjon	30,2	33,5	3,3	109,9
- Vannkraft	30,0	33,3	3,3	109
- Øvrig	0,2	0,2	-	0,9
Totalforbruk	33,3	35,9	2,6	116,6
Nettutveksling	3,2	2,3	-0,9	6,7
- Import	4,5	3,3	-1,2	12,1
- Eksport	1,3	1,0	-0,3	5,4
Spotpris				
- NO 1	413	249	-164	255
- NO 2	401	244	-157	253

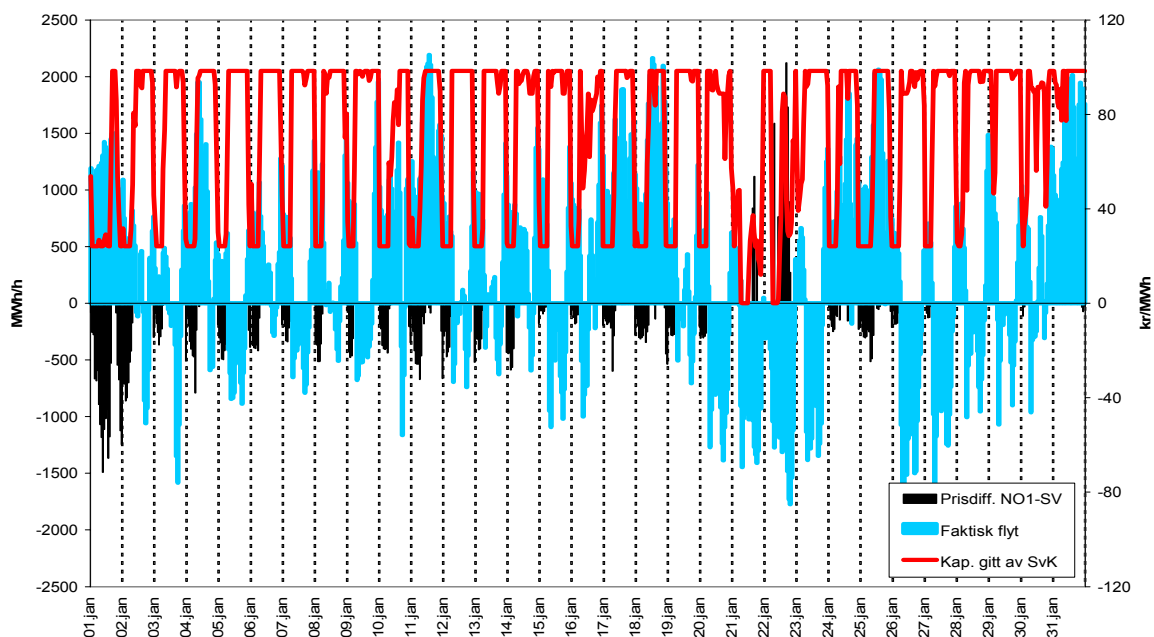
Sverige	2003 Uke 1 - Uke13	2004 Uke 1 - Uke13	Endring Uke 1 - Uke13 2003 - 2004	Siste 52 uker
Totalproduksjon	39,4	41,9	2,5	133,9
- Vannkraft	14,5	16,8	2,3	55,1
- Kjernekraft	19,3	20,2	0,9	66,1
- Øvrig	5,6	4,8	-0,8	12,7
Totalforbruk	44	43,6	-0,4	144,2
Nettutveksling	4,4	1,7	-2,7	10,3
- Import	7,4	4,8	-2,6	21,7
- Eksport	3,0	3,1	0,1	11,4
Spotpris	400	243	-157	252

Danmark	2003 Uke 1 - Uke13	2004 Uke 1 - Uke13	Endring Uke 1 - Uke13 2003 - 2004	Siste 52 uker
Totalproduksjon	13,0	11,8	-1,2	42,0
- Termisk	13,0	11,8	-1,2	42,0
Totalforbruk	9,8	9,5	-0,3	34,4
Nettutveksling	-3,2	-2,2	1,0	-7,6
- Import	1,4	1,7	0,3	7,2
- Eksport	4,6	3,9	-0,7	14,8

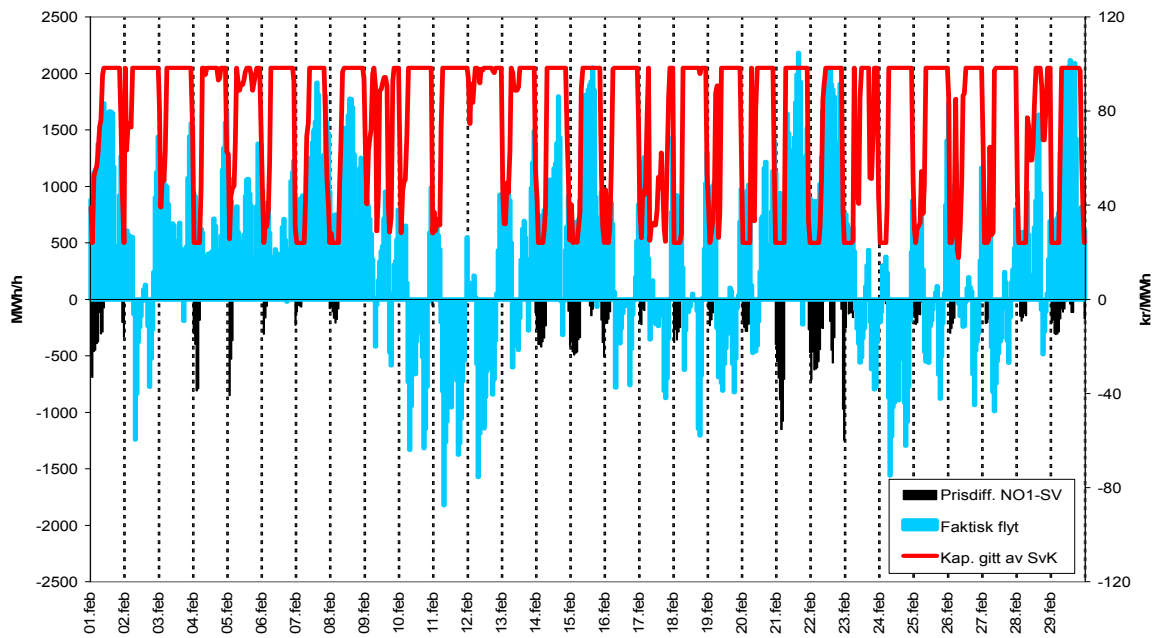
Spotpris				
- DK 1	318	231	-87	247
- DK 2	401	245	-156	255

Finland	2003 Uke 1 - Uke13	2004 Uke 1 - Uke13	Endring Uke 1 - Uke13 2003 – 2004	Siste 52 uker
Totalproduksjon	23,1	22,9	-0,2	79,2
- Vannkraft	2,3	2,9	0,6	9,5
- Kjernekraft	5,8	5,8	-	21,6
- Øvrig	15,0	14,2	-0,8	48,1
Totalforbruk	24,4	24,2	-0,2	83,7
Nettutveksling	1,3	1,3	-	4,9
- Import	3,4	3,3	-0,1	12,1
- Eksport	2,1	1,9	-0,2	7,2
Spotpris	394	238	-156	243

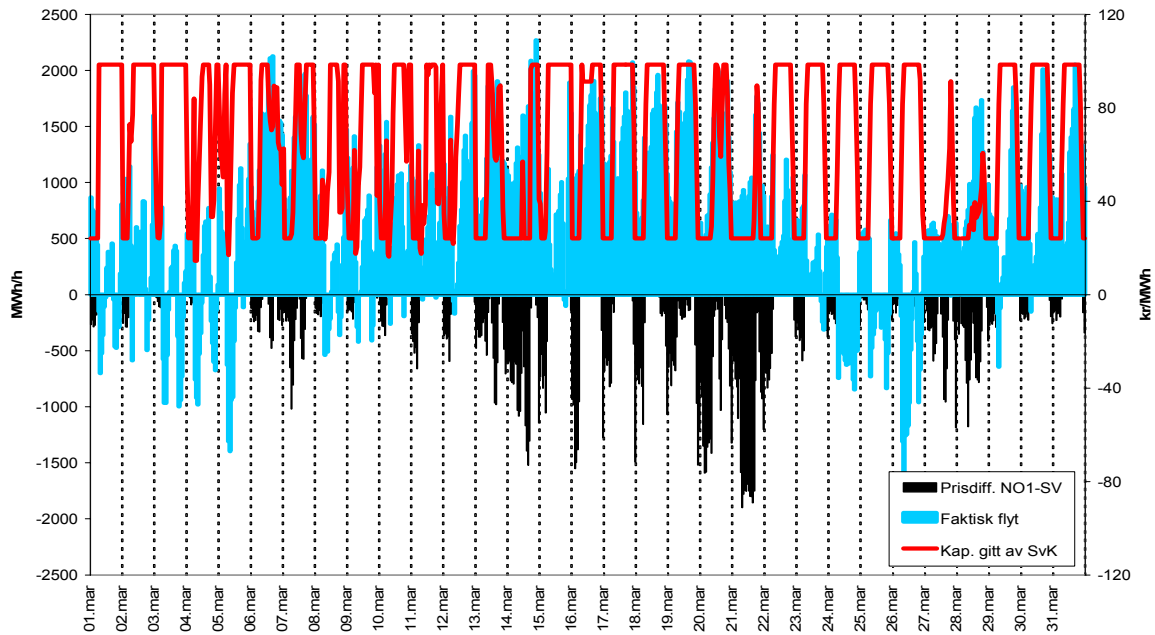
Figur 3.9 Svensk eksportkapasitet mot NO1 (MW) og differanser mellom områdepriser i Oslo og Stockholm (kr/MWh), januar 2004. Kilde: Nord Pool



Figur 3.10 Svensk eksportkapasitet mot NO1 (MW) og differanser mellom områdepriser i Oslo og Stockholm (kr/MWh), februar 2004. Kilde: Nord Pool



Figur 3.11 Svensk eksportkapasitet mot NO1 (MW) og differanser mellom områdepriser i Oslo og Stockholm (kr/MWh), mars 2004. Kilde: Nord Pool



Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Rapportserien i 2004

- Nr. 1 Stig Haugen (red.): Opprustning av kraftnettet for å redusere energitapet (40 s.)
- Nr. 2 Christian Johan Giswold: Omsetningskonsesjonærer, organisasjons- og struktur- utvikling per 1. august 2003 (50 s.)
- Nr. 3 Lars-Evan Pettersson: Totalavløpet fra Norges vassdrag 1961-2002 (67 s.)
- Nr. 4 Eva Næss Karlsen (red.): Prinsipper for regulering av nettvirksomhetens inntekter (79 s.)
- Nr. 5 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 1. kvartal 2004 (56 s.)