

# Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 2. kvartal 2005

*Tor Arnt Johnsen (red.)*

17  
2005

R  
A  
P  
P  
O  
R  
T



# **Kvartalsrapport for kraftmarkedet**

2. kvartal 2005

Norges vassdrags- og energidirektorat  
2005

## Rapport nr 16-2005

### Kvartalsrapport for kraftmarkedet

- Utgitt av:** Norges vassdrags- og energidirektorat
- Redaktør:** Tor Arnt Johnsen  
Lars Olav Fosse, Christian J. Giswold, Erik Holmqvist, Per
- Forfatter:** Tore Jensen Lund, Øystein Mørk, Nils Spjeldnæs
- Trykk:** NVEs hustrykkeri
- Opplag:** 150
- Forsidefoto:**
- ISBN** 82-410-0557-1
- Sammendrag:** Prisen på utslippstillatelser for CO<sub>2</sub> økte med 50 prosent i andre kvartal i år. Sammen med økte brenselpriser og høy kraftteterspørsel, førte dette til at den tyske spotprisen på elektrisk kraft var mer enn 50 prosent høyere i andre kvartal i år enn i fjor. Likevel gikk de norske spotprisene ned med rundt 5 prosent fra andre kvartal i fjor til andre kvartal i år. Norge og Sverige produserte i andre kvartal i år nær 12 TWh mer vannkraft enn i samme periode i fjor. Den totale nordiske kraft-produksjonen økte imidlertid bare med 3,6 TWh. Den økte vannkraft-produksjonen har i hovedsak erstattet varmekraftproduksjon basert på kull, gass og olje i Finland og Danmark. Det nordiske forbruket av elektrisk kraft gikk ned med 1,2 TWh eller 1,4 prosent fra andre kvartal i fjor til andre kvartal i år. Standard variable kraftleveringskontrakt mister fortsatt oppslutning, og i andre kvartal i år var det 57 prosent av husholdningene som hadde en slik kontrakt. Kontrakter tilknyttet spotpris har økt oppslutningen til 23,0 prosent.
- Emneord:** Elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftsalg, tilsig, magasinifylling, krafthandel, kraftforbruk, strømpriser

Norges vassdrags- og energidirektorat  
Middelthunsgate 29  
Postboks 5091 Majorstua  
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95  
Telefaks: 22 95 90 00  
Internett: [www.nve.no](http://www.nve.no)

August 2005

# Innhold

<b>Forord .....</b>	<b>5</b>
<b>Sammendrag .....</b>	<b>6</b>
<b>1 Kraftmarkedet i andre kvartal 2005 .....</b>	<b>7</b>
1.1 Ressursgrunnlag .....	10
1.1.1 Tilsig i Norge .....	10
1.1.2 Tilsig i Sverige .....	13
1.2 Kaldt vær, forsinket smelting og sen oppfylling av magasinene.....	14
1.2.1 Utviklingen i de norske vannmagasinene.....	14
1.2.2 Magasinutvikling Sverige og Finland.....	15
1.3 Produksjon, forbruk og utenlandshandel.....	17
1.3.1 Nordisk kraftproduksjon.....	17
1.3.1.1 Norge – Sterk økning i produksjonen .....	20
1.3.1.2 Sverige .....	21
1.3.1.3 Finland.....	22
1.3.1.4 Danmark.....	23
1.3.2 Nordisk kraftforbruk .....	24
1.3.2.1 Fortsatt økning i det norske kraftforbruket.....	24
1.3.2.2 Sverige .....	28
1.3.2.3 Danmark.....	29
1.3.2.4 Finland.....	30
1.3.3 Handel og kraftutveksling .....	31
1.3.3.1 Norge.....	34
1.3.3.2 Sverige .....	35
1.3.3.3 Finland.....	36
1.3.3.4 Danmark.....	37
1.4 Kraftpriser i engrosmarkedet .....	39
1.4.1 Elspotmarkedet .....	39
1.4.2 Terminmarkedet .....	41
1.5 Sluttbrukermarkedet .....	43
1.5.1 Priser og prisutvikling .....	43
1.5.2 Leverandørbytter .....	45
1.5.3 Kontraktsvalg.....	46
1.5.4 Husholdningenes samlede utgift til elektrisk kraft .....	47
<b>2 Temaartikler .....</b>	<b>50</b>
2.1 Kraftmarkedet og handel med CO <sub>2</sub> -kvoter i Europa.....	50
2.1.1 Innledning.....	50
2.1.2 Handel med CO <sub>2</sub> -kvoter og virkninger på kraftprisene .....	51
2.1.3 Oppsummering.....	55
2.2 Electricity markets in southern Europe.....	56
2.2.1 France .....	56
2.2.2 Italy.....	59

2.2.3	Portugal .....	63
2.2.4	Spain .....	66
<b>3</b>	<b>Figur og tabellvedlegg.....</b>	<b>73</b>

# Forord

Energi- og markedsavdelingen i NVE presenterer herved kvartalsrapport for kraftmarkedet i andre kvartal 2005. Publikasjonen utarbeides hvert kvartal, og første utgave kom etter 1.kvartal 2004. På grunn av datainnsamling og bearbeiding vil kvartalsrapporten vanligvis bli publisert 2-4 uker etter utløpet av kvartalet, men denne utgaven er noe forsinket på grunn av ferieavvikling. Vi tar sikte på å legge frem neste kvartalsrapport i slutten av oktober 2005.

I kvartalsrapporten dokumenteres og kommenteres kraftmarkedsutviklingen i kvartalet som har gått og i siste 52-ukersperiode. I tillegg inneholder vanligvis kvartalsrapporten et par temaartikler der medarbeidere i Energi- og markedsavdelingen eller fra andre avdelinger i NVE, formidler resultater fra egne analyser og utredninger. Den første temaartikkelen i dette nummeret er skrevet av Lars Olav Fosse, Kraftmarkedsseksjonen, Trond Arnljot Jensen, Ressursseksjonen og Tor Arnt Johnsen, Stab og dreier seg om de første erfaringene som er gjort med kvotesystemet for CO<sub>2</sub>-utslipp i Europa. Den andre temaartikkelen er skrevet av Ernesto Parilla Pozzy fra Universidad Pontificia Comillas in Madrid i Spania. Pozzy har gjestet NVE siden juni i år. Hans artikkel er skrevet på engelsk og beskriver utviklingen i kraftmarkedene sør i Europa, dvs. Frankrike, Italia, Portugal og Spania.

Arbeidet med denne kvartalsrapporten er utført av medarbeidere ved Energi- og markedsavdelingen og Hydrologisk avdeling. Redaksjonen for denne utgaven har bestått av Lars Olav Fosse, Christian Johan Giswold, Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Øystein Mørk, Nils Spjeldnæs og Tor Arnt Johnsen som også har ledet arbeidet.

Oslo, 30. august 2005

Marit Lundteigen Fossdal  
avdelingsdirektør

# Sammendrag

Prisen på utslippstillatelser for CO<sub>2</sub> økte med 50 prosent i andre kvartal i år. Sammen med økte brenselpriser og høy kraftteterspørsel, førte dette til at den tyske spotprisen på elektrisk kraft var mer enn 50 prosent høyere i andre kvartal i år enn i fjor. Likevel gikk de norske spotprisene ned med rundt 5 prosent fra andre kvartal i fjor til andre kvartal i år. Det er først og fremst høy vannkraftproduksjon i Norge og Sverige som har gjort dette mulig.

Norge og Sverige produserte i andre kvartal i år nær 12 TWh mer vannkraft enn i samme periode i fjor. Den totale nordiske kraftproduksjonen økte imidlertid bare med 3,6 TWh. Den økte vannkraftproduksjonen har i hovedsak erstattet varmekraftproduksjon basert på kull, gass og olje i Finland og Danmark. I tillegg gikk kjernekraftproduksjonen i Norden litt ned i forhold til andre kvartal i fjor.

Det nordiske forbruket av elektrisk kraft gikk ned med 1,2 TWh eller 1,4 prosent fra andre kvartal i fjor til andre kvartal i år. Nedgangen skyldes i sin helhet lavt forbruk i Finland. På grunn av arbeidskonflikten i treforedlingsindustrien, falt det finske kraftforbruket med 3,5 TWh fra andre kvartal i fjor til andre kvartal i år. I Norge økte kraftforbruket med 1,7 TWh eller 6,4 prosent i samme periode. Nær halvparten av økningen kan tilskrives kaldere vær i andre kvartal i år enn i fjor. Forbruket i kraftintensiv industri økte med 6,1 prosent i samme periode.

Endringene i produksjon og forbruk har medført at Norden i andre kvartal i år har hatt en nettoeksport på 0,7 TWh, mens Norden i samme periode i fjor hadde en nettoimport på 3,8 TWh. Finlands import fra Russland har som vanlig vært høy, men Danmarks og Sveriges eksport til Tyskland har vært enda større. Norge hadde i andre kvartal i fjor en kraftimport på 3,4 TWh, mens det i år var en eksport på 1,9 TWh.

I sluttbrukermarkedet har prisene i andre kvartal i år vært om lag som i fjor. Interessen for å skifte kraftleverandør ser ut til å ha falt, siden det i andre kvartal i år var 30000 leverandørbytter mot 54000 bytter for et år siden. Standard variable kraftleveringskontrakt mister fortsatt oppslutning, og i andre kvartal i år var det 57 prosent av husholdningene som hadde en slik kontrakt. For ett år siden var oppslutningen om standard variabel kontrakt 64,6 prosent. Kontrakter tilknyttet spotpris har i samme periode økt oppslutningen fra 13,6 prosent til 23,0 prosent. Det vil si at nesten hver fjerde husholdning nå har en spotpriskontrakt.

# 1 Kraftmarkedet i andre kvartal 2005

Det nyttbare tilsiget til det norske kraftsystemet var 53,6 TWh i andre kvartal 2005. Det er 3 TWh mer enn normalt og 6 TWh mer enn i samme periode i fjor. Snøsmeltingen var forsinket i år, og det var først helt mot slutten av kvartalet at tilsiget økte betydelig. I uke 24 og 25 var tilsiget 8,8 TWh og 8,7 TWh. Tilsiget for uke 25 er ny rekord for denne uken, mens tilsiget i uke 24 er tredje høyeste notering siden målingene startet i 1931. Det har også vært mer nedbør enn normalt i andre kvartal. Samlet kom det 22 TWh nedbørenergi – 3 TWh mer enn normalt.

Også i Sverige var tilsiget høyt i andre kvartal. Tilsiget til det svenske kraftsystemet var om lag 5 TWh høyere enn normalt og 10 TWh høyere enn i tilsvarende periode i fjor.

Både Norge, Sverige og Finland hadde betraktelig høyere magasinfylling ved utgangen av andre kvartal i år enn på samme tid i fjor. Samlet sett var energimengden i de nordiske vannmagasinene 84,8 TWh ved utgangen av andre kvartal, og det er 14,4 TWh mer enn på samme tid i fjor. Likevel var den lagrede energimengden 4,1 TWh lavere enn i et normalår. Det er situasjonen i Norge som forklarer dette avviket, siden både Sverige og Finland hadde høyere fylling enn normalt ved utgangen av andre kvartal. I Norge var fyllingen 66 prosent ved utgangen av andre kvartal, og det er 5,5 prosentpoeng lavere enn normalen. Ved sammenligning av landene er det imidlertid viktig å merke seg at begrepet normal ikke er likt definert i de tre landene. I Norge og Finland opereres det med medianverdier fra to ulike perioder, henholdsvis fra 1990-2003 for Norge og 1978-2001 for Finland. Sverige bruker middelveidier for perioden 1950-2001.

For Norges vedkommende må magasinfyllingen også sees i sammenheng med snøforholdene. På grunn av at det tok tid før snøsmeltingen kom i gang for fullt i år og at været var kaldere enn normalt i juni, var det ved utgangen av andre kvartal mer snø i fjellene enn vanlig. Sett i forhold til utgangen av første kvartal er avviket fra normalen om lag det samme, siden fyllingen for et kvartal siden var 4,7 prosentpoeng lavere enn medianen. Det er først og fremst Sverige som har forbedret seg i forhold til normalutviklingen. Ved utgangen av første kvartal var den svenske fyllingen 6,5 prosentpoeng lavere enn normalt, mens fyllingen ved utgangen av andre kvartal var 1,6 prosentpoeng bedre enn normalt.

I andre kvartal har det vært en samlet nordisk kraftproduksjon på 86,4 TWh eller 3,6 TWh mer enn i samme periode i fjor. Vanntilgangen spiller en viktig rolle for produksjonsmønsteret, og Norge og Sverige har økt sin kraftproduksjon med henholdsvis 30 og 7 prosent fra andre kvartal i fjor til andre kvartal i år.

I Finland og Danmark har tendensen vært motsatt med produksjonsnedgang på 25 og 13 prosent. Høye brenselpriser og kostnader knyttet til utslippstillatelse for CO<sub>2</sub> har bidratt til økt produksjonskostnad for termisk kraft. Spesielt har produksjonskostnaden for eldre, kullfyrte kraftverk økt, og produksjonen i disse kraftverkene som også er de mest forurensende, er redusert. Dette har nettopp vært intensjonen med kvotehandelssystemet for CO<sub>2</sub>. Uten økt vannkraftproduksjon ville imidlertid de nordiske kraftprisene ha blitt høyere, og det kunne ført til økt kullkraftproduksjon. Streik og lock-out i Finland var også en medvirkende årsak for den lave finske kraftproduksjonen i andre kvartal.



Det nordiske kraftforbruket var 85,6 TWh i andre kvartal 2005, og det er 1,4 prosent lavere enn i andre kvartal i fjor. Igjen spiller arbeidskonflikten i Finland en viktig rolle. Finlands kraftforbruk var 18 prosent lavere i andre kvartal i år enn i fjor. I de andre nordiske landene økte forbruket, og Norge hadde den største forbruksveksten med 6 prosent fra andre kvartal i fjor. I Sverige og Danmark var veksten 2 og 1 prosent.

Forbruksveksten i Norge viser at forbruket er i ferd med å ta seg opp etter tørrværsperioden i 2002/2003, som ga betydelig forbruksnedgang. I sum for de siste 12 måneder har det norske elforbruket vært 124,7 TWh. Det er en økning på 5,8 TWh eller 4,9 prosent i forhold til samme periode et år tidligere. Til tross for veksten er forbruket av elektrisitet fortsatt lavere enn høyeste 12-måneders forbruk før vinteren 2002/2003. Det er kraftintensiv industri som står for den største veksten. Forbruket i denne industrien har aldri vært høyere enn i siste 12-månedersperiode, hvor forbruket var 35,6 TWh referert kraftstasjon. Det er en økning på 7,6 prosent fra forrige 12-månedersperiode.

Prisene i elspotmarkedet har i stor grad holdt seg stabile gjennom andre kvartal 2005. I alle prisområdene er gjennomsnittsprisen for andre kvartal på samme nivå eller litt lavere enn snittprisen i mars. Mot slutten av kvartalet sank elspotprisene, som et resultat av snøsmelting og høye tilsig i alle områder unntatt Jylland (Danmark Vest). I en rekke timer i denne perioden lå prisene i NO1 lavere enn i de øvrige nordiske prisområdene. I mai og juni bidro høyt tilsig som følge av snøsmelting også til økte prisvariasjoner over døgnet i de nordiske elspotområdene.

For Jyllands vedkommende økte prisen gjennom andre kvartal. I april var elspotprisen for Jylland 282 kr/MWh, mens den i juni var kommet opp i 349 kr/MWh. Prisutviklingen på Jylland har sammenheng med økte tyske priser mot slutten av andre kvartal som følge av varmeperioden i Europa. Både i Tyskland og på Jylland var prisene de to siste ukene av juni særdeles høye som følge av ekstremt varmt vær og høy etterspørsel. Fra 27. mai har kabelen Skagerrak pol 3 (500 MW) vært ute av drift på grunn av transformatorfeil i Kristiansand. Det bidrar til at Jyllands forbindelse med resten av Norden ble svakere, og det kan forsterke virkningen av den tyske prisoppgangen for Jyllandsprisene.

I Sør-Norge (NO1) var gjennomsnittsprisen for andre kvartal 235 kr/MWh. Det er en økning på 26 kr/MWh fra første kvartal i år, mens det er 14 kr/MWh lavere enn gjennomsnittsprisen i 2. kvartal 2004. Økningen må sees i sammenheng med høyere tyske kraftpriser og økt eksport som følge av at CO<sub>2</sub> utslipp nå har en klar kostnad i markedet. Bildet er det samme for de andre nordiske områdene med unntak av Jylland. Gjennomsnittsprisen for andre kvartal for Jylland var 308 kr/MWh, og det er en økning på 89 kr/MWh fra første kvartal og 62 kr/MWh fra andre kvartal i fjor.

Gjennomsnittsprisen i Tyskland (EEX) for andre kvartal i år var 334 kr/MWh, og det er en økning på 17 kr/MWh fra 1. kvartal og 115 kr/MWh fra 2. kvartal i fjor. Prisøkningen i Tyskland kan blant annet skyldes økte brenselpriser, økt pris på utslippskvoter for CO<sub>2</sub> og varmt og tørt vær i Sentral- og Sør-Europa.

I løpet av andre kvartal 2005 har det vært en betydelig økning i prisene i det finansielle markedet. Sluttpreisen på vinter 2-05-kontrakten (til levering i 4. kvartal 2005) steg fra 263 kr/MWh 1. april, til 310 kr/MWh 1. juni. Dette er en økning på om lag 18 prosent. Prisen på vinter 2-05-kontrakten ligger nå 12 kr/MWh høyere enn vinter 2-04 kontrakten gjorde på

tilsvarende tidspunkt i fjor, til tross for at vannkraftsituasjonen er betydelig bedre i år enn hva tilfellet var i fjor. De økte terminprisene kan ha sammenheng med prisutviklingen for CO<sub>2</sub>-kvoter. I løpet av andre kvartal økte prisen på utslippstillatelser fra 15,5 til 25,2 €/tonn CO<sub>2</sub>, eller fra 122 til 199 kr/tonn CO<sub>2</sub>.

Standard variabel kraftpris inkludert mva lå ved inngangen til kvartalet på 30,0 øre/kWh for et utvalg bestående av dominerende kraftleverandør i 27 av de største nettområdene. Prisen steg deretter til 35,4 øre/kWh for så å være stabil rundt 35 øre/kWh ut kvartalet. Den volumveide snittprisen var 32,8 øre/kWh i 2. kvartal, mens den aritmetiske snittprisen lå på 33,8 øre/kWh. Det betyr at de største leverandørene i utvalget jevnt over hadde lavere priser enn de mindre dette kvartalet. For spotpriskontrakter har påslaget i snitt for de 11 landsdekkende leverandører som har levert i alle uker i andre kvartal, vært 2,2 øre mot 2,3 øre i første kvartal. Gjennomsnittet av landsdekkende kraftleverandørers 1-års fastpriskontrakt ved inngangen til 2. kvartal 2005 var 33,2 øre/kWh. Prisen har hatt en stigende tendens gjennom hele kvartalet og endte på 38,2 øre/kWh i uke 26. Også gjennomsnittet av landsdekkende leverandørers 3-års fastpriskontrakt har hatt en stigende tendens i hele kvartalet. I uke 14 var prisen 33,5 øre/kWh mens den ved slutten av kvartalet var 37,9 øre/kWh.

I 2. kvartal 2005 var det 30 000 husholdninger som byttet kraftleverandør. Det er færre leverandørbytter enn samme kvartal i fjor da 54 200 husholdningskunder skiftet leverandør. Antall leverandørskifter er det laveste siden 2. kvartal 2000. Mindre medieoppmerksomhet og stabile priser kan ha bidratt til færre leverandørskifter.

Standard variabel kontrakt er fortsatt den mest vanlige kontraktsformen for husholdningskunder i Norge med 57,0 prosent. Imidlertid er andelen kunder på denne kontraktstypen sterkt fallende siden oppslutningen i foregående kvartal var nær 65 prosent. Andelen med kontrakter tilknyttet spotprisen øker tilsvarende kraftig, og hele 23,0 prosent av husholdningskundene er nå på en spotpriskontrakt. De resterende 20 prosent av kundene har en eller annen form for fastpriskontrakt.

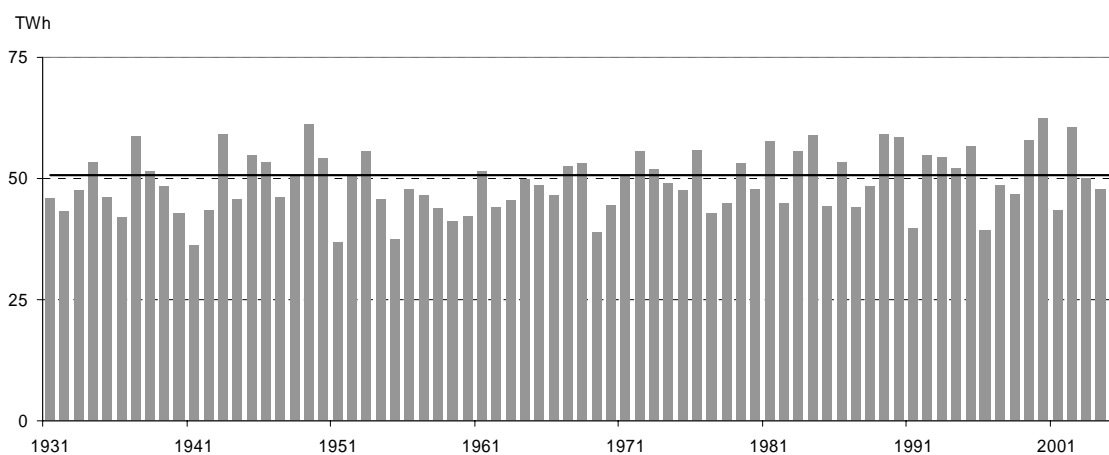
# 1.1 Ressursgrunnlag

## 1.1.1 Tilsig i Norge

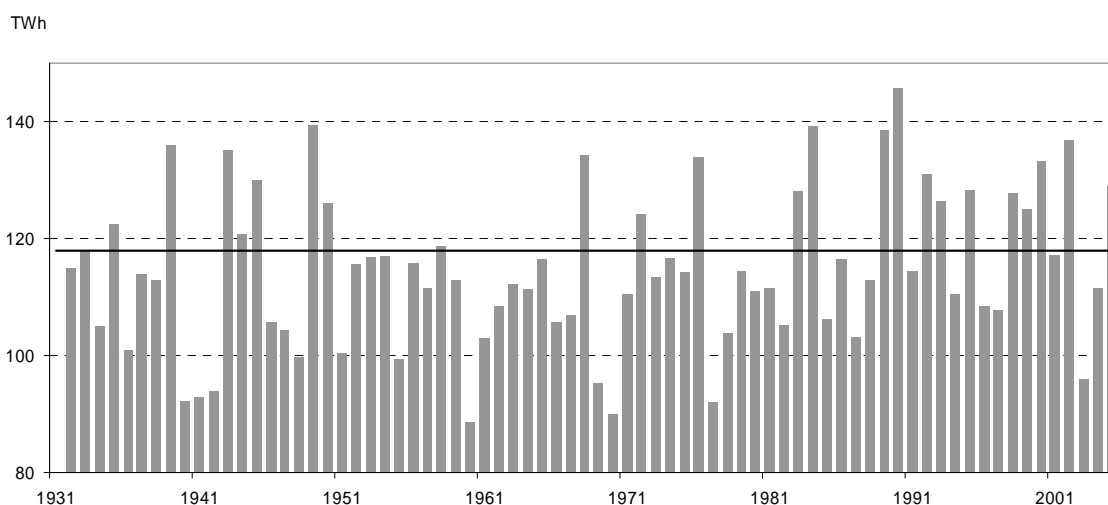
### Tilsig over normalt i andre kvartal 2005.

I sum for andre kvartal 2005 (uke 14-26) var det nyttbare tilsiget 53,6 TWh. Det er nesten 6 TWh mer enn i samme periode i 2004 og 3 TWh mer enn normalt (figur 1.1.1). Første halvår var tilsiget 66,4 TWh. Det er vel 9 TWh mer enn i 2004 og 7 TWh mer enn normalt. De siste 12 månedene (uke 27 2004 til uke 26 2005) var tilsiget i overkant av 129 TWh eller omkring 11 TWh mer enn normalt. I forhold til tilsvarende perioder for ett og to år siden, var tilsiget henholdsvis 18 og 33 TWh høyere (1.1.2). For de siste 24 måneder (uke 27 2003 til uke 26 2005) har tilsiget vært 241 TWh eller 5 TWh mer enn normalt.

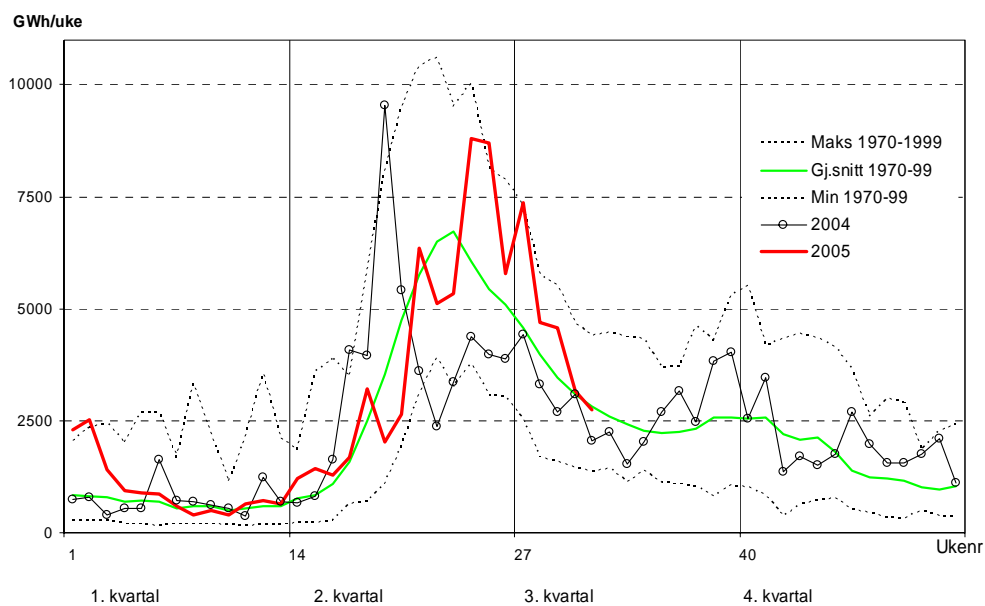
**Figur 1.1.1** Nyttbart tilsig for andre kvartal fra 1931 til 2005. Gjennomsnitt for referanseperioden 1970-99 er markert med en sort horisontal strek. TWh. Kilde: NVE og Nord Pool.



**Figur 1.1.2** Nyttbart tilsig for 12 måneders periodene juli – juni fra 1931 til 2005. Gjennomsnitt for referanseperioden 1970-99 er markert med en sort horisontal strek. TWh. Kilde: NVE og Nord Pool.



**Figur 1.1.3 Nyttbart tilsig i Norge i 2004 og 2005. Maksimum, minimum og gjennomsnitt er for perioden 1970-99. GWh/uke. Kilde: NVE og Nord Pool.**



I april var temperaturen 2 til 3 grader over normalt i store deler av landet. Det ga tidlig snøsmelting i lavlandet og høye tilsig i begynnelsen av andre kvartal (figur 1.1.3). Det medførte at det var snøfritt i lavereliggende områder fra Trøndelag og sørover ved utgangen av april, mens det fortsatt var betydelige snømengder i fjellet (1.1.5).

Starten av mai ble imidlertid kjølig, slik at snøsmeltingen fra høyereliggende områder stoppet opp. På tross av at årets mai ble den nest fuktigste i Norge siden 1900, ble tilsiget denne måneden noe under normalt. Dette skyldes både at det var snøfritt i lavlandet i Sør-Norge, og lave temperaturer som ga moderat snøsmelting i fjellområdene og nedbør som snø flere steder. I sum for Norge var temperaturen i mai 1 grad lavere enn normalen. De største avvikene var i deler av Sør-Norge med månedstemperaturer omkring 2 grader under normalt.

I slutten av mai og begynnelsen av juni ble det imidlertid varmere, først i Finnmark, deretter i Troms, og etter hvert også lenger sør. I sum for juni ble temperaturen 1 til 2 grader over normalt i Nord-Norge, men fortsatt 1 til 2 grader under normalt i Sør-Norge. Med høyere temperaturer ble det fart i snøsmeltingen slik at tilsiget økte. Tilsiget kulminerte i andre halvdel av juni med 8,8 TWh i uke 24 og 8,7 TWh i uke 25. For uke 25 er dette det største nyttbare tilsiget siden 1931 (første år med slike beregninger). Mens for uke 24 var årets tilsig det tredje høyeste siden 1931.

## Nedbør og snømagasin

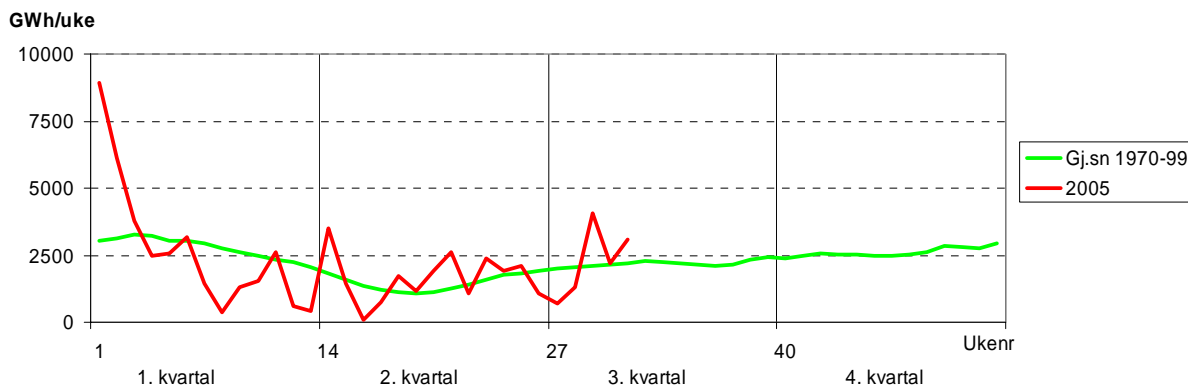
I andre kvartal kom det om lag 22 TWh nedbøreneergi, eller 3 TWh mer enn normalt. Første halvår har det kommet omkring 57 TWh eller 2 TWh mer enn normalt (figur 1.1.4). Det var særlig kysten av Vestlandet og Nord-Norge som fikk mer nedbør enn normalt, mens det kom mindre nedbør enn normalt over store deler av Øst- og Sørlandet.

**Figur 1.1.4**

**Beregnet ukentlig nedbøreneergi i 2005 sammenlignet med gjennomsnitt for perioden 1970-99.**

**GWh/uke.**

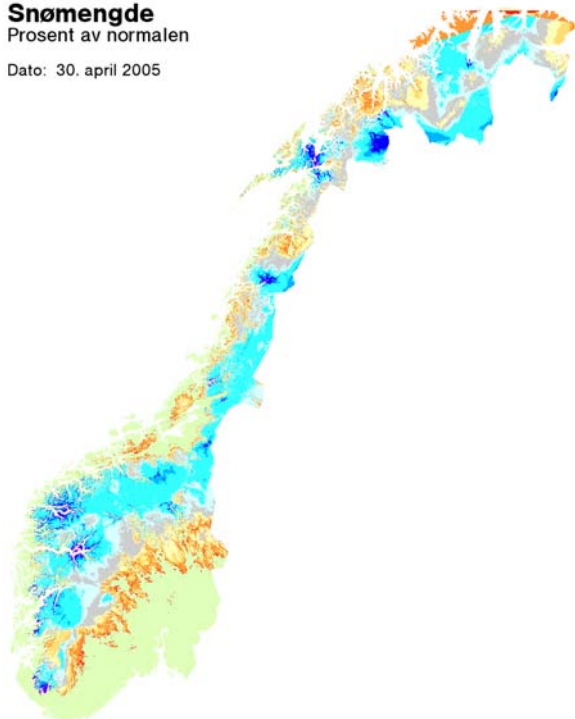
**Kilde: NVE**



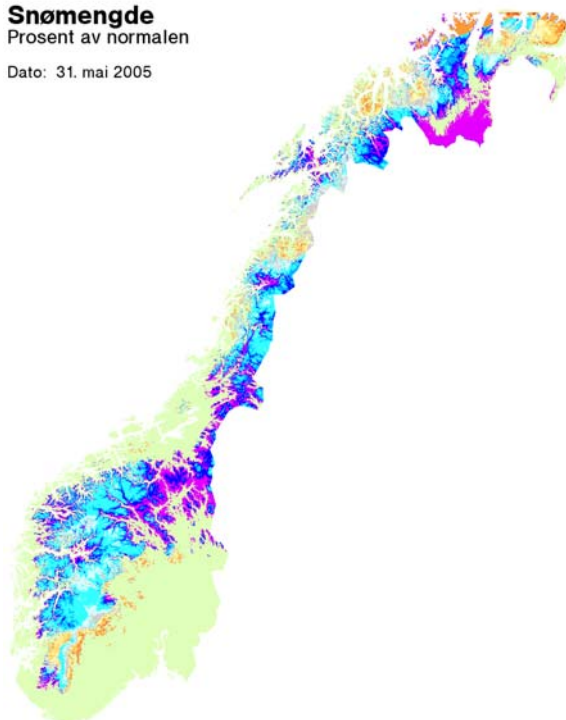
Den samme værutviklingen kjennetegnet også slutten av 2004, lite nedbør i sør og øst og rikelig med nedbør i vest og nord. Det medførte at det ved starten av årets smeltesesong var mindre snø enn normalt over store deler av Øst- og Sørlandet, mens det var betydelig mer snø enn normalt i fjellet på Vestlandet og i Midt- og Nord-Norge.

Kartene i figur 1.1.5 viser snøfordelingen i slutten av april og mai 2005. Mildt vær i april medførte at store arealer i Sør-Norge ble tidlig snøfrie. Kartet fra 30. april gir likevel et beregnet snømagasin for det norske vannkraftsystemet på omkring 115 prosent av normalen. Den kalde værtypen utover i mai ga en treg avsmelting fra fjellområdene, slik at ved utgangen av mai var det i henhold til snøkartet omkring 40 prosent mer snø enn normalt. Det tilsvarer en potensiell energimengde i snøen som er omkring 10 – 15 TWh større enn normalt.

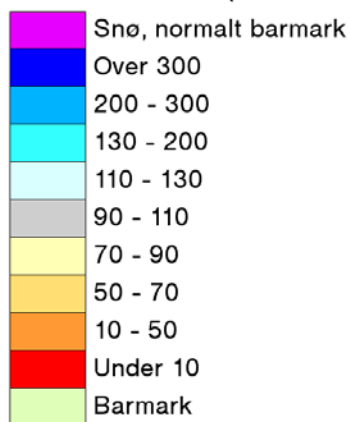
**Snømengde**  
Prosent av normalen  
Dato: 30. april 2005



**Snømengde**  
Prosent av normalen  
Dato: 31. mai 2005



% av normalen (1971-2000)



**Figur 1.1.5**

**Snømengde i prosent av normalt ved utgangen av april og mai 2005. Basert på disse kartene var snømengden for det norske kraftsystemet omkring 115 % av normalt ved utgangen av april og 140 % av normalt ved utgangen av mai. Økningen skyldes først og fremst en kjølig værtype i mai som ga lite snøsmelting i fjellet. Kilde; NVE og Meteorologisk Institutt.**

Hvor mye av dette som i løpet av sommermånedene vil komme kraftproduksjonen til gode er avhengig av en rekke forhold. For det første vil temperatur, i tillegg til mengde og fordeling av nedbør i smelteperioden ha stor betydning. Snøsmelting i kombinasjon med regn vil gi flomtap ved en rekke bekkeinntak og kraftverk med lav reguleringsgrad. Dernest vil lagringsmulighetene i de ulike magasinene være av avgjørende betydning.

### 1.1.2 Tilsig i Sverige

Det svenske tilsiget var 34,3 TWh i andre kvartal 2005 (uke 14-26). Det er nesten 10 TWh mer enn i samme periode i 2004 og 5 TWh mer enn normalt.

I første halvår har tilsiget vært 40,4 TWh. Det er 11 TWh mer enn i 2004 og 6 TWh over normalen.

De siste 12 månedene (uke 27 2004 til uke 26 2005) har tilsiget vært 76 TWh. Det er vel 13 TWh mer enn normalt, og om lag 24 TWh høyere enn i tilsvarende periode ett år tidligere. Det høye svenske tilsiget har muliggjort rask oppfylling av magasinene og høy vannkraftproduksjon.

Gjennom de siste 24 månedene (juli 2003 til juni 2005) har tilsiget vært i overkant av 128 TWh. Det er knapt 3 TWh mer enn normalt.

## 1.2 Kaldt vær, forsinket smelting og sen oppfylling av magasinene

### 1.2.1 Utviklingen i de norske vannmagasinene

Ved inngangen til andre kvartal 2005 var fyllingsgraden 36,8 prosent eller 4,7 prosentpoeng under normalen<sup>1</sup> for årstiden. Årets laveste fyllingsgrad inntraff i begynnelsen av mai (utgangen av uke 17) med 31,6 prosent. Kaldt vær i mai måned førte til forsinket snøsmelting, og først nærmere midten av juni kom vårflommen for fullt. Dette førte til at fyllingsgraden lå godt under medianverdien frem til midten av juni. Forholdsvist varmt vær i siste halvdel av juni ga stor snøsmelting og høye tilsig, slik at magasinutfyllingen nærmet seg normalen til tross for høy produksjon og eksport.

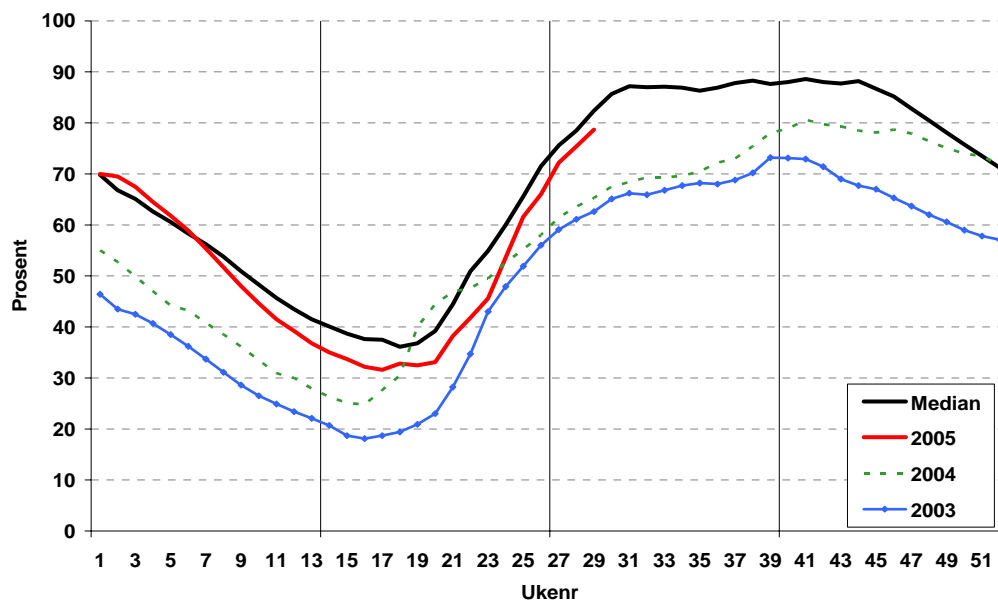
Magasinfylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 2. kvartal 2004	Fyllingsgrad ved utgangen av 2. kvartal 2005	Magasin-kapasitet TWh
Norge	58,0 %	66,0 %	84,3
Sverige	52,3 %	74,1 %	33,8
Finland	69,2 %	74,7 %	5,5

Ved utgangen av andre kvartal var magasinutfyllingen 66,0. Det er 5,5 prosentpoeng lavere enn medianverdien på samme tidspunkt. Utfyllingen ved utgangen av andre kvartal 2005 var likevel 8,0 prosentpoeng høyere enn på samme tid i 2004. Dette svarer til en energimengde på 6,7 TWh.

<sup>1</sup> Median for perioden 1990-2003.

Figur 1.2.1 Fyllingsgrad for landets magasiner (100 prosent = 84,3 TWh) i 2003, 2004 og 2005, prosent.

Kilde: NVE

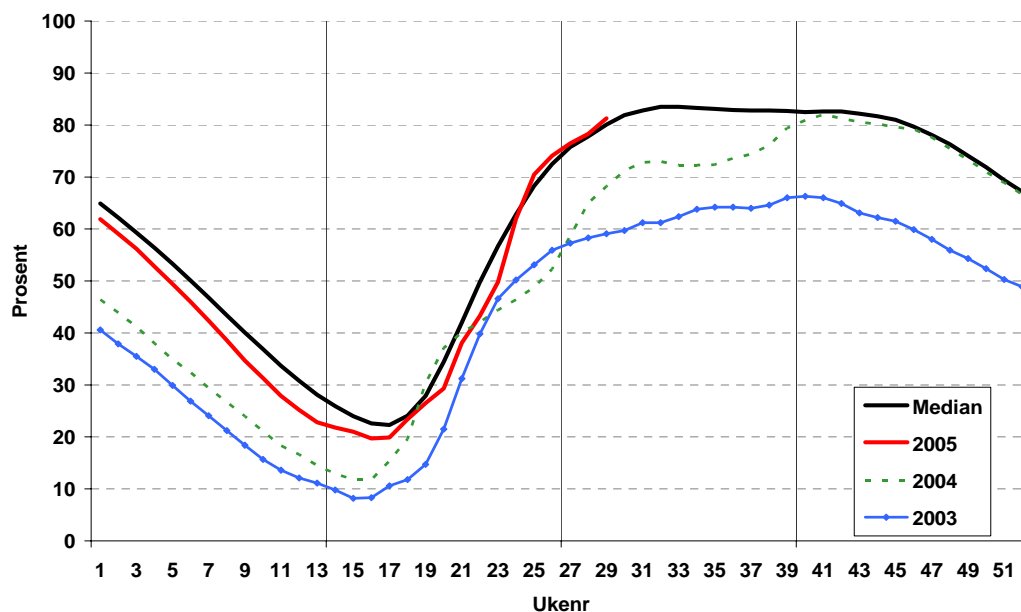


## 1.2.2 Magasinutvikling Sverige og Finland

Ved inngangen til andre kvartal 2005 var fyllingsgraden for svenske magasiner 22,8 prosent eller 5,3 prosentpoeng under medianverdien<sup>2</sup>. Ved utgangen av kvartalet var magasinutfyllingen 74,1 prosent. Det er 1,6 prosentpoeng høyere enn medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av andre kvartal 2005 var 21,8 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2004, tilsvarende en energimengde på 7,4 TWh.

Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske magasiner (100 prosent = 33,8 TWh) i 2003, 2004 og 2005, prosent.

Kilde: Svensk Energi



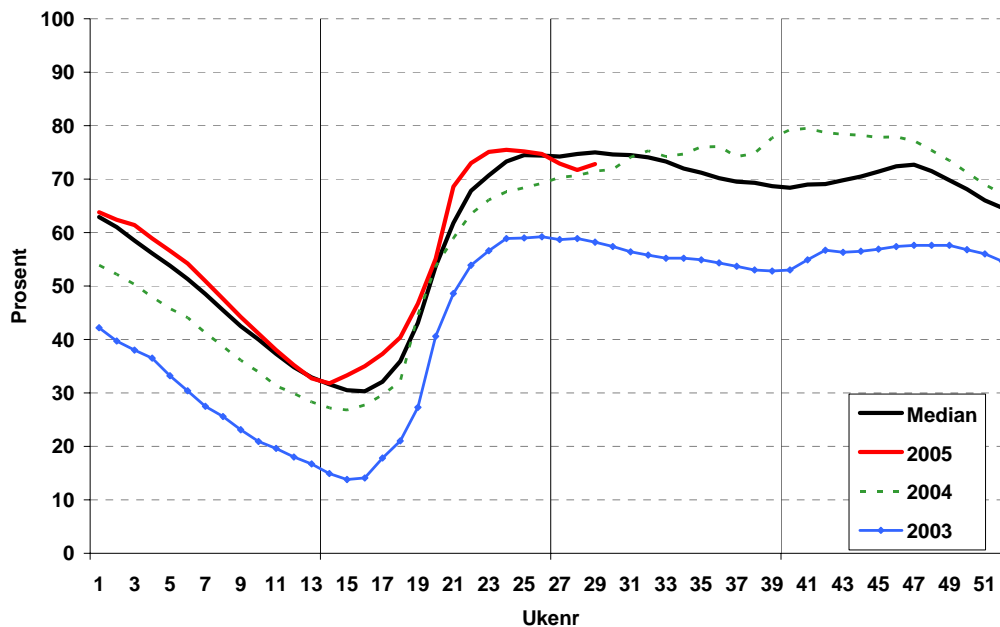
<sup>2</sup> Middelerverdier for perioden 1950-2001.



Ved inngangen til andre kvartal 2005 var fyllingsgraden for finske magasiner 32,7 prosent eller omtrent den samme som medianverdien<sup>3</sup>. Ved utgangen av kvartalet var magasinfylningen 74,7 prosent. Det er også omtrent den samme som medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av andre kvartal 2005 var 5,5 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2004, og dette svarer til en energimengde på 0,3 TWh.

Figur 1.2.3 Fyllingsgrad for finske magasiner (100 prosent = 5,5 TWh) i 2003, 2004 og 2005, prosent.

Kilde: Nord Pool



I sum er dermed den vannmengde som er lagret i svenske og finske vannmagasiner ved utgangen av andre kvartal i år 7,7 TWh større enn til samme tid i fjor. Inklusive den økte vannbeholdningen i Norge er den lagrede vannmengden i Norden 14,4 TWh større enn til samme tid i 2004. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske magasiner er 123,6 TWh.

<sup>3</sup> Medianverdi for perioden 1978-2001.

## 1.3 Produksjon, forbruk og utenlandshandel

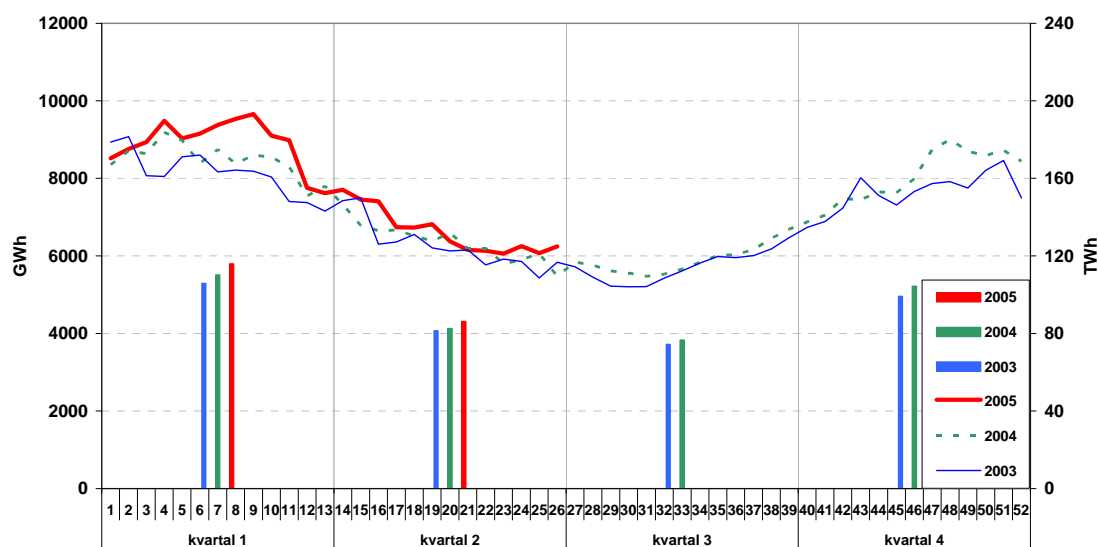
### 1.3.1 Nordisk kraftproduksjon

I sum ble det produsert 86,4 TWh elektrisitet i de fire nordiske landene i andre kvartal 2005. Sammenlignet med andre kvartal i foregående år er det en økning på 5,3 TWh fra 2003 og 3,6 TWh fra i fjor. Samtidig har kraftforbruket i Norden vært lavere enn det som er observert i dette kvartalet i de to foregående årene. Dette innebærer at den økte produksjonen har medvirket til høyere krafteksport ut av Norden. I forhold til de to foregående årene har det i år vært

betydelig høyere vannkraftproduksjon, mens produksjonen fra termiske kraftverk har avtatt. Bedret ressurstilgang og høye priser på innsatsfaktorer i termisk kraftproduksjon og utslippstillatelser for CO<sub>2</sub> har bidratt til denne dreiningen.

Produksjon (TWh)	2. kv. 2005	Endring fra 2. kv. 2004	Siste 52 uker	Endring fra forrige 52 ukers periode
Norge	30	30 %	124	11 %
Sverige	35	7 %	151	11 %
Finland	14	- 25 %	74	- 7 %
Danmark	7	- 13 %	36	- 12 %

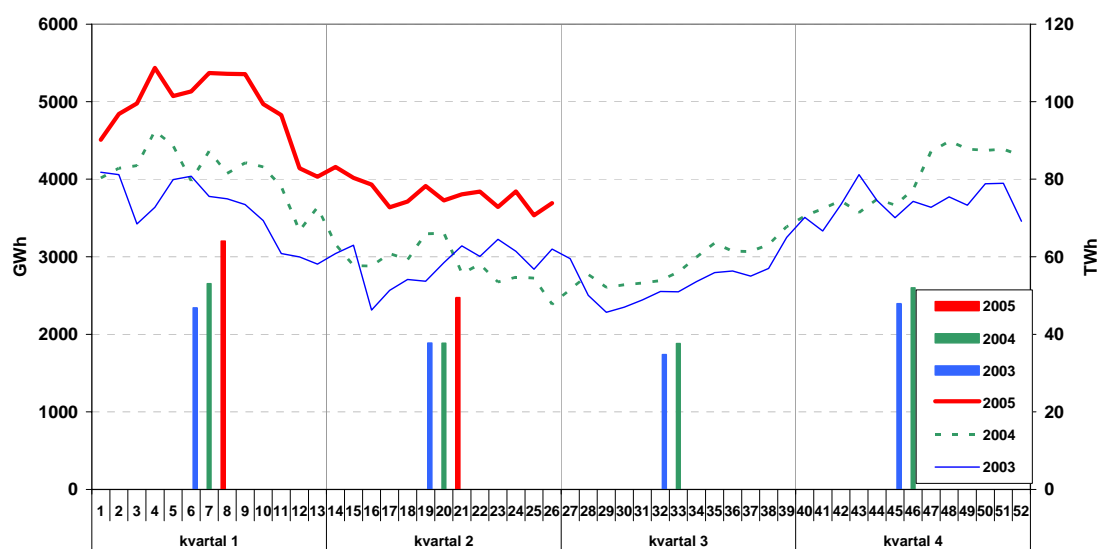
Figur 1.3.1 Nordisk kraftproduksjon, 2003 – 2005, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



### Vannkraft

Den nordiske vannkraftproduksjonen har vært høy i hele første halvår 2005. I andre kvartal ble det produsert 49,5 TWh fra vannkraftverk i Norge, Sverige og Finland. Dette utgjør 57 prosent av den totale produksjonen i Norden i dette kvartalet. I andre kvartal i fjor utgjorde til sammenligning vannkraftproduksjonen 37,7 TWh, eller 46 prosent av totalproduksjonen. Ikke siden i 2000, da fyllingsgraden i de nordiske magasinene ved inngangen til andre kvartal var 42,0 prosent (mot 37,8 prosent i år), har produksjonen vært høyere. Normale fyllingsgrader i vannmagasinene og ikke minst mye snø i fjellet, har bidratt til den høye vannkraftproduksjonen, som i løpet av første halvår har vært 113,5 TWh. Det er en økning fra første halvår i fjor på hele 22,5 TWh.

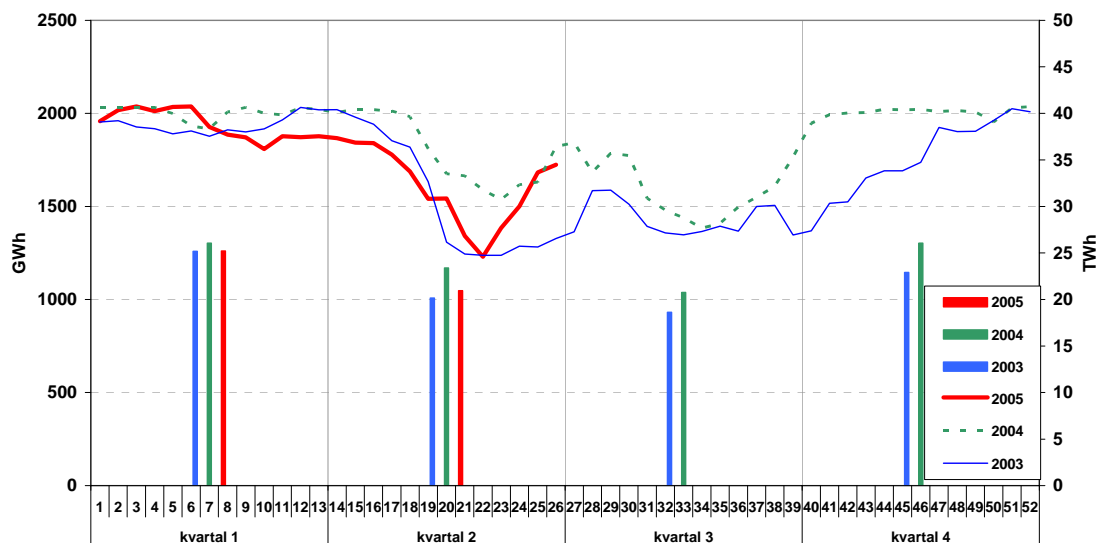
**Figur 1.3.2 Nordisk vannkraftproduksjon, 2003 – 2005, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool**



### Kjernerkeft

I løpet av andre kvartal har produksjonen ved svenske og finske kjernekraftverk vært 21,0 TWh. Det er en reduksjon i forhold til andre kvartal i fjor da produksjonen var 23,4 TWh. I 2004 var imidlertid produksjonen betydelig høyere enn det som er observert i dette kvartalet i 2003 og 2002, på grunn av korte revisjonsperioder ved svenske kjernekraftverk. I andre kvartal har om lag 75 prosent av den totale nordiske kjernekraftproduksjonen kommet fra de svenske verkene. Den 31. mai ble den siste reaktoren ved Barsebäck 2, med en installert ytelse på 600 MW tatt ut av drift. Dette tilsvarer et årlig produksjonsbortfall på omkring 5,0 TWh. I tillegg har flere av de andre svenske kjernekraftverkene og de to største blokkene ved Olkiluoto i Finland, vært ute til vedlikehold i løpet av andre kvartal.

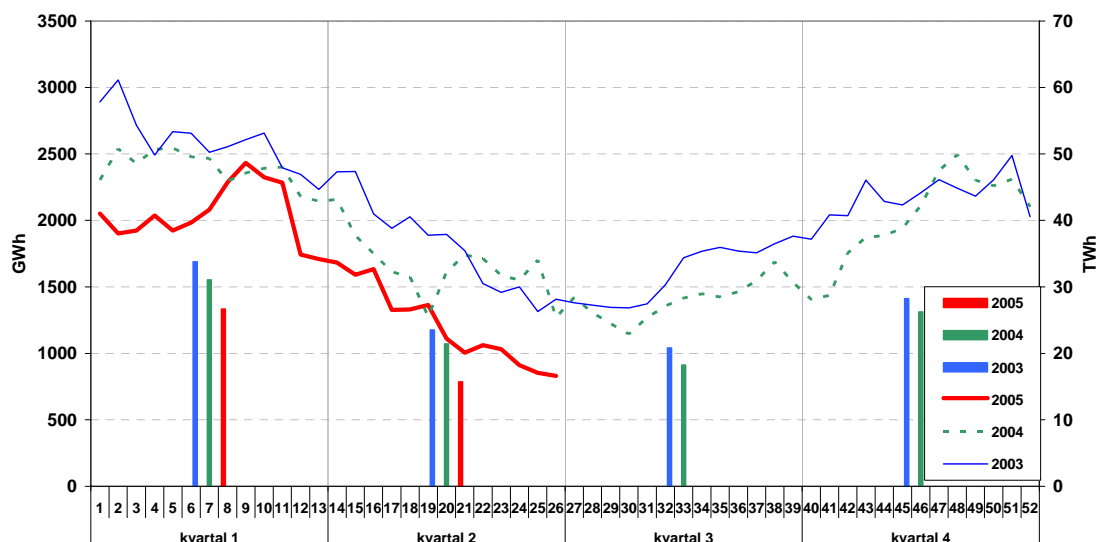
Figur 1.3.3 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2003 – 2005, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



#### Øvrig varmekraft

Produksjonen fra øvrige varmekraftverk i Norden har falt kraftig utover i andre kvartal. Dette skyldes i hovedsak en sterk reduksjon i kraftproduksjonen i Finland i forbindelse med streik og senere lock-out i finsk papirindustri. I sum var produksjonen i andre kvartal 15,7 TWh. Mot slutten av kvartalet falt den ukentlige produksjonen ned mot 800 GWh. I andre kvartal i fjor var produksjonen til sammenligning 21,4 TWh, mens den i 2003 var hele 23,5 TWh. Både i 2003 og 2004 har det imidlertid vært høy produksjon fra varmekraftverk på grunn av lav magasinifylling og vannkraftproduksjon i Norden.

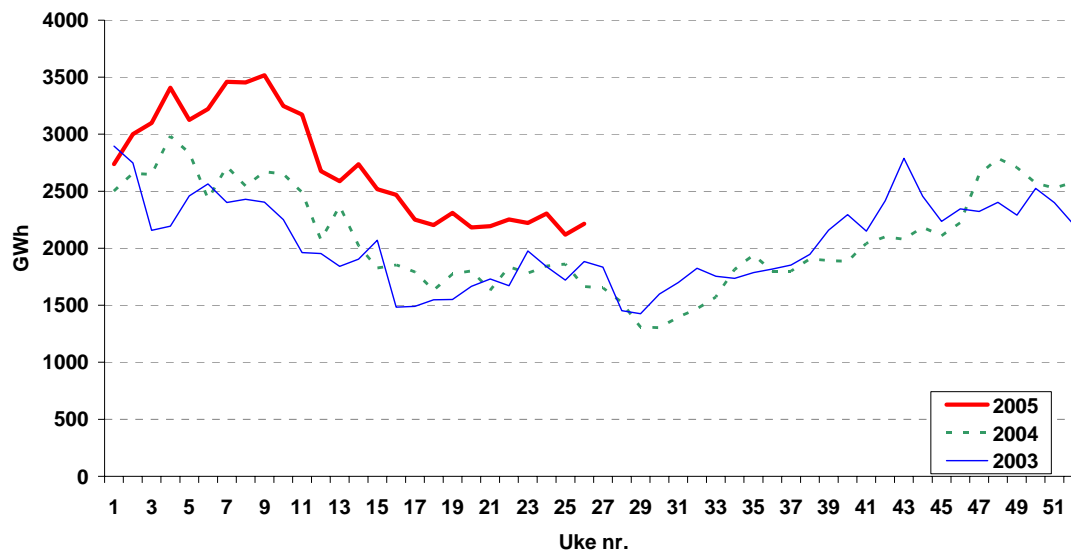
Figur 1.3.4 Nordisk produksjon fra øvrige varmekraftverk, 2003 – 2005, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



### 1.3.1.1 Norge – Sterk økning i produksjonen

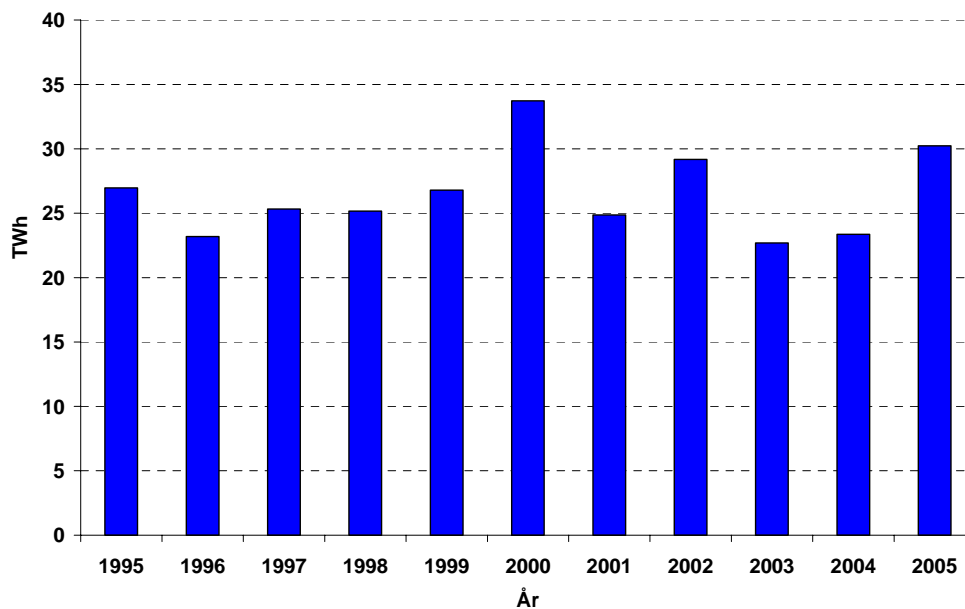
Elektrisitetsproduksjonen i Norge i andre kvartal 2005 var 30,2 TWh som er den nest høyeste produksjonen i dette kvartalet noensinne.

Figur 1.3.5 Norsk produksjon, 2003 – 2005. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



I forhold til produksjonen i andre kvartal 2004 på 23,4 TWh, er det en økning på nesten 30 prosent. Produksjonen er den høyeste siden rekordåret 2000, da produksjonen i andre kvartal var 33,7 TWh. Den høye produksjonen henger sammen med høye kraftpriser i utlandet, høy eksport og at tilsiget i andre kvartal 2005 var 3 TWh høyere enn normalt.

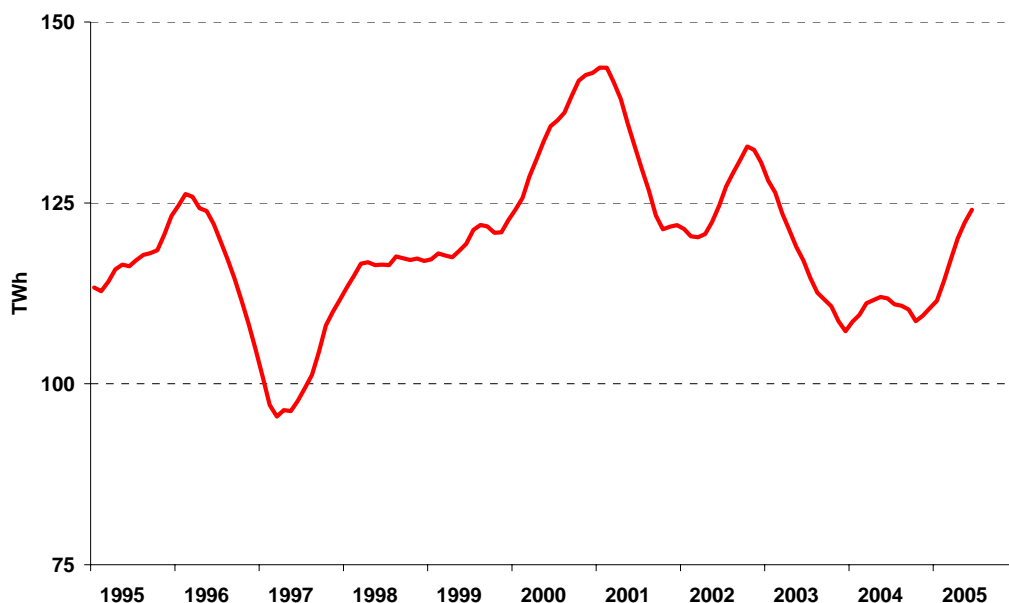
Figur 1.3.6 Kraftproduksjon i andre kvartal for perioden 1995-2005, TWh. Kilde: NVE



I første halvår 2005 var produksjonen 70,6 TWh som er 13,6 TWh mer enn i samme periode i 2004, dvs. en økning på 23,9 prosent.

De siste 12 månedene er det produsert 124,0 TWh elektrisk kraft. Det er 10,9 prosent mer enn i samme periode ett år tidligere. Produksjonen de siste 12 månedene er dermed om lag 4 TWh høyere enn midlere årlig produksjonsevne for det norske kraftsystemet (vann-, vind- og varmekraft) som er beregnet til ca 120 TWh. Det var først og fremst tilsig godt over normalt som førte til økningen i kraftproduksjonen de siste 12 månedene.

Figur 1.3.7 Kraftproduksjon i Norge, sum for de siste 12-måneder, TWh. Kilde: NVE

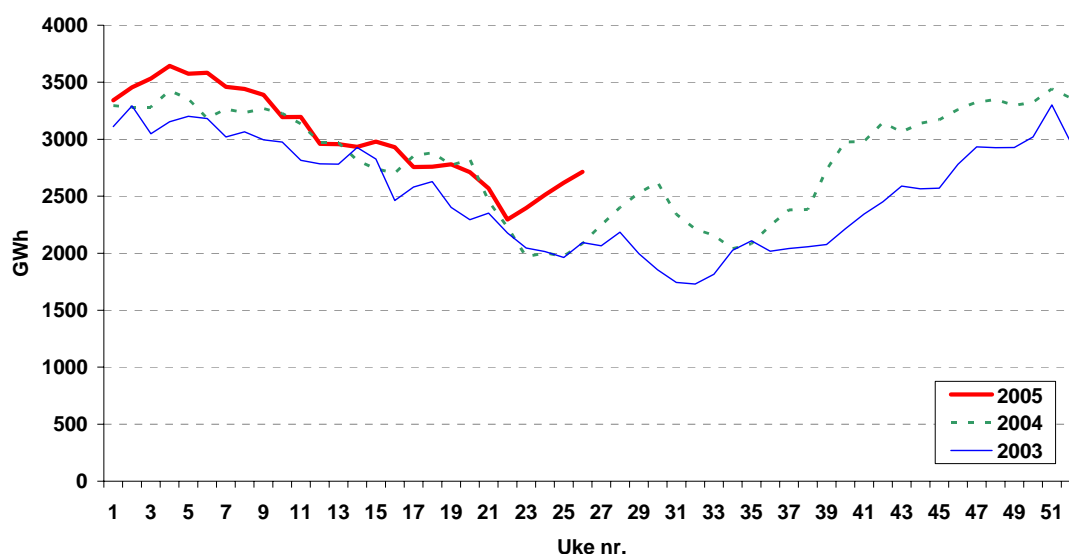


Figuren viser hvordan den norske kraftproduksjonen varierer. Tørrværsperiodene i 1996/97 og 2002/03 resulterte i lav produksjon, mens vååret 2000 ga høy produksjon. Tilsigssvikten høsten 2002 var så kraftig at den har fått følger for produksjonen helt frem til utgangen av 2004.

### 1.3.1.2 Sverige

I likhet med i Norge har vannkraftproduksjonen i Sverige vært stabilt høy i andre kvartal. Ukevolumene har ligget mellom 1163 og 1344 GWh og i de siste ukene av kvartalet var produksjonen over det dobbelte av det vi hadde i disse sommerukene i fjor. Den samlede svenske vannkraftproduksjonen økte dermed med 4,8 TWh fra tilsvarende kvartal i fjor til 16,4 TWh. Dette bidro til at den totale svenske kraftproduksjonen økte sammenlignet med i fjor. Kraftproduksjonen i de svenske kjernekraftverkene var 15,8 TWh, en nedgang på 2,4 TWh fra andre kvartal i 2004. I sum ble det produsert 35,0 TWh elektrisk energi i Sverige i andre kvartal. Den svenske kraftproduksjonen utgjorde dermed 41 prosent av den totale nordiske produksjonen.

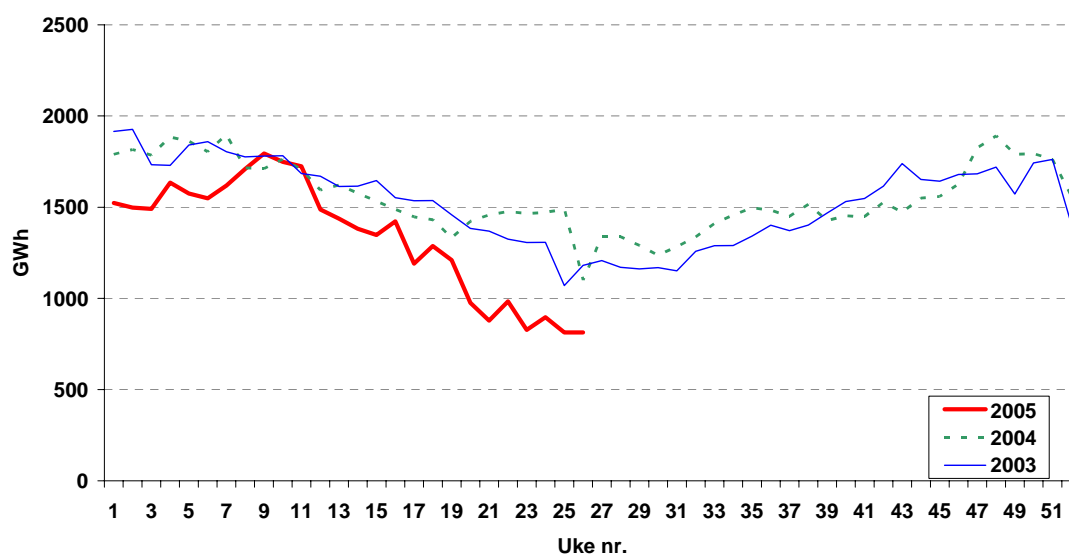
Figur 1.3.8 Svensk produksjon, 2003 – 2005. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



### 1.3.1.3 Finland

I Finland har det i andre kvartal vært en samlet kraftproduksjon på 14,0 TWh. Det er nedgang på over 4 TWh fra produksjonen i dette kvartalet i de to foregående årene. Konflikten i den finske papirindustrien er årsaken til denne nedgangen. I løpet av de siste 7 ukene av kvartalet var produksjonen 6,2 TWh, mens den i tilsvarende periode i fjor var 9,9 TWh. Reduksjonen har i hovedsak funnet sted i varmekraftverk hvor produksjonen i disse ukene falt fra 5,4 TWh i fjor til 1,7 TWh i år. I de kombinerte kraft- og varmekverkene i den finske industrien falt produksjonen fra 214 GWh i uke 19 til 36 GWh i uke 20. Kraftproduksjonen i de finske kjernekraftverkene har vært 5,2 TWh, det vil si samme produksjon som i andre kvartal i fjor.

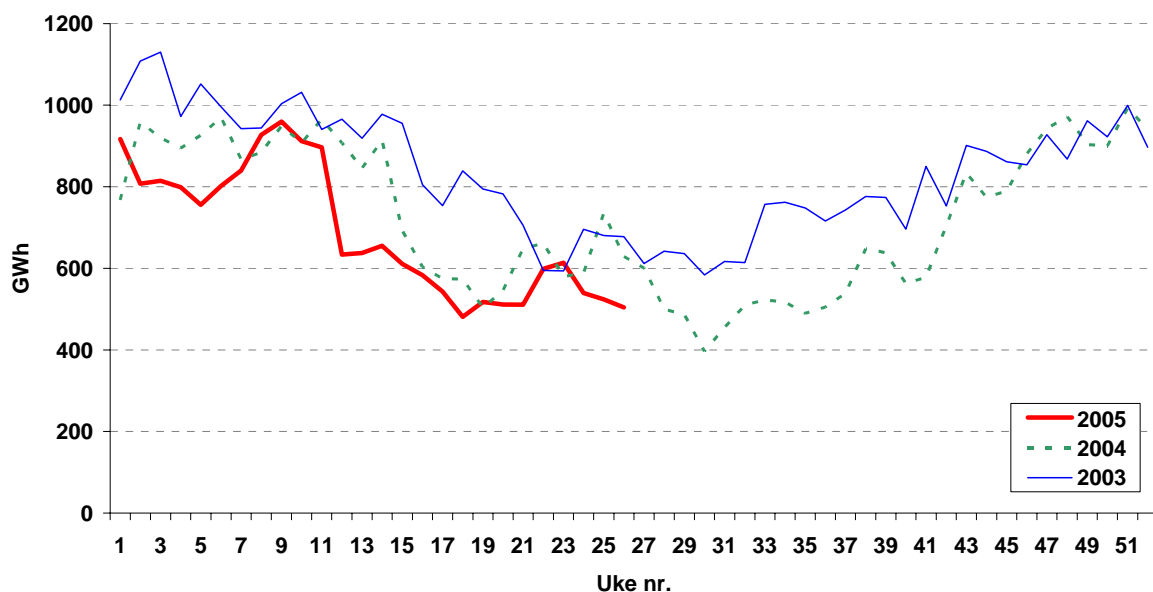
Figur 1.3.9 Finsk produksjon, 2003 – 2005. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



#### 1.3.1.4 Danmark

Den danske kraftproduksjonen har så langt i år vært lavere enn det som har blitt observert i de foregående årene. Dette henger sammen med økt vannkraftproduksjon i Norge og Sverige. Den bedrede nordiske ressursituasjonen gjennom høyere tilsig, økt marginalkostnad på produksjon fra varmekraftverk på grunn av høyere brenselpriser (gass og olje) og prising av CO<sub>2</sub>-utslipp ser ut til å ha redusert produksjonen i Danmark. Totalt ble det produsert 7,2 TWh, og det er en nedgang på oppunder 1,0 TWh fra andre kvartal i fjor.

Figur 1.3.10 Dansk kraftproduksjon, 2003 – 2005. GWh/uke. Kilde: Nord Pool





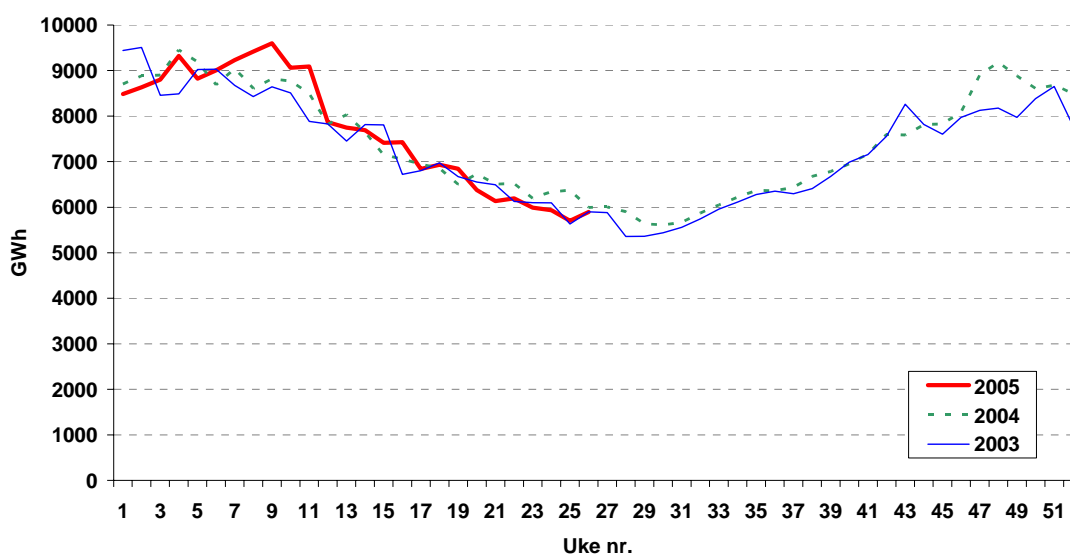
### 1.3.2 Nordisk kraftforbruk

I andre kvartal var det samlede nordiske kraftforbruket 85,6 TWh. Det er 1,2 TWh lavere enn forbruket i andre kvartal i fjor, til tross for at påsken i fjor falt i andre kvartal. Fra uke 1 til uke 19 var imidlertid det nordiske kraftforbruket 158,2 TWh og 2,6 TWh høyere enn i tilsvarende uker i 2004.

Reduksjonen i kraftforbruket i Norden henger dermed sammen med nedgangen i det finske kraftforbruket etter konflikten i papirindustrien som startet i uke 19. Forbruket i de andre nordiske landene i andre kvartal har vært 69,4 TWh og det er en økning på 2,3 TWh, eller 3,4 prosent fra tilsvarende kvartal i fjor.

Forbruk (TWh)	2. kv. 2005	Endring fra 2. kv. 2004	Siste 52 uker	Endring fra forrige 52 ukers periode
Norge	28	6 %	125	5 %
Sverige	33	2 %	146	2 %
Finland	16	- 18 %	83	- 1 %
Danmark	8	1 %	35	1 %

Figur 1.3.11 Nordisk forbruk, 2003 – 2005. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



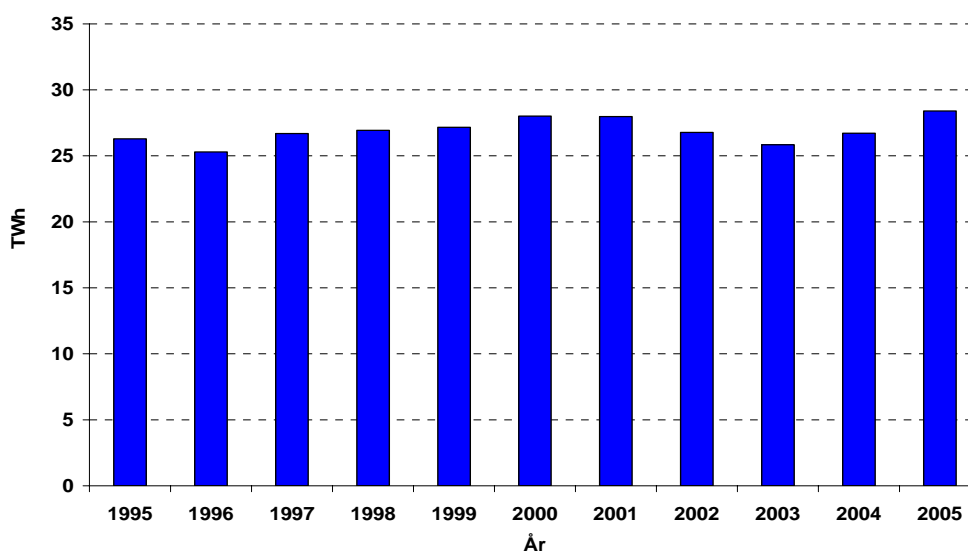
#### 1.3.2.1 Fortsatt økning i det norske kraftforbruket

Det innenlandske elektrisitetsforbruket var i andre kvartal på i alt 28,4 TWh mot 26,7 TWh i samme kvartal i 2004. Det er en økning på 6,4 prosent. Forbruket er det høyeste noensinne i dette kvartalet.

Noe av økningen i elektrisitetsforbruket i andre kvartal 2005 ser ut til å skyldes overgang fra olje til elektrisitet, siden det er observert en nedgang i salget av lette fyringsoljer (inkl. parafin) i

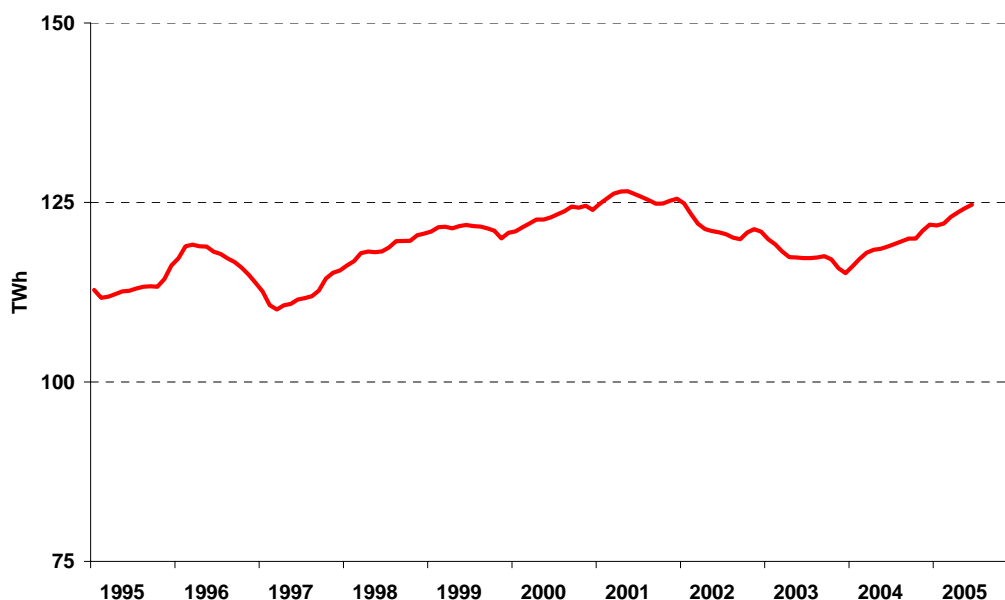
andre kvartal. Nedgangen i oljesalget er på rundt 20 prosent, eller ca 0,3 TWh (ved bruksvirkningsgrad 0,8) i forhold til samme periode i 2004.

Figur 1.3.12 Innenlandsk forbruk av elektrisk kraft i andre kvartal for perioden 1995-2004, TWh. Kilde: NVE



I første halvår 2005 var elektrisitetsforbruket 65,4 TWh. Det er 2,8 TWh mer enn i samme periode i 2004, dvs. en økning på 4,4 prosent. I sum for de siste 12 månedene har det norske elektrisitetsforbruket vært 124,7 TWh. Det er en økning på 5,8 TWh eller 4,9 prosent i forhold til samme periode ett år tidligere. Forbruket de siste 12 månedene er nesten 5 TWh høyere enn midlere årlig produksjonsevne.

Figur 1.3.13 Sum innenlandsk elektrisitetsforbruk for de siste 12-måneder, TWh. Kilde: NVE



Figuren viser at forbruket er i ferd med å ta seg opp etter å ha falt i perioden 2001-2003. Dette mønsteret stemmer godt med hva som ble observert i 1997 etter tørråret 1996, selv om

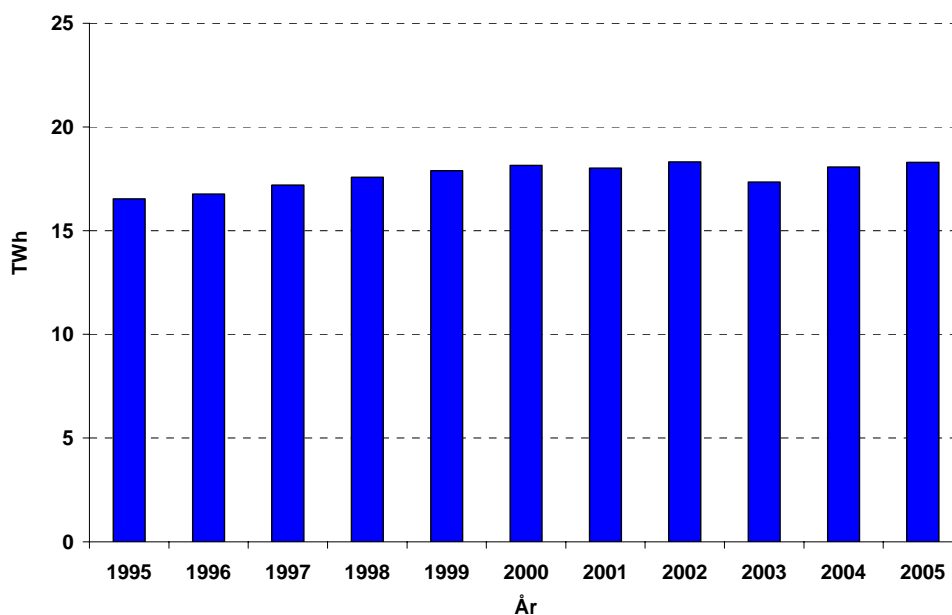
fordelingen av veksten på ulike forbrukssektorer er forskjellig. Sum forbruk de siste 12 månedene er nå oppe på samme nivå som høsten 2000.

Til tross for den forholdsvis høye veksten de siste 12 månedene, er forbruket av elektrisitet fortsatt noe lavere enn høyeste 12-måneders forbruk før den anstrengte kraftsituasjonen i 2002. En av årsakene til at vi ikke har kommet tilbake på nivået vi hadde før vinteren 2002-2003, kan være at kraftprisene har vært høyere enn i tiden før høsten 2002.

Forbruket i alminnelig forsyning var i andre kvartal 18,1 TWh mot 17,2 TWh i tilsvarende kvartal i 2004. Der er en økning på 5,4 prosent. For siste 12-månedersperiode har det vært en økning i forbruket på 2,6 prosent.

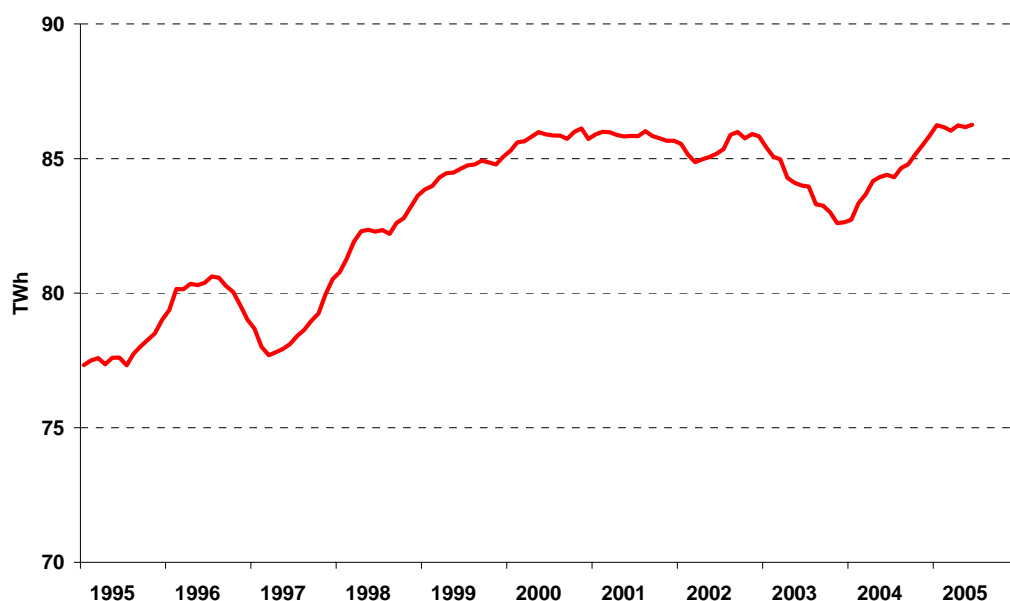
Andre kvartal var kaldere enn samme kvartal i 2004, men likevel noe varmere enn normalt, og korrigert til normale temperaturforhold ble det alminnelige forbruket 18,3 TWh i andre kvartal 2005 mot 18,1 TWh i 2004. Det er en økning på 1,2 prosent. For siste 12-månedersperiode var forbruket 2,2 prosent høyere enn i forrige 12-månedersperiode (juli 2003 – juni 2004).

Figur 1.3.14 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, andre kvartal 1995-2004, TWh. Kilde: NVE



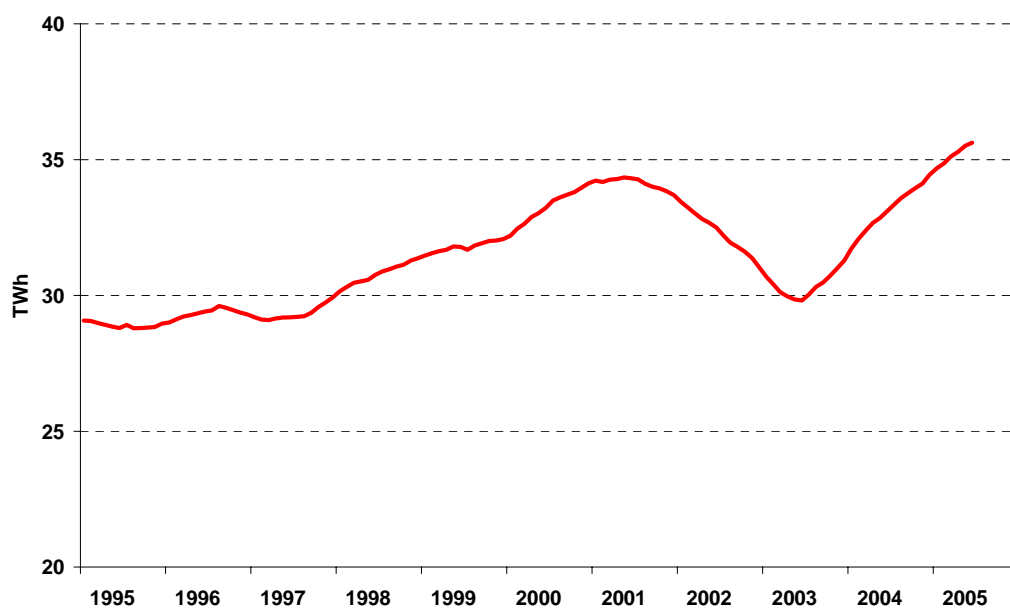
Figuren viser at forbruket i andre kvartal har økt jevnt og trutt i hele perioden 1995-2000. Deretter har forbruket stabilisert seg, bortsett fra andre kvartal 2003 som hadde lavere forbruk. Det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning er nå oppe på nivået fra 2002.

Figur 1.3.15 Temperaturkorrigert forbruk i alminnelig forsyning, sum for de siste 12-måneder, TWh. Kilde: NVE



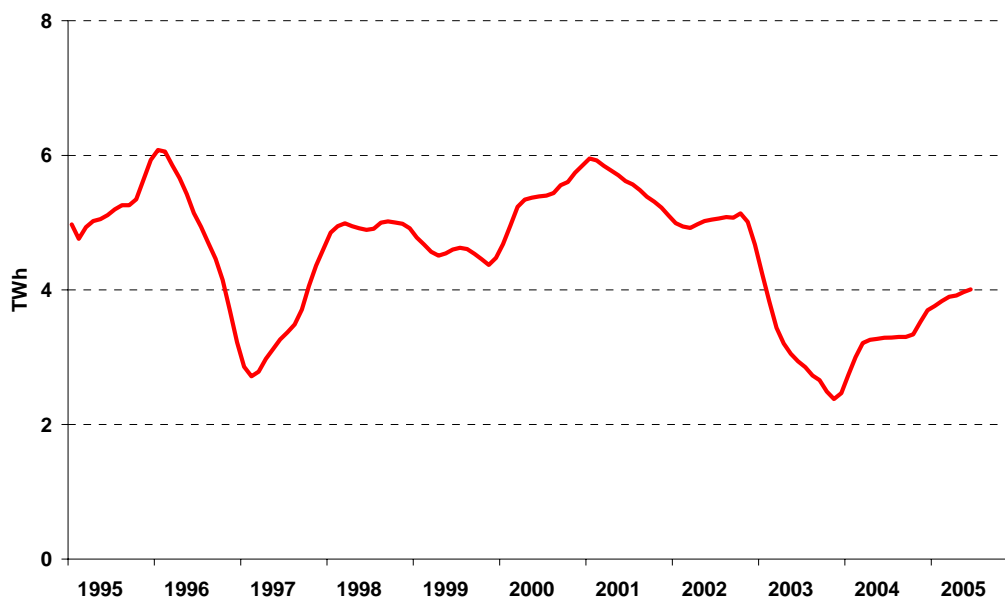
Kraftforbruket i kraftintensiv industri har vært i sterk vekst siden sommeren 2003. Økningen har sammenheng med produksjonsøkning for Hydro Aluminium på Sunndalsøra, gode markedsforhold for denne industrien og at denne sektoren i 2003 solgte kraft tilbake til markedet istedenfor å bruke kraften selv. Veksten i denne forbrukssektoren ser nå ut til å avta. Forbruket i kraftintensiv industri var i andre kvartal 6,1 prosent høyere enn i samme periode i 2004. De siste 12 månedene var forbruket i kraftintensiv industri 35,6 TWh referert kraftstasjon, en økning på 7,6 prosent i forhold til forrige 12-månedersperiode. Dette er det høyeste forbruket som noen gang er observert for denne industrien.

Figur 1.3.16 Forbruk i kraftintensiv industri, sum for de siste 12-måneder, TWh. Kilde: NVE



Forbruket av kraft til elektrokjeler var i andre kvartal 15,6 prosent høyere enn i tilsvarende periode i fjor. De siste 12 månedene har forbruket vært 4,0 TWh som er 21,8 prosent mer enn i samme periode ett år tidligere. Forbruket i siste 12-månedersperiode er likevel bare omkring 65 prosent av hva det var 1995 og 2000. I begge disse årene nådde forbruket opp i ca 6 TWh.

Figur 1.3.17 Sum forbruk av kraft til elektrokjeler for de siste 12-måneder, TWh. Kilde: NVE



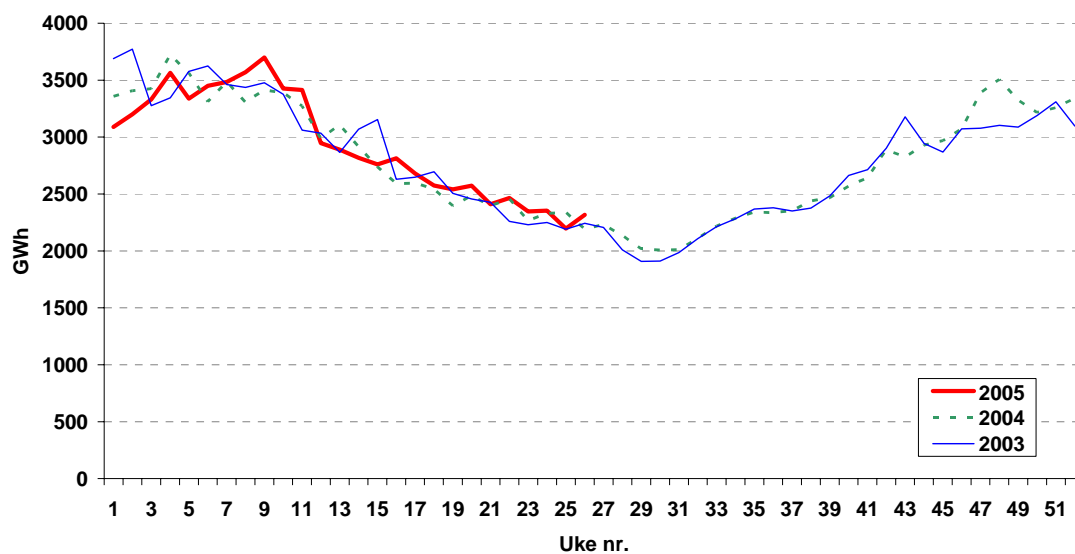
Elektrokjeler kan benytte olje i stedet for elektrisitet dersom det faller seg lønnsomt. I perioden 1995-2004 har kraftprisene variert betydelig. Ut fra figuren ser vi at variasjonsområdet for elektrokjelforbruket i perioden 1995-2005 er fra rundt 2,5 TWh til 6 TWh. Om lag 2,5 TWh av dette forbruket ser ut til å ha høyere utkoblingspris enn det som er observert i perioden 1995-2005.

### 1.3.2.2 Sverige

Kraftforbruket i Sverige har økt med 2 prosent fra andre kvartal i fjor til andre kvartal i år. I første halvår 2005 har det svenske kraftforbruket vært 76,3 TWh, hvorav 32,8 TWh skriver seg fra andre kvartal. Varmere vær enn normalt i Sverige i første halvår har bidratt til å dempe forbruket. Korrigert til normale temperaturer har det svenske akkumulerte forbruket i første halvår vært 78,2 TWh<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> Svensk Energi: <http://www.svenskenergi.se/kraftlaget/sverige.htm>

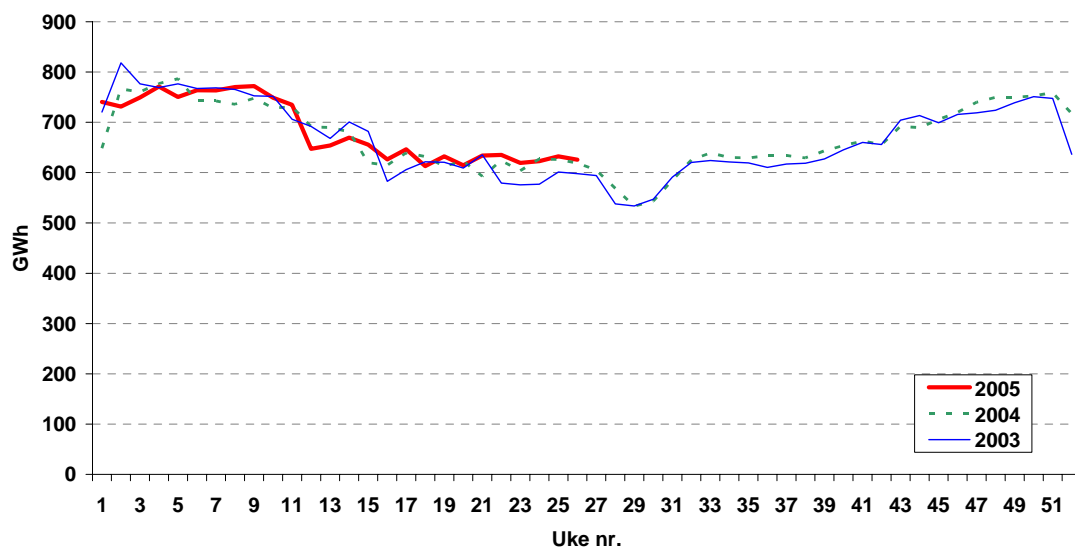
Figur 1.3.18 Svensk forbruk, 2003 – 2005. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



### 1.3.2.3 Danmark

Det danske kraftforbruket har vært stabilt i andre kvartal. Det ukentlige forbruket har ligget mellom 613 og 670 GWh i hele perioden. I sum har dette gitt et dansk forbruk på 8,2 TWh. Sammenlignet med samme periode i fjor er det en økning på 0,1 TWh. Det akkumulerte danske forbruket i første halvår har vært 17,8 TWh og 0,2 TWh mer enn det som ble observert fra uke 1 til uke 26 i 2004.

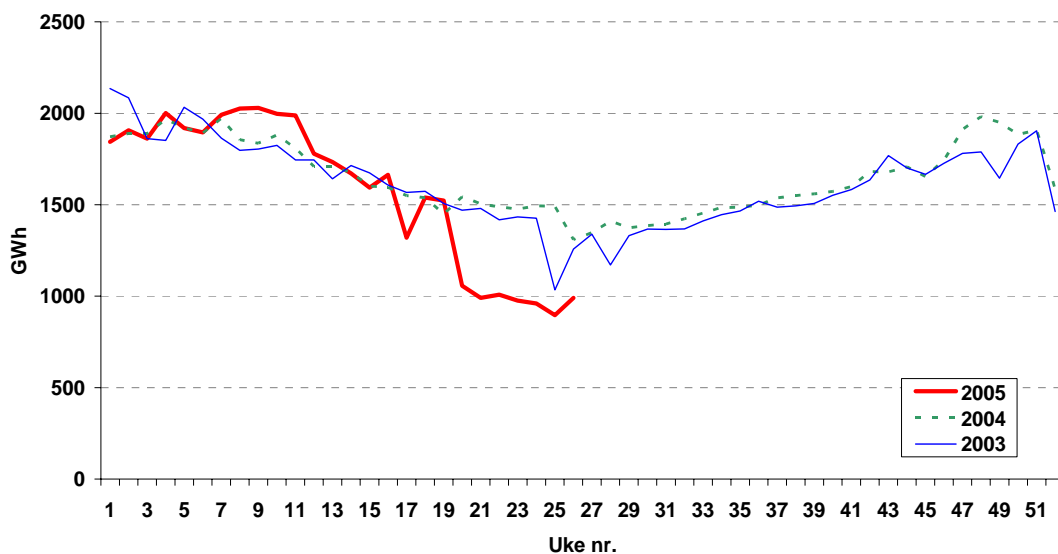
Figur 1.3.19 Dansk forbruk, 2003 – 2005. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



### 1.3.2.4 Finland

Det finske kraftforbruket i andre kvartal ble sterkt påvirket av uenigheten i det finske arbeidsmarkedet. Den 15. mai ble det påbegynt en streik. Etter tre dager ble streiken etterfulgt av en lock-out som varte helt til 29. juni. Papirindustrien er en betydelig kraftforbruker i Finland, og i de berørte ukene i andre kvartal ble forbruket redusert med rundt en tredjedel. Også i uke 17 var det uenighet i papirindustrien som medførte redusert finsk forbruk. I andre kvartal var det samlede finske forbruket 16,2 TWh. I forhold til samme kvartal i fjor er det en nedgang på 3,5 TWh, tilsvarende 18 prosent. Dette er for øvrig det laveste forbruket som er registrert i denne perioden siden 1996. I løpet av første halvår har kraftforbruket vært 41,2 TWh eller 2,7 TWh lavere enn i fjor.

Figur 1.3.20 Finsk forbruk, 2003 – 2005. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



### 1.3.3 Handel og kraftutveksling

Kraftproduksjonen i det nordiske kraftmarkedet har økt betydelig i forhold til det vi har sett i dette kvartalet de to foregående årene. Høyere magasinfylling enn i fjor og vesentlig mer snø i fjellet enn i for et år siden, har ført til høy produksjon fra vannkraftverk i Norge og Sverige. I tillegg har høyere brenselpriser og økende kostnader for utslipp av CO<sub>2</sub> presset kostnadene til de termiske delene av systemet og i Tyskland opp. Dette har påvirket kraftflyten mellom de nordiske landene og mot kontinentet i andre kvartal.

**Tabell 1.3.1 Import og eksport i Norden i andre kvartal 2005, TWh. Kilde: Nord Pool**

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

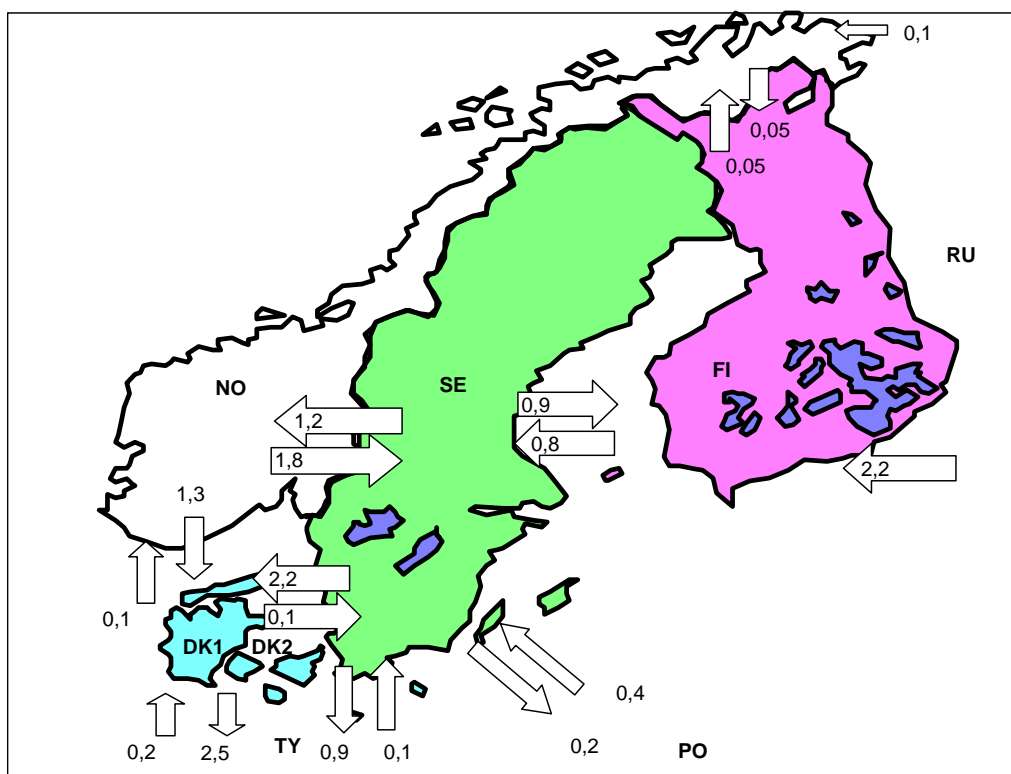
Fra Norge og Sverige har det vært en nettoeksport til de to danske elspotområdene på 3,3 TWh i løpet av andre kvartal. Det er nesten en dobling fra første kvartal, da den norske og svenske nettoeksporten til Danmark var 1,7 TWh.

Som vi også har sett tidligere, blir mye av den danske importen fra Norge og Sverige transittert til Tyskland. I løpet av andre kvartal har det fra Jylland og Sjælland vært en samlet nettoeksport på 2,3 TWh til Tyskland. Dette innebærer likevel at det har blitt produsert 1,0 TWh mindre enn det totale forbruket i Danmark i denne perioden. Kraftimporten har dermed utgjort om lag 12 prosent av det danske kraftforbruket. I tillegg til høy dansk krafteksport til Tyskland, har det også vært stor eksport fra Sverige til Tyskland.

I sum har den nordiske krafteksporten til Tyskland vært 3,1 TWh. Den finske kraftimporten fra Russland, har også i andre kvartal 2005 vært høy. Til sammen har denne importen vært 2,2 TWh. Dette tilsvarer om lag differansen mellom finsk forbruk og produksjon.

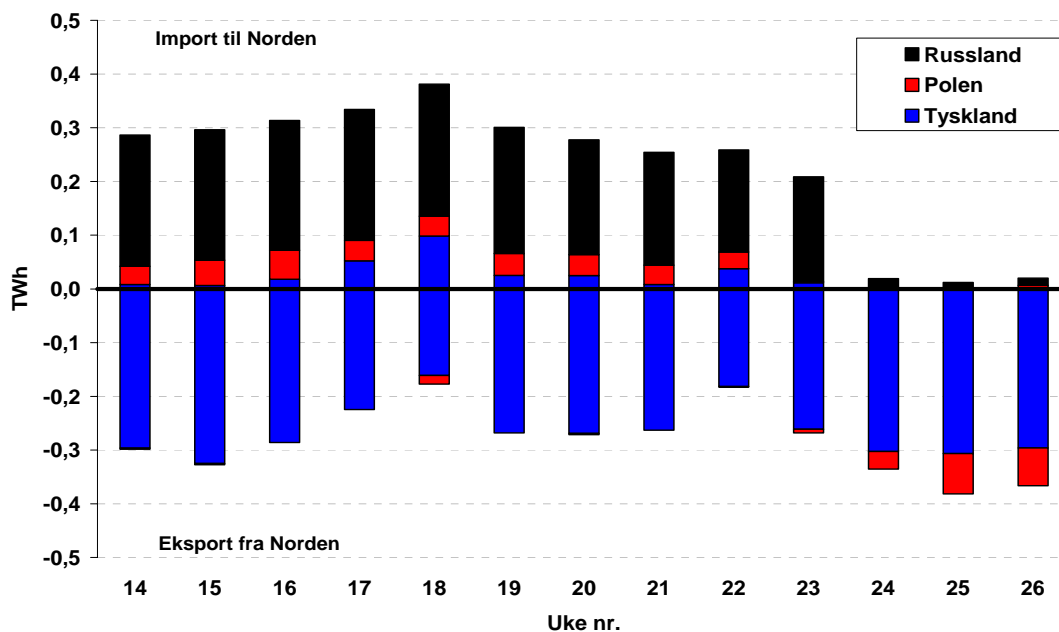


Figur 1.3.21 Import og eksport i Norden i andre kvartal 2005, TWh. Kilde: Nord Pool



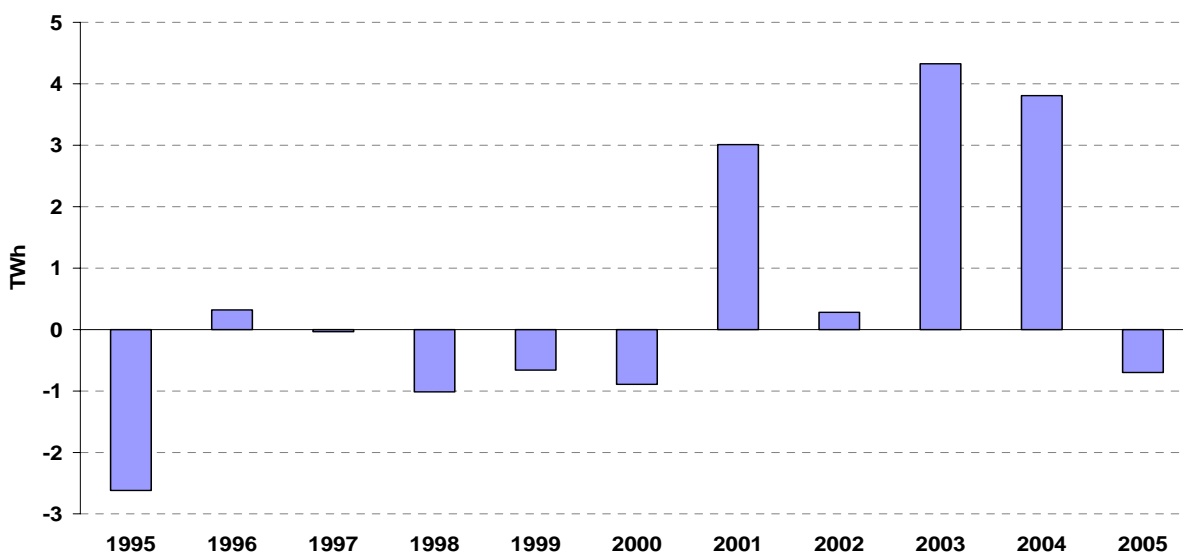
Med unntak av i uke 18 har det stort sett vært balanse i den nordiske kraftutvekslingen frem til og med uke 23. I år falt Kristi Himmelfartsdag i uke 18. I deler av denne uken snudde kraftflyten mellom Norden og Tyskland, slik at det også var nordisk import. Dette bidro til den høyeste nordiske nettoimporten i en uke så langt i år med 204 GWh. Ellers i andre kvartal har det stort sett vært nordisk krafteksport til Tyskland, der prisene stort sett har ligget over det nordiske prisnivået også i lavlastperioder. Importen fra Russland har vært stabil frem til uke 24, da revisjoner på linjenettet medførte at overføringen mellom Yliskälä og Vyborg på 1400 MW ikke var tilgjengelig i de tre siste ukene av kvartalet. Overføringskapasiteten mellom Sverige og Polen ble frem til uke 23 hovedsakelig benyttet til svensk import. Mot slutten av kvartalet har det imidlertid blitt eksportert om lag 0,2 TWh fra Sverige.

Figur 1.3.22 Nordisk utveksling av kraft, uke 14-26, 2005. MWh. Kilde: Nord Pool

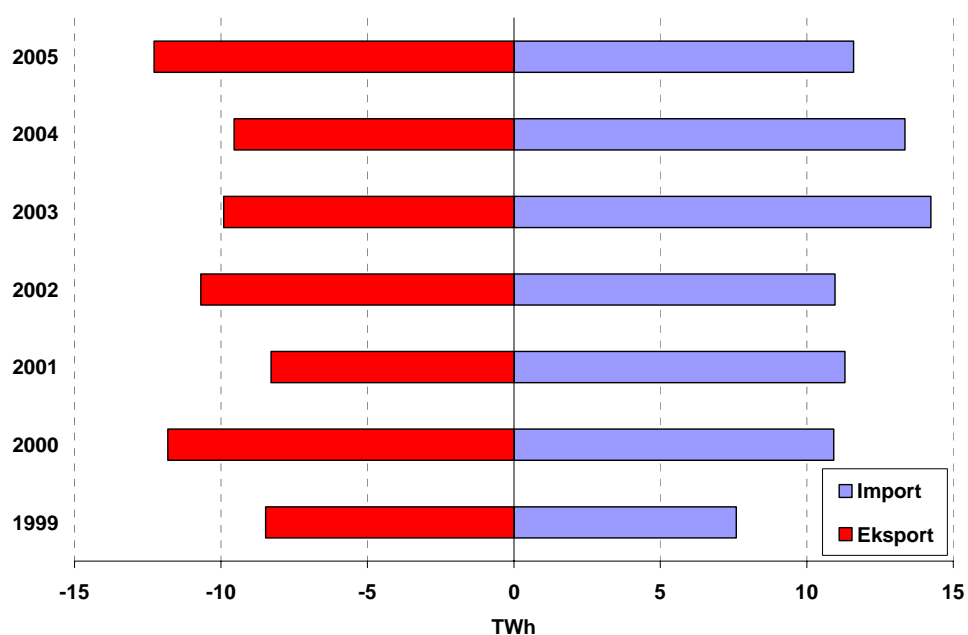


I 2003 og 2004 var den nordiske kraftutvekslingen i andre kvartal preget av høy import. Mindre vann enn normalt i magasinene førte til redusert vannkraftproduksjon og vesentlig høyere varmekraftproduksjon og import enn det som har vært tilfellet i andre kvartal i år. I år er for øvrig eneste gang i løpet av de fem siste årene at det har vært en nordisk nettoeksport i andre kvartal. I de to foregående årene var nettoimporten på rundt 4,0 TWh, mens nettoeksporten i år var 0,7 TWh. I all hovedsak skyldes dette skiftet endret kraftflyt mellom Norden og Tyskland. Mens det i andre kvartal i fjor var en nordisk nettoimport fra Tyskland på 0,4 TWh, har det i andre kvartal i år vært en nettoeksport på nær 3,2 TWh.

Figur 1.3.23 Nordens netto kraftimport i andre kvartal, 1995-2005. TWh. Kilde: Nord Pool



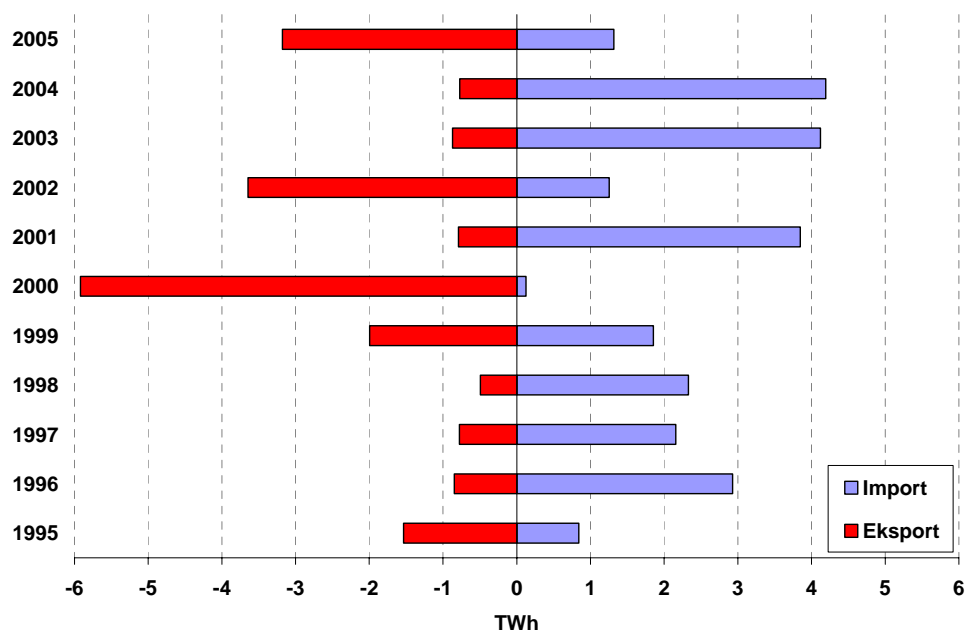
Figur 1.3.24 Nordens krafthandel i andre kvartal 1997 – 2005, TWh. Kilde: Nord Pool



### 1.3.3.1 Norge

Som i første kvartal har den norske kraftproduksjonen vært høy. Deler av denne produksjonen har dekket økt innenlandsk forbruk. Likevel ble det produsert 1,9 TWh mer enn det norske forbruket i andre kvartal. I forhold til andre kvartal i 2003 og 2004 har krafteksporten økt kraftig. Det ble eksportert 3,2 TWh, mens den samlede importen var 1,3 TWh. I løpet av den siste 10 års-perioden har Norges krafteksport i andre kvartal kun vært høyere i 2000 og 2002.

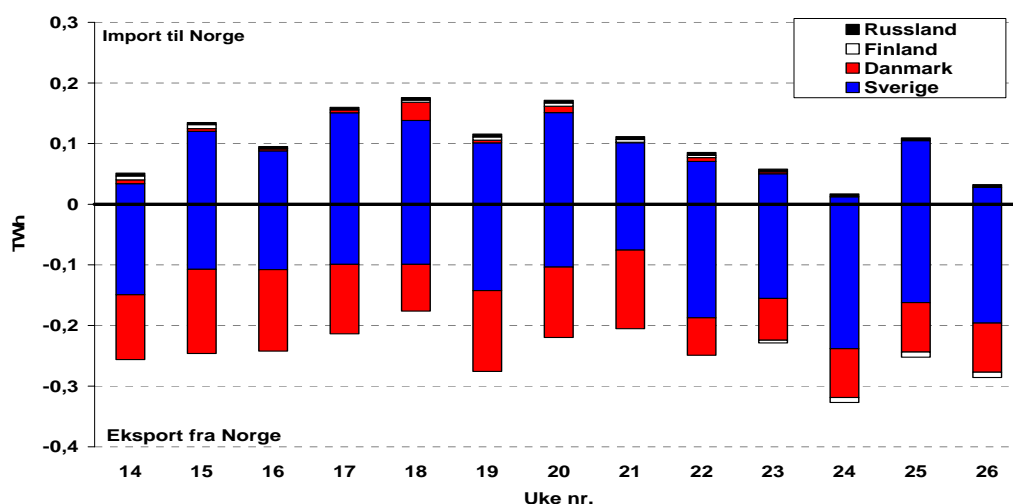
Figur 1.3.25 Norges krafthandel i andre kvartal 1995 – 2005, TWh. Kilde: Nord Pool



Hver eneste uke i andre kvartal har det vært nettoeksport fra Norge til utlandet. Lavest eksport var det i uke 18, da nordisk kraftimport fra Tyskland snudde kraftflyten i store deler av uken også på Skagerrakkablene mellom Jylland og Norge. Med unntak av denne ene uken har det i samtlige uker i andre kvartal vært nær ensidig norsk krafteksport til Jylland. Prisene i det vestdanske elspotområdet har også gjennomgående vært høyere enn prisen i Sør-Norge. Gjennom kvartalet har den norske nettoeksporten til Jylland vært 1,2 TWh. Hadde det ikke vært for at den største av de tre Skagerrakkablene (pol 3 – 500 MW) ble satt ut av drift på grunn av en transformatorfeil i slutten av uke 21, ville den norske eksporten til Danmark vært enda høyere. Den norske systemoperatøren Statnett SF, har meddelt at kablen ventes tilbake i drift 26. oktober 2005.

Utvekslingen mellom Norge og Sverige var mer balansert, men med overvekt av norsk eksport, spesielt mot slutten av kvartalet. Revisjonsperioder ved de svenske kjernekraftverkene, nedleggelse av Barsebäck 2 (600 MW) og økt norsk vannkraftproduksjon, som følge av høye tilsig fra uke 24, bidro til høy norsk eksport mot slutten av kvartalet.

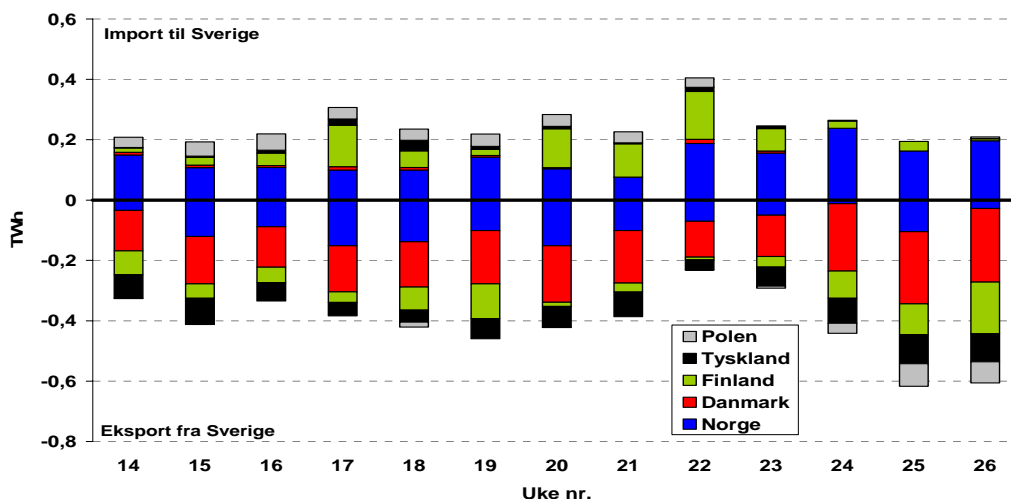
Figur 1.3.26 Norsk utveksling av kraft, uke 14-26, 2005. MWh. Kilde: Nord Pool



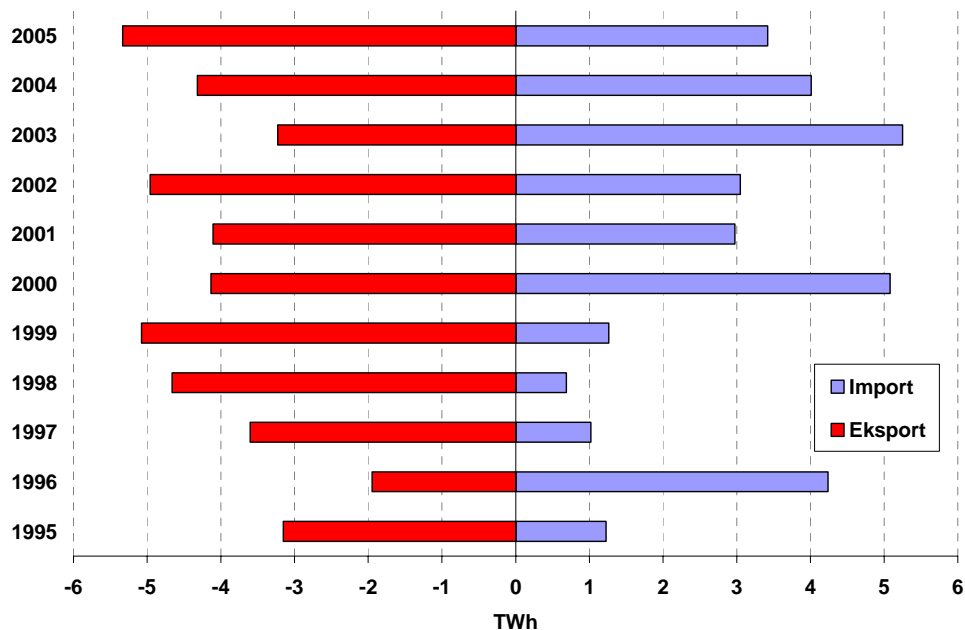
### 1.3.3.2 Sverige

Det har vært høy krafteksport fra Sverige i løpet av andre kvartal. Spesielt mot slutten av kvartalet var eksporten høy, med ukentlige nettovolum på rundt 400 GWh. Med unntak av i uke 22, da blant annet Barsebäck 2 hadde blitt tatt ut av produksjon og flere andre svenske kjernekraftverk var ute til årlig vedlikehold, har det vært en svensk nettoeksport i alle uker. Fra Norge har det imidlertid vært en nettoimport til Sverige på til sammen 0,7 TWh, hvorav 0,5 TWh i de tre siste ukene av kvartalet. Mot de to danske elspotområdene har det vært en nær ensidig svensk eksport på til sammen 2,2 TWh. Som i forrige kvartal har overføringsbegrensninger fra Sverige til Jylland og Sjælland i perioder begrenset den svenske eksporten til Danmark. Størst kapasitetsreduksjon var det i uke 22, da lav kjernekraftproduksjon i Sør-Sverige medførte kapasitetsreduksjon på overføringslinjene til Danmark.

Figur 1.3.27 Svensk utveksling av kraft, uke 14-26, 2005. MWh. Kilde: Nord Pool



Figur 1.3.28 Sveriges krafthandel i andre kvartal 1995 – 2005, TWh. Kilde: Nord Pool

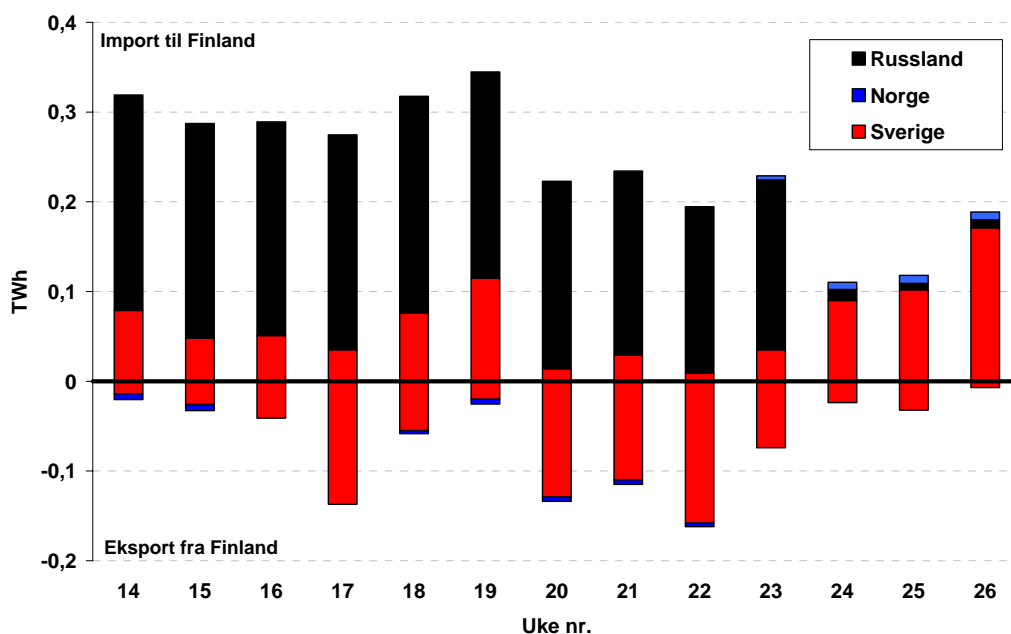


### 1.3.3.3 Finland

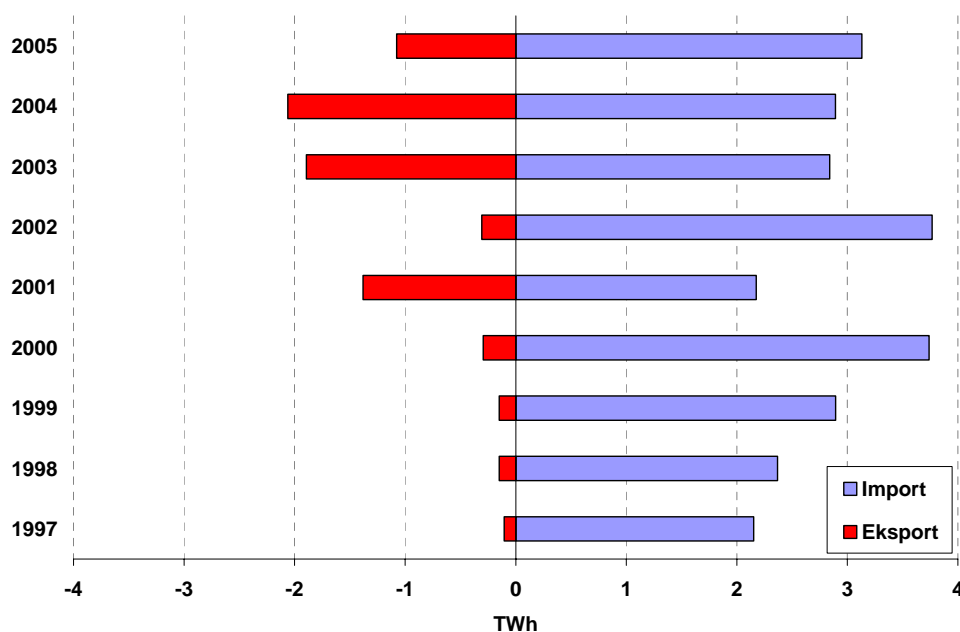
Den ensidige kraftflyten fra Russland har i andre kvartal bidratt til en finsk import på 2,2 TWh. Mot slutten av kvartalet ble imidlertid importen fra Russland avbrutt på grunn av vedlikehold på linjenettet. Vedlikehold på overføringsnettet og det russiske kraftverket NWPP (som også ser ut til å ha innflytelse på overføringskapasiteten mellom Finland og Russland), har som regel blitt lagt i denne perioden hvor etterspørsel og kapasitetsutnyttning i kraftsystemet normalt er lavest. Mellom uke 14 og 19 var kraftflyten mellom Finland og Sverige i balanse. I de tre etterfølgende ukene, etter at konflikten i den finske papirindustrien hadde startet, var det overveiende finsk eksport. Dette henger sammen med at forbruksreduksjonen i Finland var større enn nedgangen i finsk kraftproduksjon. I disse tre ukene var det en finsk nettoeksport til Sverige på om lag 0,4

TWh. I de siste tre ukene av andre kvartal medførte importbortfallet fra Russland gradvis økt import fra Sverige på til sammen 0,3 TWh.

Figur 1.3.29 Finsk utveksling av kraft, uke 14-26, 2005. MWh. Kilde: Nord Pool



Figur 1.3.30 Finlands krafthandel i andre kvartal 1997 – 2005, TWh. Kilde: Nord Pool

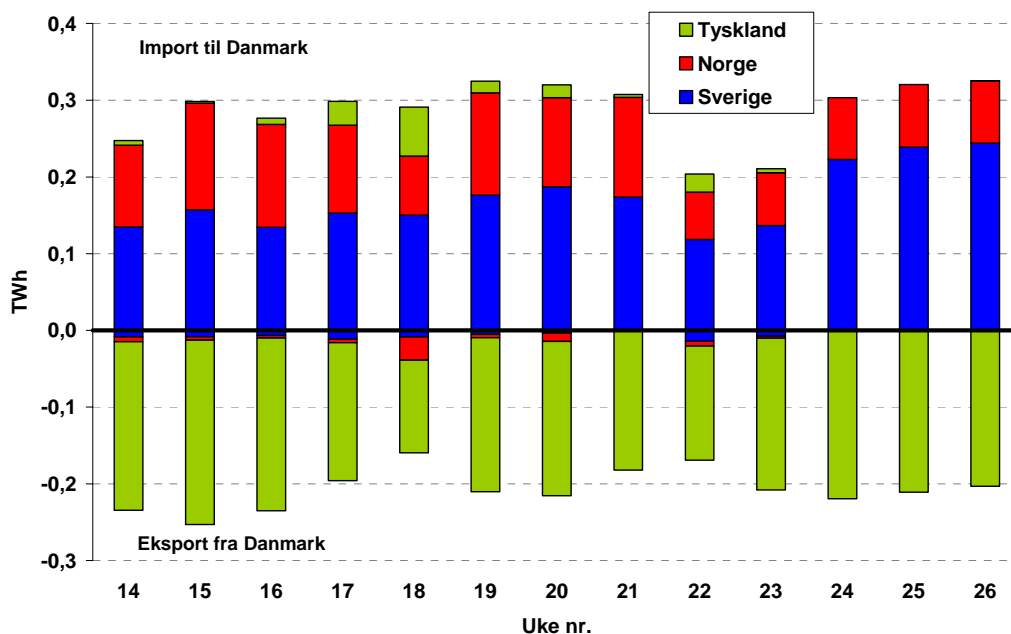


#### 1.3.3.4 Danmark

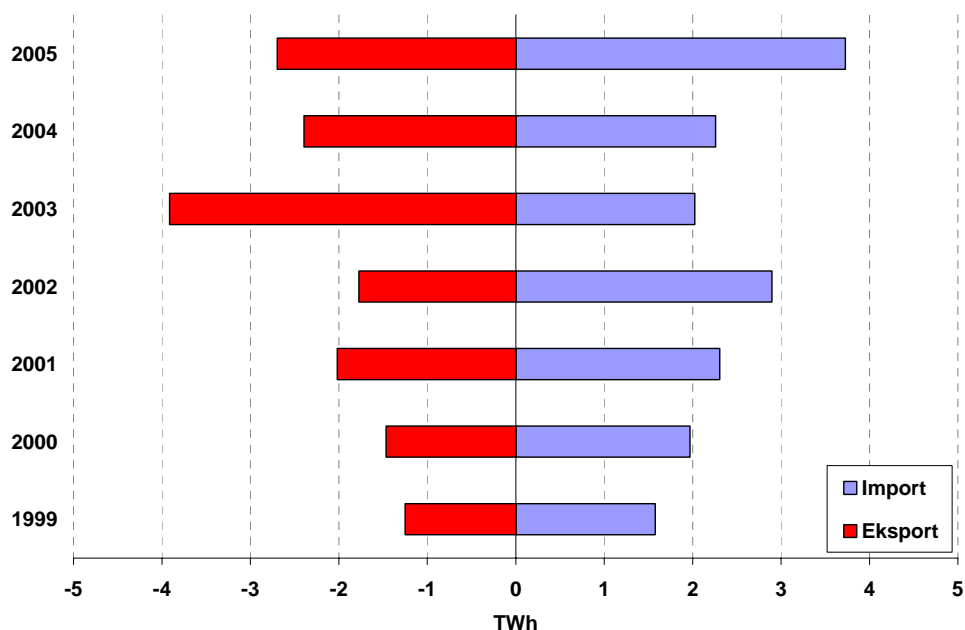
I Danmark har det gjennom andre kvartal nesten utelukkende vært import fra de andre nordiske landene. Samtidig har det vært høy eksport mot Tyskland, der prisene i andre kvartal har vært betydelig høyere enn i det nordiske markedet. Høy vannkraftproduksjon i Norge og Sverige har medført høy dansk import, både til Jylland og Sjælland. På forbindelsen mellom Norge og

Jylland kunne det, som nevnt ovenfor, vært høyere dansk import med full kabeltilgjengelighet. I den perioden handelskapasiteten har vært redusert, har gjennomsnittsprisen på Jylland vært 346 kr/MWh. Det er 138 kr/MWh høyere enn i Sør-Norge. Også fra Sverige har det i enkelte perioder vært kapasitetsbegrensninger som kan ha bidratt til at de danske elspotområdene har opplevd høye priser. Den danske eksporten til Tyskland har stort sett vært om lag 0,2 TWh pr. uke, noe som har gitt en samlet nettoeksport i andre kvartal på 2,4 TWh.

Figur 1.3.31 Dansk utveksling av kraft, uke 14-26, 2005. MWh. Kilde: Nord Pool



Figur 1.3.32 Danmarks krafthandel i andre kvartal 1999 – 2005, TWh. Kilde: Nord Pool



## 1.4 Kraftpriser i engrosmarkedet

### 1.4.1 Elspotmarkedet

Prisene i elspotmarkedet har i stor grad holdt seg stabile gjennom andre kvartal 2005. I alle prisområdene er gjennomsnittsprisen for andre kvartal på samme nivå eller litt lavere enn snittprisen i mars. Mot slutten av kvartalet sank

Elspotpriser kr/MWh	2. kv. 2005	Endring fra 2.kv. 2004	Siste 12 mnd.	Endring fra forrige 12-mnd. periode
Sør-Norge(NO1)	235	-6 %	232	-11 %
Midt- og Nord-Norge (NO2)	239	-3 %	235	-9 %
Sverige	239	2 %	230	-9 %
Finland	237	3 %	228	-7 %
Danmark Øst	246	4 %	239	-7 %
Danmark Vest	308	25 %	253	0 %

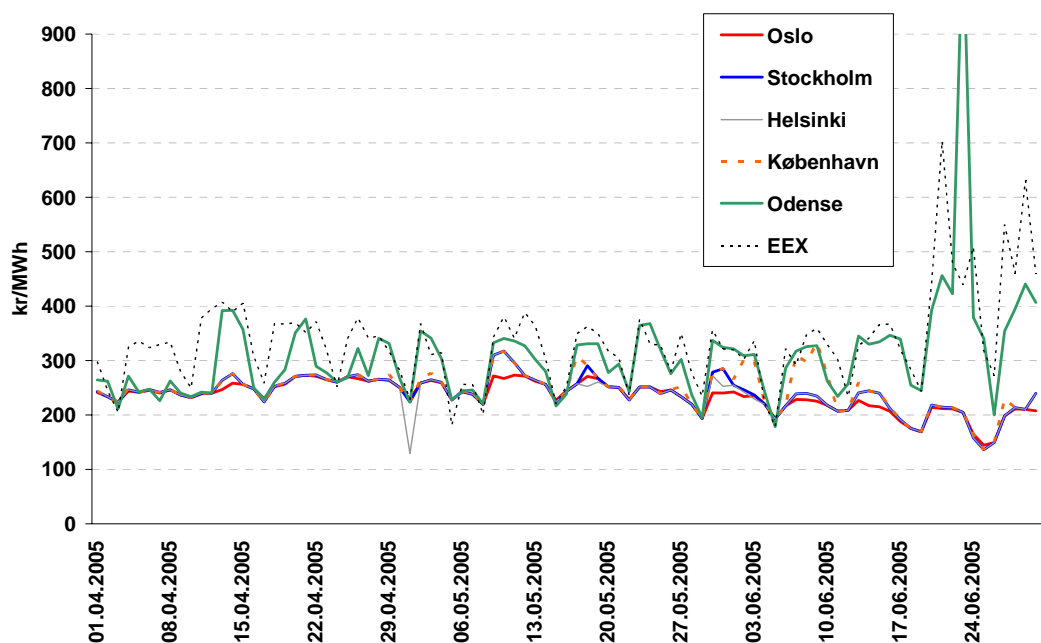
elspotprisene i alle områder unntatt Jylland (Danmark Vest), og juni var preget av snøsmelting og lavere priser. I en rekke timer i denne perioden lå prisene i NO1 lavere enn i de øvrige nordiske prisområdene. I mai og juni bidro høyt tilsig som følge av snøsmelting også til økte prisvariasjoner over døgnet i de nordiske elspotområdene.

For Jyllands vedkommende økte prisen gjennom andre kvartal. I april var elspotprisen for Jylland 282 kr/MWh, mens den i juni var kommet opp i 349 kr/MWh. Prisutviklingen på Jylland har sammenheng med økte tyske priser mot slutten av andre kvartal som følge av varmeperioden i Europa. Både i Tyskland og på Jylland var prisene de to siste ukene av juni særdeles høye som følge av ekstremt varmt vær og høy etterspørsel. Fra 27. mai var kabelen Skagerrak pol 3 (500 MW) ute av drift på grunn av transformatorfeil i Kristiansand. Det bidro til at Jyllands forbindelse med resten av Norden ble svakere, og det kan forsterke virkningen av den tyske prisoppgangen for Jyllandsprisene.

I Sør-Norge (NO1) var gjennomsnittsprisen for andre kvartal 235 kr/MWh. Det er en økning på 26 kr/MWh fra første kvartal i år, mens det er 14 kr/MWh lavere enn gjennomsnittsprisen i 2. kvartal 2004. Bildet er det samme for de andre nordiske områdene med unntak av Jylland. Gjennomsnittsprisen for andre kvartal for Jylland var 308 kr/MWh, og det er en økning på 89 kr/MWh fra første kvartal og 62 kr/MWh fra andre kvartal i fjor. Gjennomsnittsprisen i Tyskland (EEX) for andre kvartal i år var 334 kr/MWh, og det er en økning på 17 kr/MWh fra 1. kvartal og 115 kr/MWh fra 2. kvartal i fjor. Prisøkningen i Tyskland kan blant annet skyldes økte brenselpriser, økt pris på utslippskvoter for CO<sub>2</sub> og varmt og tørt vær i Sentral- og Sør-Europa.

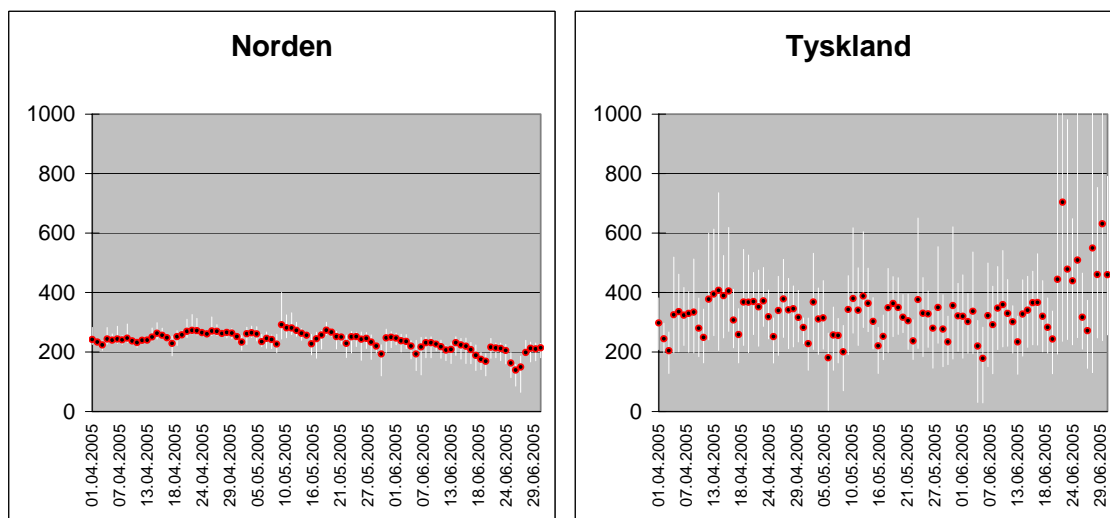


Figur 1.4.1 Spotpriser i andre kvartal 2005, døgngjennomsnitt, NOK/MWh. Kilde: Nord Pool og European Energy Exchange (EEX)



Figuren nedenfor viser systempris i Norden og Tyskland med døgnoopløsning, samt variasjonene over døgnet. I Norden, som har en stor andel vannkraft, er prisene mer stabile over døgnet enn i Tyskland, som er dominert av termisk produksjon med høye kostnader knyttet til opp- og nedregulering. I et termisk system vil prisene typisk være høye på dagtid, når etterspørselen er høy, mens prisene synker om natten når etterspørselen er lav. Som figuren viser har døgntilsvarende priser i Tyskland gjennomgående ligget høyere enn de nordiske prisene i 2. kvartal. Også under lavlast har de tyske prisene i store deler av kvartalet ligget høyere enn i Norden, noe som har gitt en høy og tilnærmet ensidig eksport til Tyskland.

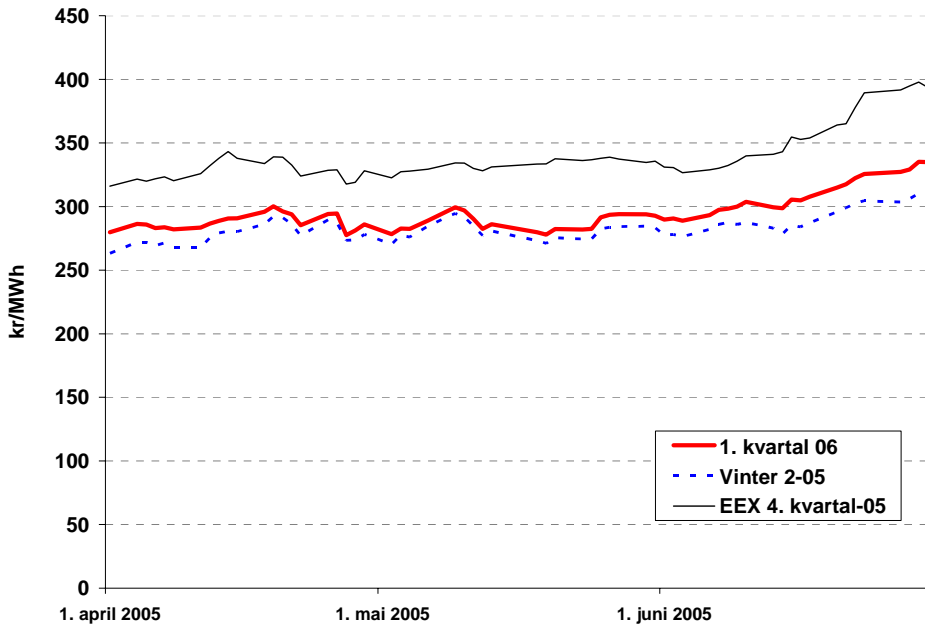
Figur 1.4.2 Nordisk og tysk døgngjennomsnitt og prisvariasjoner over døgnet, NOK/MWh. Kilde: Nord Pool og European Energy Exchange (EEX)



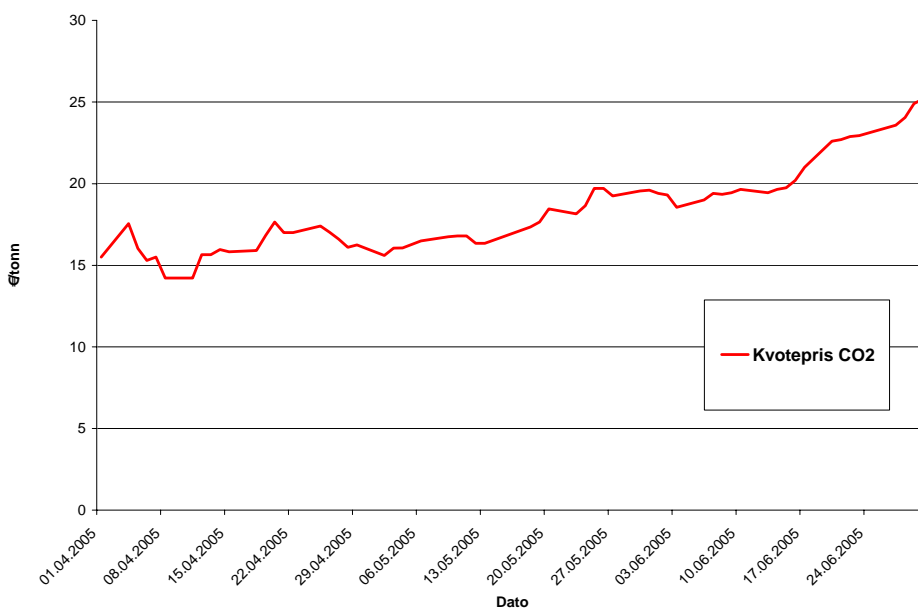
## 1.4.2 Terminmarkedet

I løpet av andre kvartal 2005 har det vært en betydelig økning i prisene i det finansielle markedet. Sluttpreisen på vinter 2-05-kontrakten steg fra 263 kr/MWh 1. april, til 310 kr/MWh 1. juni. Dette er en økning på om lag 18 prosent. Prisen på vinter 2-05-kontrakten ligger nå 12 kr/MWh høyere enn vinter 2-04 kontrakten gjorde på tilsvarende tidspunkt i fjor, til tross for at vannkraftsituasjonen er betydelig bedre i år enn hva tilfellet var i fjor. De økte terminprisene kan ha sammenheng med prisutviklingen for CO<sub>2</sub>-kvoter. I løpet av andre kvartal økte prisen på utslippsstillatelser fra 15,5 til 25,2 €/tonn CO<sub>2</sub>, eller fra 122 til 199 kr/tonn CO<sub>2</sub>.

Figur 1.4.3 Prisutviklingen på utvalgte finansielle kontrakter i andre kvartal 2005, NOK/MWh, Kilde: Nord Pool

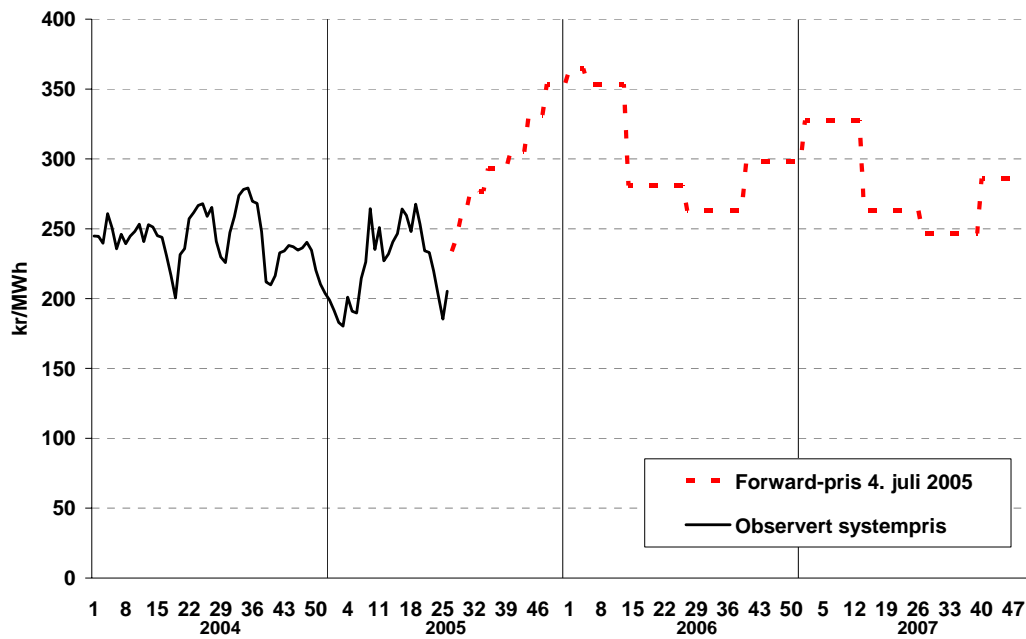


Figur 1.4.4 Prisutviklingen på CO<sub>2</sub>-kvoter i andre kvartal 2005, kr/tonn CO<sub>2</sub>, Kilde: Nord Pool



Figuren nedenfor viser utviklingen i systemprisen på Nord Pool fra januar 2004 og fram til utgangen av 2. kvartal 2005. Videre vises prisene i det finansielle markedet fra inngangen av 3. kvartal 2005 fram til utgangen av 2007. Terminprisene øker fram mot vinteren, med priser for 1. kvartal 2006 på om lag 350 kr/MWh. Lengre fremover i tid, viser figuren at terminprisene er lavere i 2007 enn for 2006. Figuren viser også hvordan terminprisene varierer med årstidene, med høyere priser i vinterhalvåret enn i sommerhalvåret.

Figur 1.4.5 Observert systempris i 2004 og første kvartal 2005 og priser i forwardmarkedet pr. 4. april 2005, NOK/MWh, Kilde: Nord Pool



## 1.5 Sluttbrukermarkedet

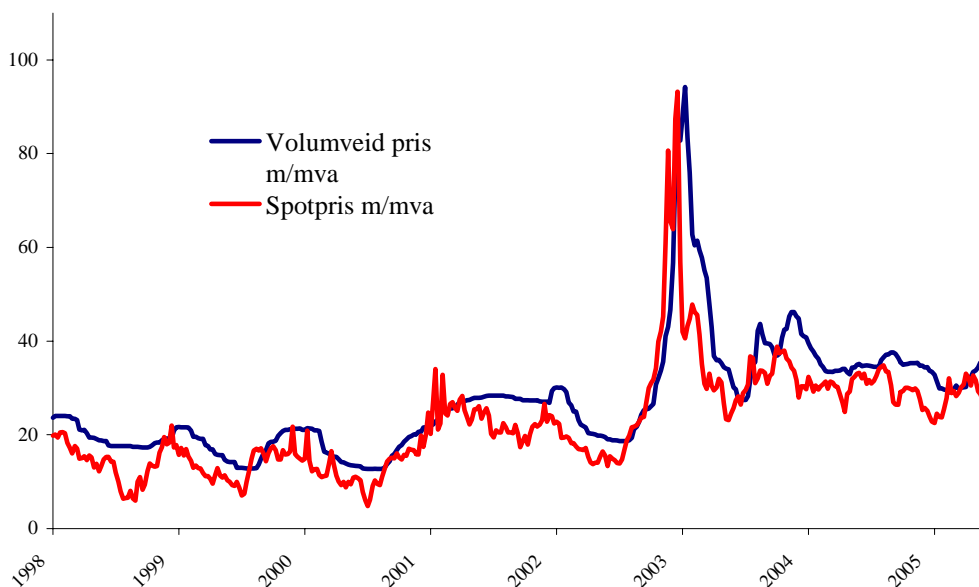
Husholdningskunder kan i dag velge mellom et bredt utvalg av kraftleveringskontrakter. Den mest utbredte kontraktstypen er standard variabel kontrakt hvor kraftleverandøren setter en pris som kan endres med to ukers varsel. Hvis man ønsker en mer forutsigbar kraftpris kan man velge fastpriskontrakt. Her avtaler kunden og kraftleverandøren en gitt pris for en bestemt tidsperiode. Markedspris 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.

### 1.5.1 Priser og prisutvikling

Standard variabel kraftpris inkludert mva lå i uke 14 på 30,0 øre/kWh for et utvalg bestående av dominerende kraftleverandør i 27 av de største nettområdene. Prisen steg deretter til 35,4 øre/kWh for så å være stabil rundt 35 øre/kWh ut kvartalet. Prisen endte på 34,8 øre/kWh for levering i uke 26. Den volumveide snittprisen var 32,8 øre/kWh i 2. kvartal, mens den aritmetiske snittprisen lå på 33,8 øre/kWh. Det betyr at de største leverandørene i utvalget jevnt over hadde lavere priser enn de mindre dette kvartalet.

Spotprisen var 24,1 øre/kWh i uke 14 og steg så svakt opp til 26,1 øre/kWh i uke 19. Deretter sank spotprisen ned til 18,6 øre/kWh i uke 25 før den endte på 20,4 øre/kWh i uke 26. For spotpriskontrakter har påslaget i snitt for de 11 landsdekkende leverandører som har levert i alle uker i 2. kvartal, vært 2,2 øre mot 2,3 øre i 1. kvartal.

Figur 1.5.1 Standard variabel kraftpris og spotpris, øre/kWh inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE

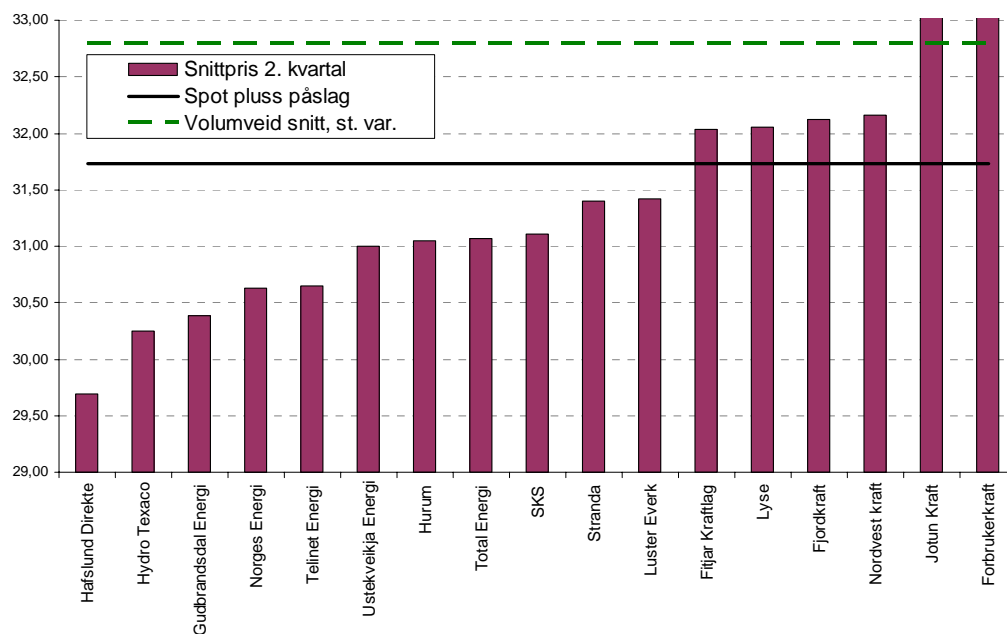


I figuren nedenfor sammenlignes gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for de dominerende leverandørene med gjennomsnittlig kraftpris for hver enkelt landsdekkende leverandør for 2. kvartal 2005. En landsdekkende kraftleverandør tilbyr kraft uavhengig av hvilket nettområde kunden tilhører.

Gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for dominerende leverandører var i snitt 32,8 øre/kWh i 2. kvartal (volumveid). To av de landsdekkende leverandørene som figurerte på

Konkurransetilsynets prisoversikt gjennom hele kvartalet, lå over dette snittet. Sammenligner vi med en spotpriskontrakt med et påslag på 2,5 øre/kWh var det seks leverandører som lå over en slik gjennomsnittlig spotpriskontrakt.<sup>5</sup>

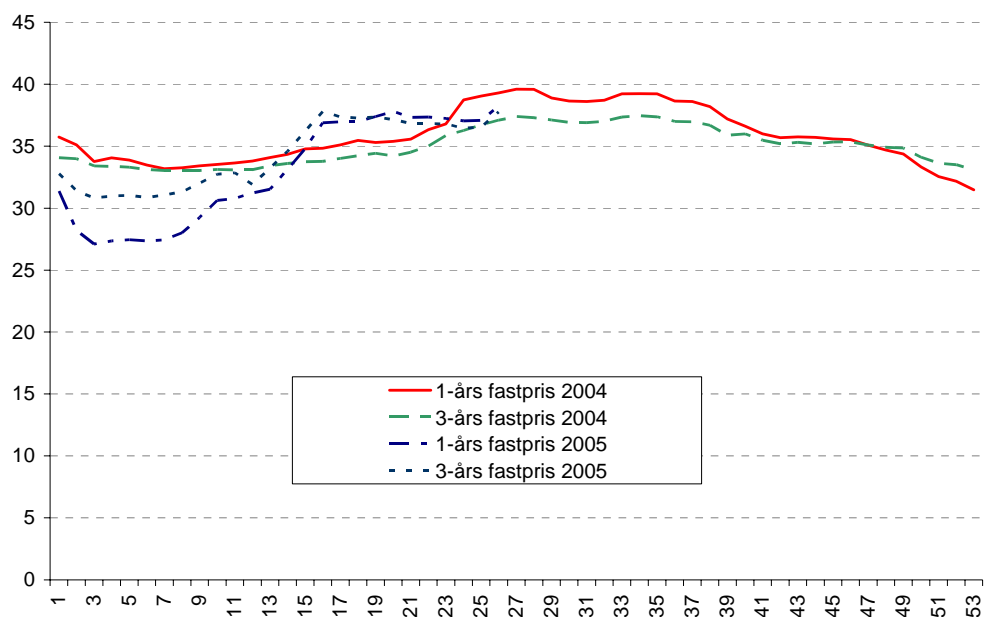
**Figur 1.5.2** Aritmetisk snitt for 17 landsdekkende kraftleverandører sammenlignet med snittet for utvalget av dominerende leverandører, begge standard variabel kontrakt, og med en spotpriskontrakt med påslag på 2,5 øre/kWh, priser inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



Gjennomsnittet av landsdekkende kraftleverandørers 1-års fastpriskontrakt ved inngangen til 2. kvartal 2005 var 33,2 øre/kWh. Prisen har hatt en stigende tendens gjennom hele kvartalet og endte på 38,2 øre/kWh i uke 26. Også gjennomsnittet av landsdekkende leverandørers 3-års fastpriskontrakt har hatt en stigende tendens i hele kvartalet. I uke 14 var prisen 33,5 øre/kWh mens den ved slutten av kvartalet var 37,9 øre/kWh.

<sup>5</sup> Det er kun brukt aritmetiske gjennomsnitt og forbruksprofil er ikke hensyntatt.

Figur 1.5.3 Prisutviklingen for 1-og 3 års fastpriskontrakter med et forbruk på 20 000 kWh/år, øre/kWh inkl. mva.  
Kilde: Konkurransetilsynet og NVE.



### 1.5.2 Leverandørbytter

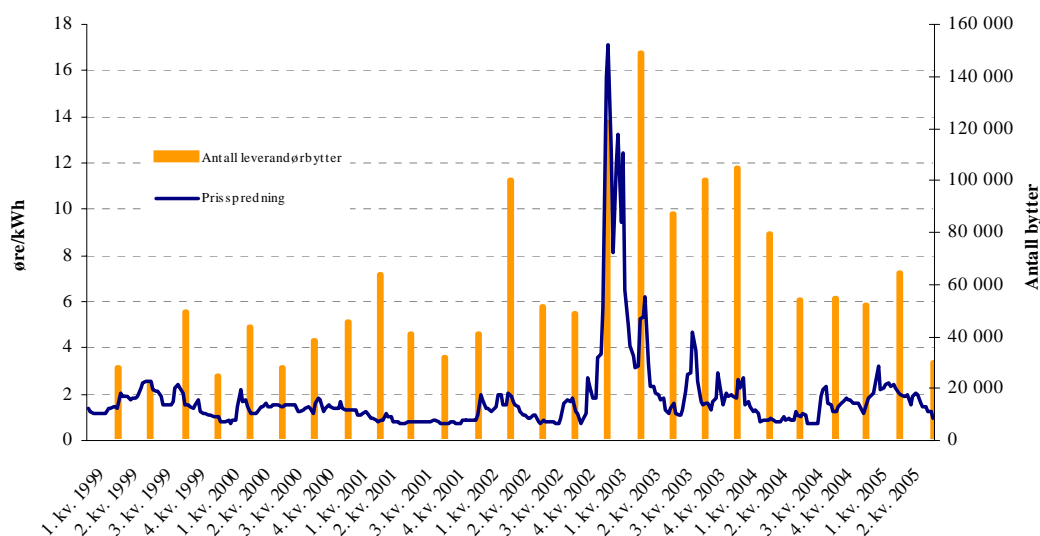
Norske husholdningskunder står fritt til å skifte kraftleverandør og kontraktstype dersom de ikke har knyttet seg til en leverandør gjennom for eksempel en fastpriskontrakt. Normalt tar det tre uker å bytte fra en kraftleverandør til en annen.

I 2. kvartal 2005 var det 30 000 husholdninger som byttet leverandør. Det er færre leverandørbytter enn samme kvartal i fjor da 54 200 husholdningskunder skiftet leverandør. Antall leverandørskifter er det laveste siden 2. kvartal 2000. Mindre medieoppmerksomhet og stabile priser kan ha bidratt til færre leverandørskifter. Prisspredningen, eller standardavviket for prisene i utvalget av dominerende leverandør i de største nettområdene, har også vist en fallende tendens gjennom kvartalet.

Det er imidlertid ikke opplagt at færre leverandørskifter er noe svakhetstegn for markedet. At det er færre som finner det bryet verdt å skifte leverandør, kan også være et tegn på at forbrukerne er fornøyd med nåværende leverandør og kontraktsbetingelser.

Videre viser tallene at 24,1 prosent eller 555 000 husholdningskunder nå får levert strøm fra en annen enn den dominerende kraftleverandøren i nettområdet. Dette er nedgang fra foregående kvartal. Det vil si at de dominerende kraftleverandørene har styrket sin stilling noe.

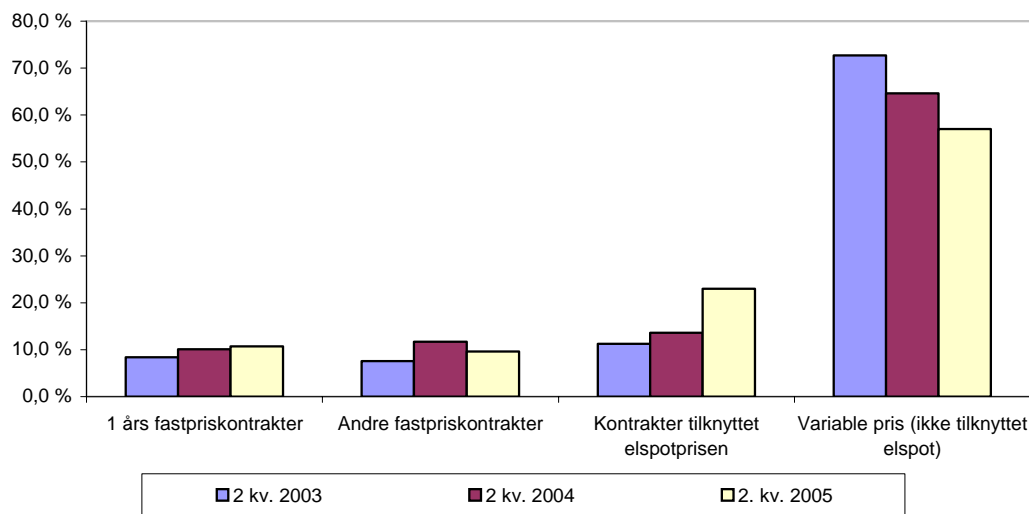
Figur 1.5.4 Prisspredning og antall leverandørbytter. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



### 1.5.3 Kontraktvalg

Kraftvolumet solgt til husholdninger med fastpriskontrakt lå i 2. kvartal 2005 på 20,3 prosent. Dette er en liten oppgang fra foregående kvartal, men en liten nedgang sammenlignet med samme kvartal i fjor, da 21,8 prosent av husholdningene hadde en eller annen form for fastpriskontrakt. Standard variabel kontrakt er fortsatt den mest vanlige kontraktsformen for husholdningskunder i Norge med 57,0 prosent. Imidlertid er andelen kunder på denne kontraktstypen sterkt fallende siden oppslutningen i foregående kvartal var nær 65 prosent. Andelen med kontrakter tilknyttet spotprisen øker tilsvarende kraftig, og hele 23,0 prosent av husholdningskundene er nå på en spotpriskontrakt. Dette er en markert økning på 7,1 prosentpoeng. Det er imidlertid knyttet usikkerhet til disse tallene som er hentet fra et utvalg leverandører. Tendensene i bevegelsene mellom kontraktstyper er likevel klare.

Figur 1.5.5 Prosentvis fordeling av ulike kontraktstyper i husholdningsmarkedet. Kilde: SSB



#### 1.5.4 Husholdningenes samlede utgift til elektrisk kraft

Totalprisen på elektrisitet for en forbruker består av kraftpris, nettleie og avgifter. Den totale utgiften til elektrisk kraft for en norsk husholdningskunde inkludert avgifter var 2926 kroner i 2. kvartal 2005 ved standard variabel kontrakt<sup>6</sup> og 2878 kroner ved markedskontrakt (spotpris).<sup>7</sup> Dette er en oppgang på henholdsvis 2,5 og 1,4 prosent fra samme kvartal i fjor og skyldes økt merverdiavgift fra 24 til 25 prosent og en prisjustering av forbruksavgiften for elektrisitet. Kraftprisen var imidlertid marginalt lavere.

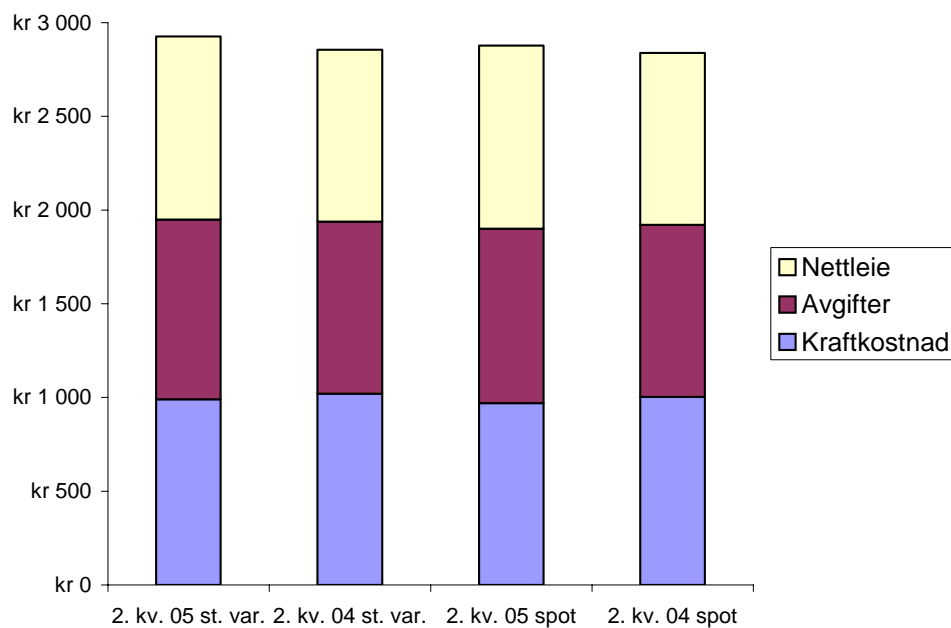
Den totale kostnaden for en gjennomsnittsforbruker (standard variabel kontrakt) bestod i 2. kvartal 2005 av 33,9 prosent til kraft, 33,4 prosent til nettleie og 32,7 prosent til avgifter. Tilsvarende tall for 2. kvartal 2004 var 35,8 prosent til kraft, 32,1 prosent til nettleie og 32,1 prosent til avgifter.

<sup>6</sup> Kraftpris tilsvarende volumveid snitt for dominerende leverandør i utvalget av de 27 største nettområdene.

<sup>7</sup> For markedskontraktene er det brukt spotpris inkl. mva pluss et påslag på 2,5 øre/kWh. For standard variabel kontrakt er det brukt et volumveid snitt av pris fra dominerende leverandør i et utvalg av 27 nettområder. Siden dominerende leverandør ofte ligger over resten av markedet i pris, vil dette være noe høyere enn om man brukte et snitt av alle landsdekkende leverandører. For å veie forbruket er det brukt forbruksprofil (JIP) for Oslo (Hafslund Nett). Beregningene er gjort ut fra et årlig forbruk på 20 000 kWh.

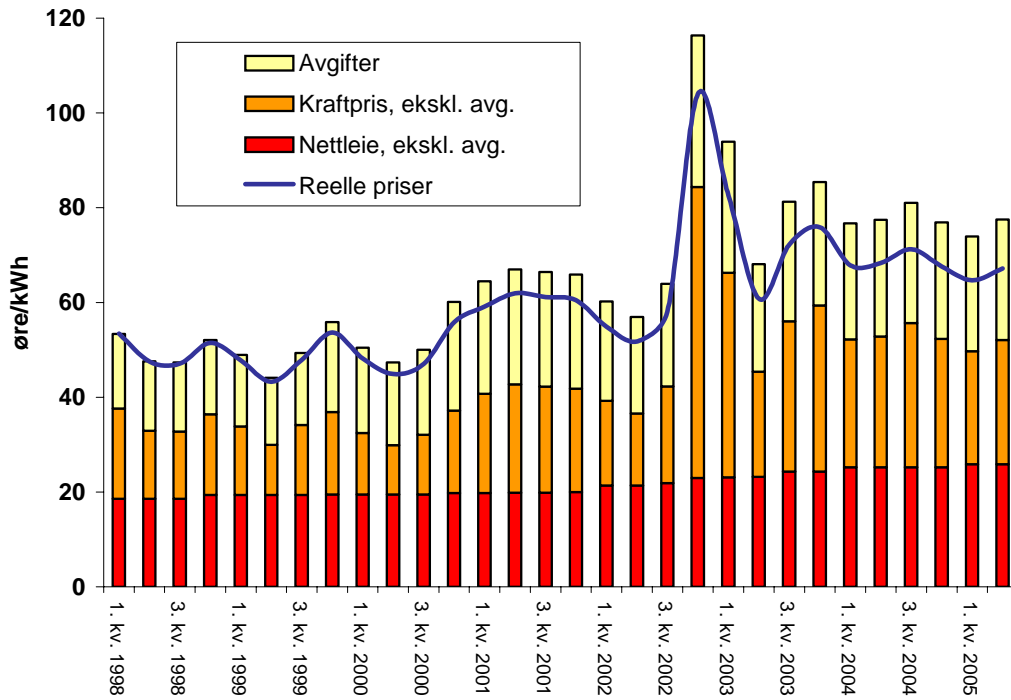


**Figur 1.5.6 Totalkostnad til kraft, nettleie, og offentlige avgifter i kroner ved et årlig forbruk på 20 000 kWh.  
Kilde: Konkurransetilsynet og NVE**



Figur 1.5.7 viser utviklingen i kraftpriser, nettleie, og avgifter fra 1998 til og med 2. kvartal 2005. Gjennom hele perioden har det vært en jevn, svak stigning i nettleien. Dette skyldes i stor grad inflasjon. Kraftprisen er langt mer varierende, men har fra desember 2002 ligget høyere enn tidligere. Rundt årsskiftet 2002/2003 var det særlig høye priser. Også avgiftene har vært økende i perioden. Dette skyldes både økt sats for merverdiavgift og endringer av forbruksavgiften på elektrisk kraft.

Figur 1.5.7 Kraftpris, nettleie og avgifter ved utgangen av kvartalet, øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



## 2 Temaartikler

### 2.1 Kraftmarkedet og handel med CO<sub>2</sub>-kvoter i Europa.

Av rådgiver Lars Olav Fosse, seniorrådgiver Trond Arnljot Jensen og seniorrådgiver Tor Arnt Johnsen, Energi- og markedsavdelingen

#### 2.1.1 Innledning

1. januar i år startet EU sitt system for handel med CO<sub>2</sub>-kvoter for perioden 2005 – 2007. Systemet gjelder således tiden før første forpliktelsesperiode under Kyotoprotokollen (2008 – 2012). Kvotesystemet omfatter mer enn 11 400 installasjoner og totalt 6,57 milliarder tonn utslipp av CO<sub>2</sub> fordelt over de tre årene. EUs kvotesystem (EU ETS) omfatter i hovedtrekk CO<sub>2</sub>-utslipp fra kraftproduksjon, mineralsk produksjon (sement, glassfiber o.l), jern og stål, treforedling, raffinerier og gassterminaler. Systemet omfatter altså kun visse sektorer og kun CO<sub>2</sub>, og dermed ikke de fem andre klimagassene som omfattes av Kyotoprotokollen.

Av sektorene som plikter å skaffe utslippstillatelser svarende til faktiske utslipp, er det kraftproduksjon som har de største utslippene. Kravet om at utslipp av CO<sub>2</sub> fra termisk kraftproduksjon skal omfattes av kvoteplikt innebærer høyere marginalkostnad for kraftproduksjon basert på karbonholdig brensel. Slik kraftproduksjon finnes ikke i Norge, men utgjør en større eller mindre andel av produksjonen i de andre nord-europeiske landene.

I denne artikkelen ser vi nærmere på noen av virkningene for kraftmarkedene i Nord-Europa av kvotesystemet.

#### Beskrivelse av EUs kvotesystem

EUs kvotesystem er bygget opp av nasjonale systemer som er koblet sammen ved at utslippstillatelser handles over landegrensene. Handelen foregår som med andre verdipapirer, på børser eller bilateralt.

Hvert land har utarbeidet nasjonale allokeringsplaner som er godkjent av EU-kommisjonen. Den samlede nasjonale tildelingen av kvoter skal vise at et medlemsland beveger seg mot å nå forpliktelsen under Kyotoprotokollen. I forhold til landenes egne forslag, har EU-kommisjonen i godkjenningsprosessen redusert det samlede antall utslippstillatelser med 4 prosent.

Inntil 95 prosent av kvotene kan tildeles gratis. Imidlertid må tildelingen være i overensstemmelse med EUs regelverk for offentlig støtte. Dette er et av de kriteriene planene ble vurdert opp mot av Kommisjonen. Også når det gjelder kvoter til nye aktører, står landene fritt. Det er mulig både å sette av kvoter til nyetableringer og å legge opp til at nye aktører må kjøpe kvoter i markedet. Regelverket for offentlig støtte må likevel overholdes.

Innen den 31. mars hvert år skal de kvotepliktige bedriftene ha anskaffet et antall utslippstillatelser som svarer til bedriftens CO<sub>2</sub>-utslipp året før. Om en bedrift ikke disponerer et tilstrekkelig antall utslippstillatelser, ilegges et straffegebyr på minst 50 euro eller to ganger gjennomsnittlig markedspris i perioden 1. januar til 31. mars samme år. I tillegg må man ut i markedet å kjøpe det manglende antall kvoter. Bøtene fungerer således ikke som et tak på kvoteprisen. Fra 2008 økes bøtenivået til minst 100 euro.

### 2.1.2 Handel med CO<sub>2</sub>-kvoter og virkninger på kraftprisene

Prisen på CO<sub>2</sub>-utslippstillatelser bestemmes i markedet som den prisen som sørger for likhet mellom tilbud og etterspørsel. Dette er som i de fleste andre markeder. CO<sub>2</sub>-markedet er imidlertid intertemporalt ved at det er aktørenes utslipp i løpet av kalenderåret som bestemmer det volum kvoter som skal innleveres innen 31. mars i det etterfølgende året. Dette muliggjør låning og sparing av kvoter mellom årene frem til og med 2007. Siden det er usikkerhet om en rekke fremtidige forhold som er viktige for kvoteetterspørsel og –tilbud vil det være usikkerhet om den fremtidige prisen på CO<sub>2</sub>-utslippstillatelser.

En aktør som har (er tildelt) utslippstillatelser kan velge å selge tildelte utslippstillatelser videre til markedspris i dag, eller han kan velge å holde på utslippstillatelsene for senere bruk. Parallellt med disse beslutningene kan han velge å produsere sitt produkt og derved forårsake utslipp av CO<sub>2</sub> eller han kan velge å stanse produksjonen. Kombinasjoner av disse beslutningene gir ulik grad av risiko. For eksempel vil det være en risikabelt å selge alle utslippstillatelser i dag, og fortsette produksjon og CO<sub>2</sub>-utslipp. En slik ”short”-strategi kan gi store utlegg hvis CO<sub>2</sub>-prisene av en eller annen grunn øker. På den annen side er det også risikabelt å sitte med en ”long”-posisjon. Disse forholdene legger til rette for handel og spekulasjon med utslippstillatelser, og det vil bidra til å dempe svingningene i prisen på utslippstillatelser over tid. Spekulanter vil som oftest være tilbydere når prisene er høye og etterspørere når prisene er lave.

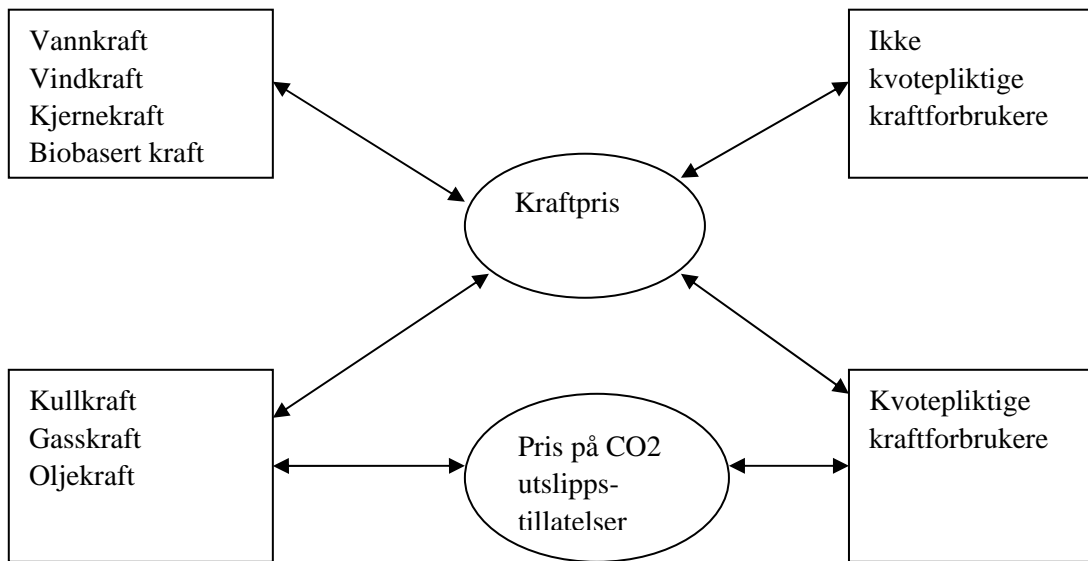
#### Sammenhengen mellom markedet for utslippsretter og kraftmarkedet

Figur 1 viser et forenklet bilde av de fundamentale sammenhengene som eksisterer i kraft- og utslippsmarkedene. En viktig forenkling består i at vi her ser helt bort fra overføringsnettene som i praksis fører til at det er flere regionale kraftmarkeder med ulike priser i Europa. For CO<sub>2</sub>-utslipptillatelser eksisterer det ingen transportproblemer, og prisen skal i prinsippet bli lik i hele Europa.

Grensen for samlede utslipp og pålegget om å disponere et antall utslippstillatelser som svarer til egne utslipp, medfører en tilleggsbegrensning i forhold til en vanlig kraftmarkedslikevekt. Siden kraftprodusenter og –forbrukere utgjør en stor del av utslippsmarkedet vil kraftpris og pris på utslippstillatelser bli bestemt samtidig. Denne simultaniteten kan i mange tilfeller være viktig.

For eksempel vil både kraftpris og kvotepris kunne gå ned dersom en stor kvotepliktig kraftforbruker stanser driften. På samme måte vil redusert tilgang på for eksempel vannkraft kunne gi økt kraft- og kvotepris.

**Figur 1 Sammenhanger i kraft- og utslippsmarkedene**



Kraftproduksjon uten CO<sub>2</sub>-utslipp, det vil si vann-, vind, kjerne og biobasert kraft, og ikke kvotepliktige kraftforbrukere som husholdninger, tjenesteyting etc. verken kjøper eller selger utslippstillatelser. Disse bedriftene vil ikke få noen direkte prissignaler fra CO<sub>2</sub>-markedet, men bare indirekte via kraftprisutviklingen. De vil i prinsippet opptre i kraftmarkedet på vanlig måte. Kvotepliktige kraftforbrukere som sement, jern og stål, treforedling etc. er i de fleste tilfeller tildelt kvoter og ofte har denne type bedrifter også høyt kraftforbruk. Det vil si at deres tilpasning vil avhenge av utviklingen både i utslipps- og kraftmarkedet. Vanligvis konkurrerer denne type industri i internasjonale markeder med sterk konkurranse fra produksjon i andre verdensdeler. En del av bedriftene innenfor de nevnte næringene vil om CO<sub>2</sub>-prisen og kraftprisen er tilstrekkelig høye, kunne finne det lønnsomt å stanse driften og i stedet selge sine utslippstillatelser og dermed også avstå fra kraftforbruk.

Kraftproduksjon basert på kull, gass og olje forårsaker CO<sub>2</sub>-utslipp. Kraftsektoren er på grunn av nettbegrensninger, i praksis forskånet fra konkurranse fra aktører i andre verdensdeler som foreløpig ikke trenger å ta hensyn til CO<sub>2</sub>-kostnadene. Innad i kraftsektoren vil imidlertid kostnadsforholdene endre seg når det blir dyrere å slippe ut CO<sub>2</sub>. CO<sub>2</sub>-fri kraftproduksjon og kraftproduksjon med lave CO<sub>2</sub>-utslipp pr produsert enhet, vil få styrket sin posisjon. Derimot vil de minst effektive og mest forurensende kraftverkene kunne bli rammet når CO<sub>2</sub>-utslippstillatelser får en pris.

Ulik virkningsgrad og ulikt karboninnhold i fossilt brensel medfører at CO<sub>2</sub>-prisen i ulik grad påvirker marginalkostnaden for ulike typer fossilt basert kraftproduksjon. Økte marginalkostnader for kraftproduksjon som slipper ut CO<sub>2</sub> vil kunne endre "merit-order" for kraftproduksjonsanlegg både på kort og lang sikt. Olje- og gassbasert kraftproduksjon forårsaker lavere utslipp av CO<sub>2</sub> pr. kWh enn kullkraft. Er CO<sub>2</sub>-prisen høy nok kan det føre til

overgang fra kullkraft til gasskraft. Slik substitusjon kan bidra til at kraftprisen ikke øker like sterkt som marginalkostnaden for kullkraft.

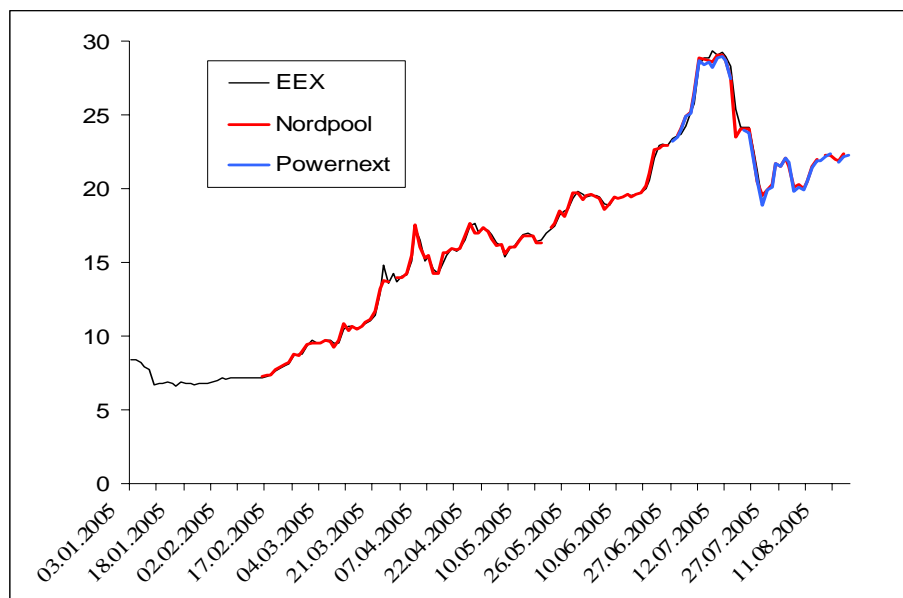
Substitusjon fra kull- og oljebasert kraftproduksjon til gasskraft, vil kunne gi økt pris på naturgass. Om gassprisene fastsettes i et regionalt europeisk marked, mens kullprisene fastsettes i verdensmarkedet, vil en substitusjon fra kullkraft til gasskraft i Europa kunne øke gassprisene. Økte kraftpriser vil vanligvis gi redusert kraftteterspørsel. Om forbrukerne venter at priøkningen vil være permanent vil effekten kunne bli sterkere enn om det er snakk om en temporær prisoppgang.

Siden Norge handler kraft med land som deltar i den europeiske utslippshandelen, vil CO<sub>2</sub>-prisen og tilhørende kraftprisendringer også kunne påvirke det norske kraftmarkedet. Økte kraftpriser vil gi bedre lønnsomhet for vannkraftsektoren, mens norske kraftforbrukere kan få økte kraftkjøpskostnader.

### Markedsutviklingen så langt i 2005

Etter et lite fall i slutten av januar, var prisen på utslippstillatelser stabil frem til begynnelsen av mars med priser 7-8 euro/tonn CO<sub>2</sub>. Den 8. mars vedtok EU-kommisjonen en endring av den polske allokeringsplanen i form av et kutt på 141,6 millioner tonn, eller 16,5 prosent. Dette kan ha vært en medvirkende årsak til at CO<sub>2</sub>-prisen økte utover våren. Høye temperaturer og dermed høy kraftteterspørsel, og lite nedbør til vannkraftverkene i Sør-Europa kan også ha bidratt til prisoppgangen. Prisen økte markert fra midten av juni og frem til midten av juli, og på det meste var prisen oppe i over 29 euro/tonn CO<sub>2</sub>. I august har kvoteprisen variert mellom 20 og 23 euro/tonn CO<sub>2</sub>. Figuren viser at markedet for CO<sub>2</sub>-utslippstillatelser er europeisk. Det er bare små og kortvarige prisforskjeller mellom børsene i Frankrike, Norden og Tyskland.

**Figur 2** Utvikling i prisene på CO<sub>2</sub>-utslippstillatelseri 2005. Kilde: EEX, Nord Pool og Powernext



### **Brenselpriser og vannkrafttilgang**

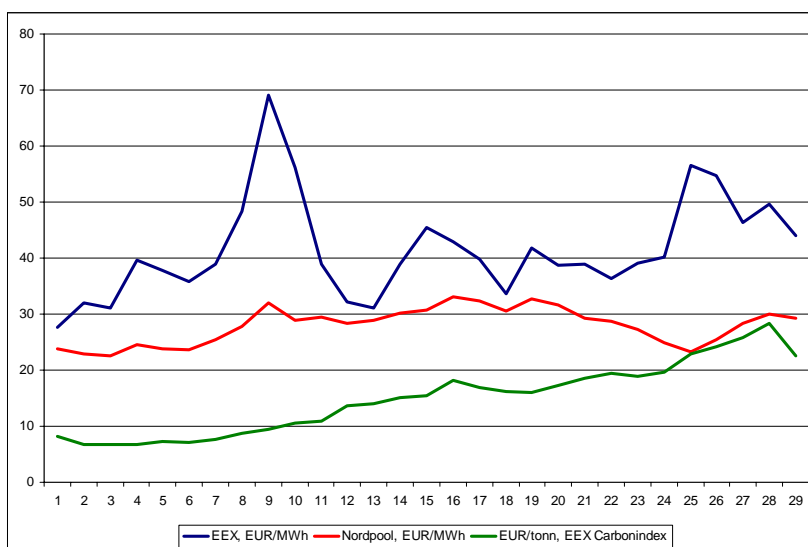
Kullprisene både i spot og terminmarkedene, har vært stabile eller svakt fallende hittil i 2005. Når det gjelder naturgass ser det ut til at terminprisene i stor grad gjenspeiler oljeprisutviklingen. Oljeprisen har økt fra 41 dollar/fat ved inngangen til året til 66 dollar/fat midt i august.

Som nevnt har vannkraftproduksjonen Sør i Europa vært lav på grunn av tørke. Dette har lagt økt press på termisk kraftproduksjon, og det kan ha bidratt til økt etterspørsel etter utslippstillatelser. For Norges vedkommende var snømagasinene velfylte ved inngangen til 2005. Utover vinteren var tilveksten i snømagasinene om lag normal slik at det ved starten av smelteperioden var om lag samme overskudd som i begynnelsen av januar. De norske vannmagasinene hadde normal fylling ved inngangen til 2005, mens de i august har ligget om lag 5 prosentpoeng (4 TWh) lavere enn normalt. Samlet har det dermed vært en forverring i den norske hydrologiske situasjonen i første halvår 2005.

### **Spotpriser på elektrisk kraft hittil i 2005**

Om vi ser bort fra utviklingen i det tyske markedet i uke 7 til 10 (da det var en kuldeperiode med høyt forbruk i Europa), øker de tyske og nordiske spotprisene på elektrisk kraft frem til rundt uke 19. Kraftprisøkningen faller sammen med oppgang i prisen på CO<sub>2</sub>-utslippstillatelser. Etter uke 19 fortsetter prisøkningen på CO<sub>2</sub> og i det tyske kraftmarkedet, mens de nordiske spotprisene faller.

**Figur 3 Spotpriser for elektrisk kraft og prisen på CO<sub>2</sub>-utslippstillatelser i 2005. Kilde: EEX og Nord Pool**

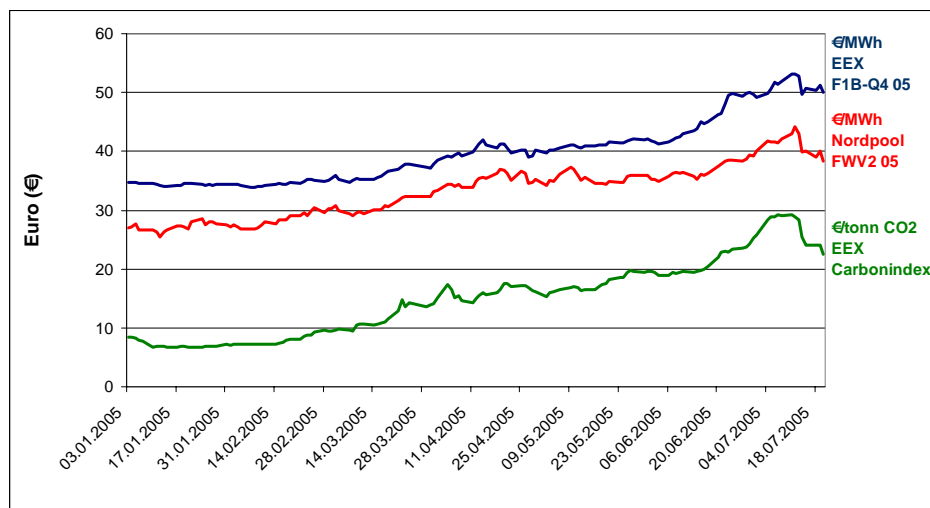


Bruddet i sammenheng mellom CO<sub>2</sub>-pris og nordisk kraftpris illustrerer betydningen av begrensninger i overføringskapasiteten i kraftsystemet. Uvanlig store snømengder i Norge og dermed høyt tilsig utover sommeren ga god krafttilgang og fallende spotpris, spesielt i Norge. Feil på en av kablene mellom Norge og Danmark og begrenset kapasitet mellom Sverige/Danmark og Tyskland førte til lave nordiske kraftpriser i denne perioden.

### Terminprisen for elektrisk kraft til levering i 4. kvartal 2005

Figur 4 viser utvikling i vinterkontrakter for kraft handlet på Nord Pool (FWV2-05), på EEX (F1B-Q4) sammen med CO<sub>2</sub>-kvoteprisene for 2005 for perioden januar til juli 2005.

**Figur 4 Terminpriser for elektrisk kraft til levering i 4. kvartal 2005 og prisen på CO<sub>2</sub>-utslippstillatelser. Kilde: EEX og Nord Pool**



Terminprisene for elektrisk kraft til levering i 4. kvartal 2005 økte jevnt og trutt gjennom første halvår. Samtidig har prisen på CO<sub>2</sub>-utslippstillatelser økt fra 8 til i overkant av 20 euro/tonn CO<sub>2</sub>. Graden av samvariasjon i de tre prisene er sterk, og simultaniteten og den sterke sammenhengen mellom kraftpris og CO<sub>2</sub>-pris som ble påpekt ovenfor, viser seg dermed også i de faktiske markedsprisene.

### 2.1.3 Oppsummering

Innføringen av EUs system for handel med utslippstillatelser for CO<sub>2</sub> gir økte produksjonskostnader for kraftprodusenter som anvender fossilt brensel. Dermed vil økt CO<sub>2</sub>-pris kunne gi økte kraftpriser. På den annen side vil økt tilgang på for eksempel vannkraft, redusere etterspørselen etter fossilbasert kraft, og dermed bidra til lavere etterspørsel etter utslippstillatelser. Prisen på utslippstillatelser og kraftprisene bestemmes samtidig som likevektspriser i nært sammenknyttede markeder.

Norge utveksler elektrisk kraft med Sverige og Danmark. Disse landene har igjen forbindelser til Polen og Tyskland der varmekraft basert på fossile brenslere utgjør en viktig del av produksjonssystemene. Dermed vil også kraftprisene i Norge kunne bli berørt av endringer i prisen på utslippstillatelser. Virkningene kan imidlertid bli mindre i Norge og Norden siden overføringskapasiteten er for liten til å gi full pristjevning med mellom Norden og for eksempel Tyskland. Også mellom Norge og de andre nordiske landene er overføringskapasiteten begrensende for krafthandelen i perioder.

Kraftprisøkning som følge av utslippshandelen, kan gi redusert kraftforbruk i alle land og økt krafteksport fra de landene som har CO<sub>2</sub>-fri kraft å tilby. For Norges vedkommende vil økte kraftpriser føre til bedre avkastning av vannkraftressursene, mens forbrukerne får høyere utgifter til kjøp av elektrisk kraft enn de ellers ville ha fått.



Ved starten av 2005 var prisen på en utslippstillatelse for CO<sub>2</sub> mellom 6 og 8 euro/tonn. Utover våren og sommeren steg prisen kraftig og nådde et foreløpig maksimum i midten av juli da utslippstillatelser ble omsatt for opp mot 30 euro/tonn CO<sub>2</sub>. I samme periode har terminprisene på elektrisk kraft for levering i fjerde kvartal 2005 også steget kraftig. Samvariasjonen er sterk og det viser at det er en nær sammenheng mellom de to markedene.

## 2.2 Electricity markets in southern Europe

By Ernesto Parrilla Pozzy, Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) of Universidad Pontificia Comillas in Madrid

The introduction of the wholesale electricity markets in southern Europe has not followed the same pattern in each country. In some cases, such as Greece, Slovenia, and other countries of that area, this is still an open issue. In others, the inheritance of large state owned electric companies has hindered proper market development. Privatizations, when they have been made, have not supposed the division of these companies, just an owner change or even larger companies, such as the case of Endesa in Spain.

Another important feature of these markets is that every country has developed its own market design, some of them taking into account the market structure inheritance —e.g. France and Portugal— and others trying to make a suitable market design and expecting that the concentration in the supply side will be eventually reduced, e.g. Spain and Italy.

Thus, most of the current electricity markets in southern Europe are far away from being mature markets, although some of them are working satisfactorily.

In this paper, we give a brief view of the current situation of the wholesale electricity markets in France, Italy, Portugal and Spain, which includes for each one: the main figures of the electricity system (demand, production by technology, imports and exports, supply structure, etc.), a summary of how the wholesale electricity market works, former and current prices, and, in some cases, other issues that are interesting to understand the market evolution during the last years.

### 2.2.1 France

#### Main figures

France is the second largest nuclear energy producer in the world and the first if we look at nuclear energy per capita. In France, it is usual to down-regulate the output from nuclear power plants to compensate the load drop during nights, something that is extremely unusual in other countries.

Its electricity production was about 547 TWh in 2004, a 1.1% more than in the previous year, being the maximum capacity about 100 GW. Almost 80% of France's production was generated from the country's 58 nuclear reactors. The French nuclear fleet includes thirty-four 900 MW, twenty 1,300 MW and four 1,450 MW. The other 20% was produced in equal shares by traditional thermal units and hydro units, since it was a drought year. In wet years the hydroelectric units' production increases about 25%. The wind power plants' production and other renewable energy was under 1% of the total production in 2004 [RTE 2005].

France gross electricity consumption was about 477 TWh in 2004, with a net consumption around 445 TWh, which means a 6.7 percent of network losses. A detailed evolution of these

magnitudes during the last ten years is shown in Figure 1 [RTE 2005]. Regarding the demand peak, it was about 86000 MW, and it is reached during the winter season.

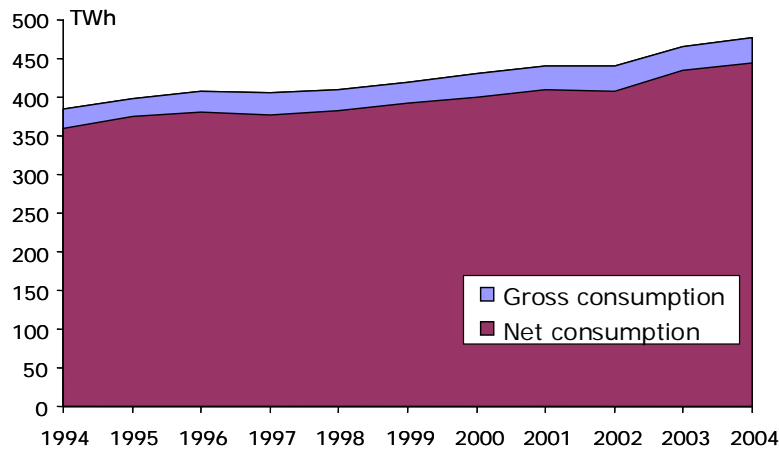


Figure 1: Evolution of the electricity consumption in France

With regard to the international power exchange, France is the main electricity exporter in Europe, with more than 62 TWh exported in 2004. There are network connections with Germany, Spain, Belgium, United Kingdom, Switzerland and northern Italy. These interconnections are managed by one to one agreements, so there is no common agreement between the different countries. France used to export to all of these countries during the last years, but since the end of 2003 the imports from Germany have been started to be higher than the exports.

Figure 2 shows the evolution of the exports during the last 10 years [RTE 2005]. The reduction shown during the last two years reflects the increase in the domestic demand and the lack of investment in new generation capacity.

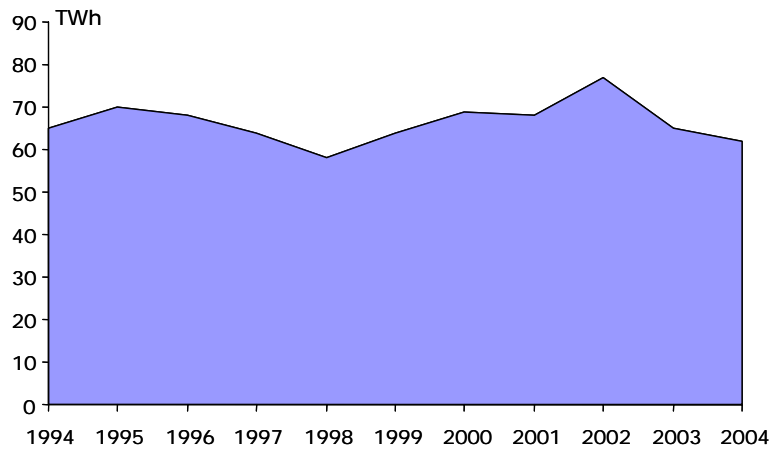


Figure 2: Evolution of the exports in France

Regarding the electricity supply, *Electricite de France* (EDF) produces around 90% of the electricity in France, although 10% of this is not directly controlled by EDF. From this 10%, around 30% is produced by shared plants and the other 70% has been sold as virtual power plants. Consequently, in 2004 EDF produced and controlled around 437 TWh (80% of the total production), and the other 110 TWh were distributed as shown in Figure 3 [Boudier 2005].

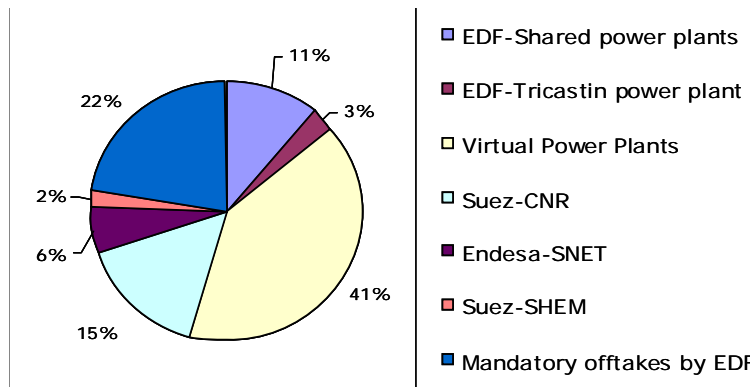


Figure 3: Structure of the production not controlled by EDF

### Virtual power plants

The French desire to maintain a national-champion company has obligated the regulators to create a new formula to accomplish the European Union (EU) requirements about the liberalization of the electricity generation: “Virtual Power Plants” (VPP).

The concept of VPP was initially developed in the deregulation process of Alberta (Canada). The main idea is to separate the ownership and the operation of the generation units from the ownership of the energy that they produce and their management [Charles River 1999; London Economics 1998]. Thus, a company may have the property of all the generation units in a system without any market power, since the production of these units is managed by other agents. In Alberta this process was made by grouping the generation assets in different sets of units, and after that, the energy associated to each set of units (VPP) was auctioned.

This has not been the process followed in France, since in the French case, the VPP have no physical asset associated. EDF decides with which unit or units it is going to produce the energy that it has been previously auctioned as a VPP. Thus, a VPP represents the rights to nominate electricity output for delivery on the following day on the high voltage grid at a pre-defined price. In this case, there are peak-load and base-load capacity rights.

Besides the VPP auctions, EDF offers some blocks of energy by means of “Power Purchase Agreements”, which represent the output from co-generation plants, whose energy has to be purchased by EDF at regulated tariffs.

In total, EDF has made available:

- 1000 MW of peak-load and 4000 MW of base-load by means of VPP
- A capacity equivalent to 1000 MW from co-generation plants.

This energy is offered through a series of auctions, the first took place in September 2001 and the next capacity auction will be held on 14th September, 2005. More information about the auctions results and their characteristics could be found in [EDF 2005].

### Electricity trading in the French system

The current electricity trading in France includes:

- 450 TWh, which means about 95% of the production, traded by OTC contracts between suppliers and consumers. These contracts have a temporal scope from hours to years, and are mainly handled by EDF.
- 15 TWh, which means about 3% of the production, traded in Powernext, which is an independent power exchange that organizes the trading arrangements by means of a day-ahead spot market, and recently by means of a future market.
- Finally, 12 TWh, which means about 3% of the production, traded in a balancing market that is operated by the transmission system operator

*Gestionnaire du Réseau de transport d'électricité* (RTE), which is a subsidiary company of EDF.

Despite of its poor volume, Powernext is considered as the reference market in France, and as is shown below<sup>8</sup> has similar prices as Spain or Germany. Figure 4 presents the prices and the energy traded in Powernext since its creation [Powernext 2005]. The future market was established in 2004 and its volume is even poorer.

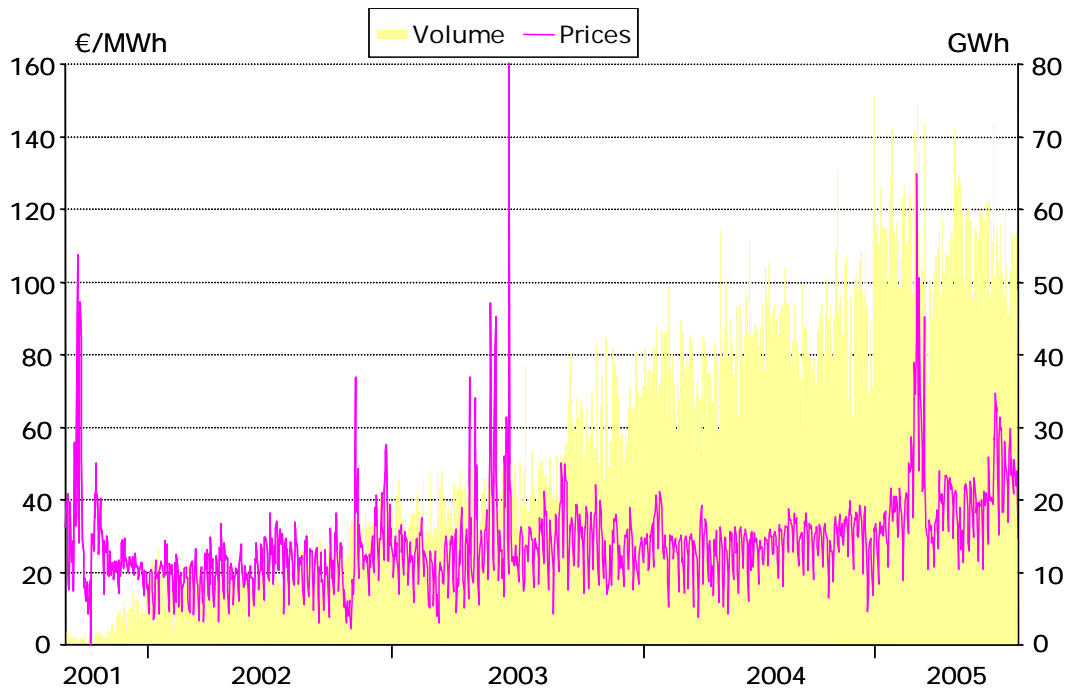


Figure 4: Volume and prices of Powernext since its creation

### 2.2.2 Italy

The Italian market has been one of the latest organized markets in starting its operation in Europe. The market is run by the *Gestore del Mercato Elettrico* (GME), an independent power exchange which is wholly owned by the Italian transmission system operator, *Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale* (GRTN).

It is currently making its first steps<sup>9</sup>. Its main characteristic is the asymmetry between the location of consumption and generation resources along the country, which has provoked the existence of several price areas. Moreover, it has no nuclear power plants, and its main production is derived from traditional thermal units. Italy imports around 15% of its whole electricity consumption.

#### Main figures

The gross electricity consumption in Italy during 2003 was around 345 TWh, with an increase of 2.7% with respect to 2002. The net electricity consumption was around 300 TWh, derived from network losses around 20 TWh (around 5.8%) and generation auxiliary consumption<sup>10</sup>

<sup>8</sup> We will look closer at the correlation of the different prices at the end of the paper in Figure 19.

<sup>9</sup> As an example of this fact, during 2004 the number of the market participants has increased from 33 to around 80.

<sup>10</sup> This figure includes the consumption of the pumped-storage units.

around 25 TWh. This consumption, as most of the power plants, is mainly located in northern Italy [GRTN 2005].

The maximum generation capacity in 2003 was around 80 GW.

Figure 5 shows how the gross production and maximum capacity are shared among the different generation technologies. As regards the thermal production, 50% is produced by gas plants, 33% by plants based on petroleum products and the last 17% by means of coal-fired plants [GRTN 2005].

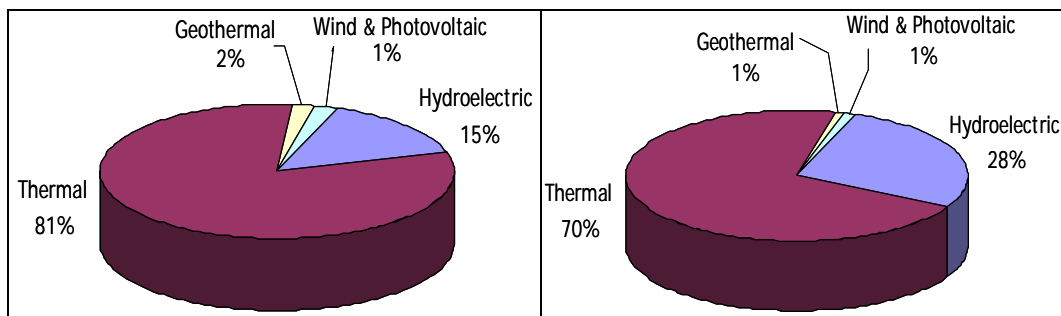


Figure 5: Production and maximum capacity in Italy by technology

Italy imports electricity from five different countries: France, Switzerland, Slovenia, Greece and Austria. The imported energy was about 50 TWh in 2003. The contribution from France and Switzerland is usually around 85% of the total (see Figure 6). Imports have increased in the recent years as a result of the liberalization since the production technologies in Italy are more expensive than in the neighbouring countries, and the former contracts between distributors and Enel are gradually expiring [GRTN 2005].

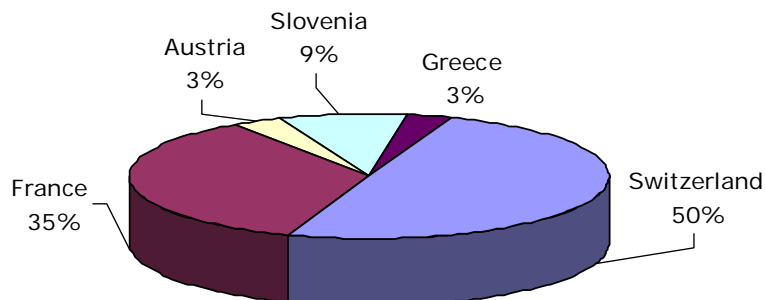


Figure 6: Italy imports by country

The Italian electricity supply is less concentrated than in the French case, but it is still concentrated. Enel, the former state owned electric company, controls 50% of the production (see Figure 7).

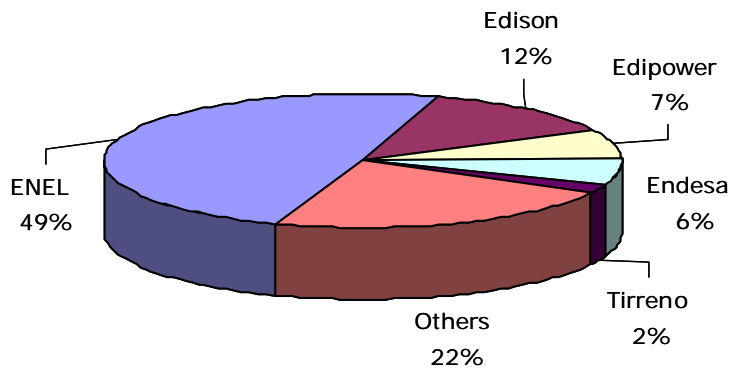


Figure 7: Italian supply structure

### Electricity trading in Italy

The opening of the power exchange in Italy was a fundamental step in the process of liberalizing the electricity sector as outlined in Legislative Decree 79/99. According to this decree, the power exchange was supposed to operate from 1 January 2001. In fact, it was not operating before 2003, and until April of 2004 a merit order dispatch system was not in place. In Italy, the power exchange has been divided into three separate markets: the day-ahead market, the adjustment market and the ancillary services market.

- The day-ahead market (MGP) is organized and run by the power exchange GME. It hosts most of the electricity sale and purchase transactions. The participants are producers, eligible customers and the Single Buyer<sup>11</sup>, who submit their price and quantity offers for each hour of the following day. Accepted supply offers (sale offers) are valued at the clearing price of the zone to which they belong. Accepted demand bids (purchase offers) are valued at the single national price (PUN), which is equal to the average price of the different areas, weighted taking into account zonal consumptions. Thus, no zonal price signal is sent to demand side.
- The adjustment market (MA), also organized and run by GME, takes place once MGP has closed. It opens at 10:30 a.m. and closes at 2:00 p.m. Operators can change the schedules they have arranged as a consequence of the day-ahead market by submitting new purchase and sell offers. Supply offers and demand bids are selected under the same criterion as for the MGP, but contrary to the MGP, accepted purchase bids are valued at the zonal price.
- The Ancillary Services Market (MSD) is run by GRTN. It serves to ensure system security by means of increase or decrease the power injected or withdrawn by the agents at every hour depending on the real time situation.

Power can be also traded through bilateral contracts in which prices and quantities are defined by the parties. To make sure the quantities traded under these contracts are synchronized with the needs of the grid, operators report their injection and withdrawal schedules to GRTN, which notifies them to GME, which enters them into the day-ahead market at a zero price. This fact does not give any supply priority to the agents that sign these contracts.

In addition to the power exchange and the use of bilateral contracts, there are two other important ways of procuring electricity: mandatory withdrawals by GRTN (mostly of co-generation and renewable energy), and the imports [GME 2005; GRTN 2005].

Currently there is no energy futures or derivatives market.

<sup>11</sup> The single buyer “Acquirente Unico Spa”, purchases the electricity of the captive consumers, which is about 40% of the demand.

### Market electricity prices

The average price of energy acquisition in the Italian day-ahead market from April 2004 to the end of 2004 was 56.18€/MWh [GME 2005]. The highest price was 189.2 €/MWh, which was attained in July, and the minimum 1.1 €/MWh. In Figure 8 we present the hourly and daily acquisition prices of GME since April 2004, when it really started its operation.

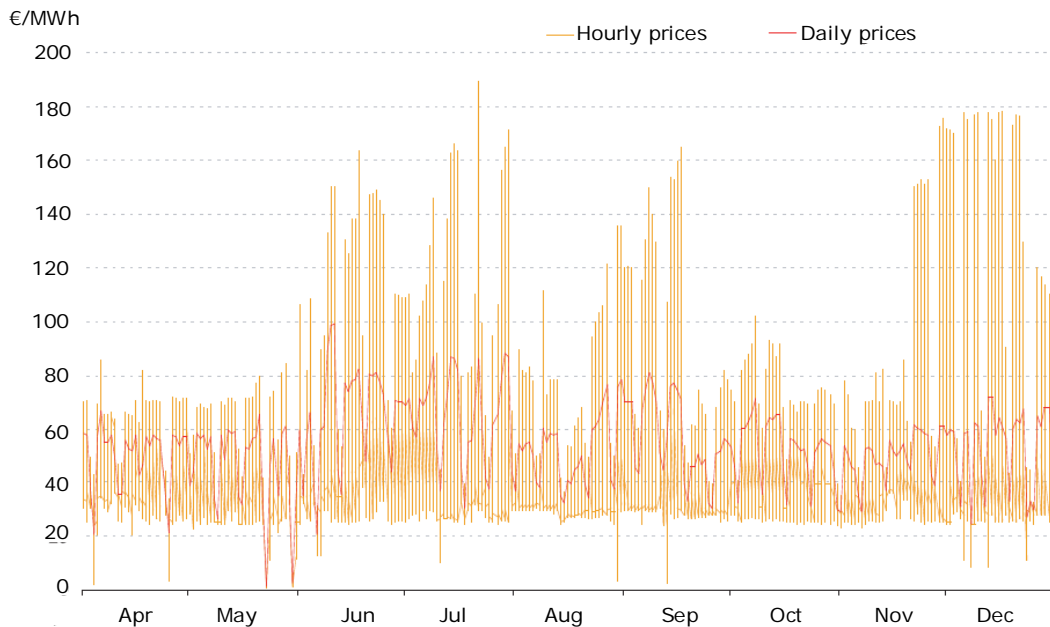


Figure 8: Sale prices during 2004

The supply price in the different areas can be seen in Figure 9. Although most of the consumption is located in northern Italy, the prices in this area are less than in the others due to the imports and the hydroelectric generation location.

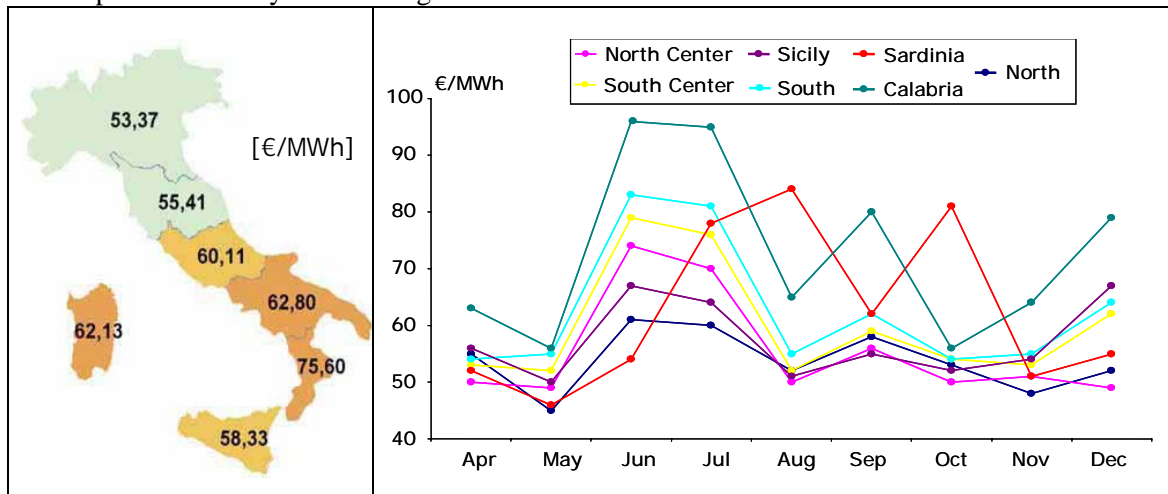


Figure 9: Market price along the different price areas during 2004

### Green electricity market

Although it does not represent a very significant part of the Italian market, it is the only market in the southern Europe that has chosen a Green electricity market to promote the renewable energy instead of feed-in tariffs.

Green Certificates represent a scheme to stimulate electricity generation from renewable sources. In Italy, the electricity generated by renewable energy plants, which have become operational or have been repowered after April 1999, shall be certified as obtained from renewables (i.e. eligible for Green Certificates) for the first eight years of operation of the same plants. Green Certificates are issued by GRTN on the basis of producers' reports of electricity generation from renewable energy in the previous year or expected generating capability in the current or following year.

Since 2002, the law asks producers and importers of electricity from non-renewable sources to inject a given proportion of electricity from renewable into the power system. This proportion shall be equal to 2% of the electricity from non-renewable sources generated or imported in the previous year and exceeding 100 GWh/year. Producers and importers may also fulfil their renewable obligation by purchasing Green Certificates which have been issued in respect of electricity from renewables generated by other producers.

From 2004 through 2006, the minimum proportion of electricity from renewable to be injected into the power grid in the following year shall be increased by 0.35% per year.

GME organises and manages the Green Certificates Market. The market sessions take place at least once a week in the period from January to March of each year and at least once a month in the remaining period. Trading is on a continuous basis. The following entities may participate in the Green Certificates Market as buyers or sellers:

- The transmission system operator GRTN
- Domestic and foreign producers
- Electricity importers
- Wholesale customers
- Associations (consumers' and users' groups, environmental associations, trade unions), provided that they have submitted an appropriate application to GME and have been qualified as Market Participants.

The average price of the green certificates during 2003 was 76.4€/MWh.

### **2.2.3 Portugal**

The electricity market in Portugal is amongst the markets presented here, the less developed. Portugal's expectations about the future Iberian Market —it will assume the Spanish market operator (OMEL) as the reference day-ahead market— and the existence of long-term regulated contracts (CAEs) inherited from the previous regulatory framework, have delayed its development. Currently the electricity market in Portugal is based on bilateral contracts and no organized market exists.

The Iberian Market Operator (OMIP), developed in Lisbon to deal with energy derivatives and long-term contracts in the future Iberian Market, is currently suspended<sup>12</sup>. On the other hand, and as in the Spanish case, the retail market is completely liberalized.

#### **Main figures**

The gross electricity consumption in Portugal during 2004 was around 45.5 TWh, a 5.7% more than in 2003, which was a 5.9% higher than in 2002. That means that Portugal's electricity demand is growing quicker than in most of the other European countries [REN 2005].

---

<sup>12</sup> If you visit its web page you will find this message: "This site is suspended. Its reactivation will take place when the Iberian derivatives market start-up calendar is defined".



The maximum generation capacity was around 11.1 GW in 2004, and its peak load was about 8249 MW. The gross production and the maximum capacity by technologies are shown in Figure 10.

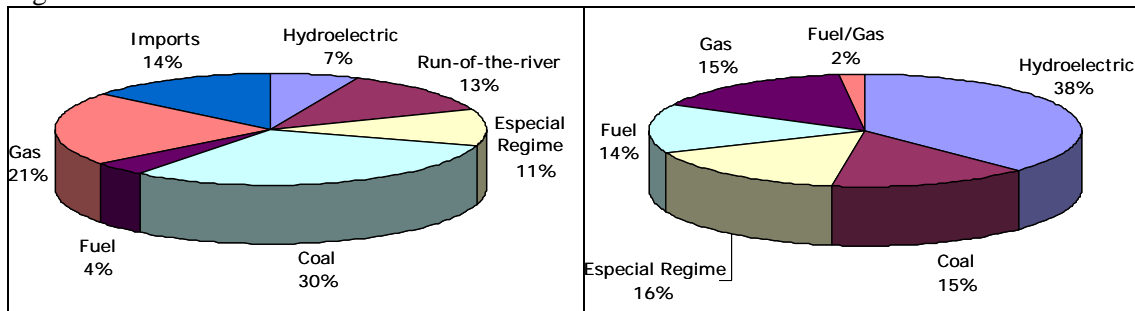


Figure 10: Production and maximum capacity shares by technology

Portugal has only network connections with Spain, with a transfer capacity from 600 to 800 MW from Portugal to Spain and from 750 to 1050 MW from Spain to Portugal depending on the power flow situation. Portugal imported in 2004 around 6.5 TWh (more or less 14% of its total production), but it was mainly due to the drought that the Iberian Peninsula has experienced since the spring of 2004. In wet years these imports are around 3 TWh (6% of the total production) [REN 2005].

Finally, the Portuguese supply is as concentrated as the French or even more. EDP has 80% of the installed capacity that is not considered as especial regime<sup>13</sup>, part of the especial regime capacity and participates or has some share of other thermal units. Nevertheless, if we consider the Iberian market as a whole, it will be just the third largest generation company with a market share under 20%, despite of the fact that it has a major share in the Spanish utility Hidrocantabrico.

### Electricity trading in the Portuguese electricity system: SEN and SENV

Figure 11 shows the actual trading system in Portugal, which is wholly based in bilateral contracts and split in two parts: the regulated market *Sistema Eléctrico de Serviço Público* (SEP) and the *Sistema Eléctrico Independente* (SEI). The latter includes the special regime and the *Sistema Eléctrico Não Vinculado* (SENV), which is the real liberalized market. During 2004 the demand associated to SENV increased from 9% to 16% of the total consumption. Most of the production linked to the consumers associated to SENV comes from bilateral contracts with Spanish utilities (price in Spain has been until this year a bit lower than in Portugal), and the other comes mainly from the new natural gas combined cycle power plants that have been recently installed in the country [MEP 2004].

<sup>13</sup> The especial regime is the part of the production that is under feed-in tariffs, that means: mini-hydro units, wind power, photovoltaic, co-generation, biomass, and other renewable energy sources.

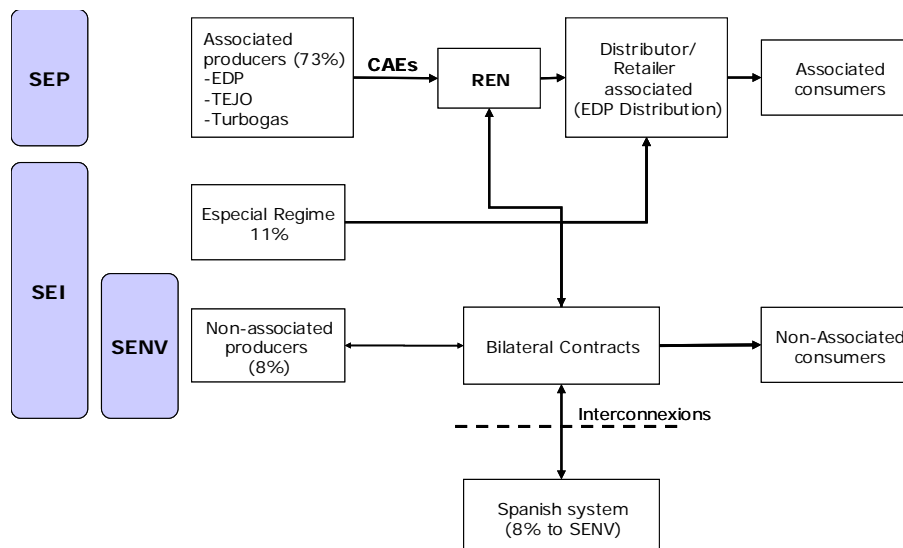


Figure 11: Scheme of the actual trading system in Portugal

The SEP originates from the former regulatory framework, in which every unit had a power purchase agreement (PPA) with the national transmission operator *Rede Eléctrica Nacional* (REN). These PPA, known as CAEs (*Contratos de Aquisição de Energias*), ensured the cost recovery of generation units by means of a fixed payment, derived from investment and fixed costs, and a variable payment, depending on the unit production. The costs of the consumption of this energy are fully pass-through to the regulated consumers on a monthly basis.

### Substitution of CAEs by CMECs

Thus, the main obstacle to the electricity liberalization in Portugal is the PPA signed under the previous regulatory framework between the electricity suppliers and the transmission system operator REN. They represent more than 70% of the electricity production in Portugal. Furthermore, these contracts have to be removed before 2007 due to European Union requirements. To do that, the regulator will substitute them by the called *Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual* (CMECs), a kind of stranded costs by differences.

The CMECs basic idea is to give to the generators with CAEs an extra payment that is derived from the difference between the market income and the PPA income expectations. Initially, a mathematical model is used to determine the optimal production of each unit hour by hour.

Then, the extra payment is associated to this optimal production in the following way:

- The generator has a loss if producing less than expected when the price is above the variable part of the contract.
- There is a loss if producing more than expected when the price is under the variable part of the contract.

The generators have only incentives to offer the variable costs of their correspondence PPA in the market, being the fixed part ensured by an extra payment that represents the CMECs [MEP 2004].

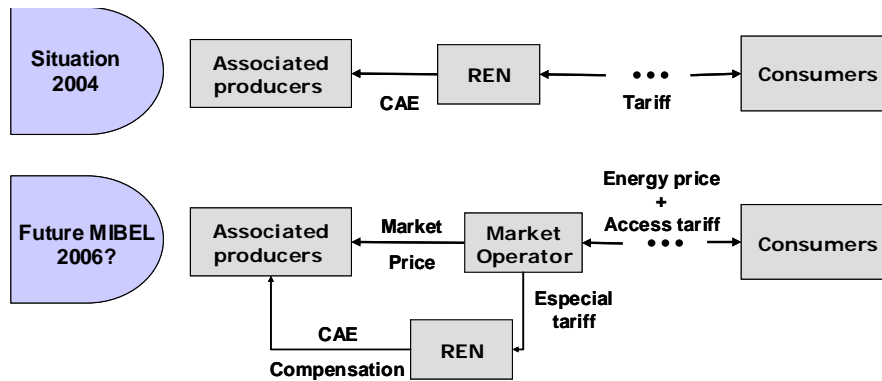


Figure 12: Trading scheme from CAEs to CMECs

## 2.2.4 Spain

The Spanish wholesale electricity market is currently under a general revision that will probably change the major drawbacks of the current generation business: supply concentration, stranded costs (CTCs) interference over the prices, long-term security of supply, lack of bilateral contracts due to the current regulatory framework, etc.

For that reason, and also because the terrible drought that bears Spain during this hydrological year, the impact of the introduction of the emission trading scheme, and the increase in the oil price, the current prices in Spain are more or less double than in 2004 and than the previous years since the market was liberalized in 1998.

Another important problem in Spain is the existence of a regulated tariff, not only for end consumers, that initially does not consider the prices of the wholesale electricity market, provoking the existence of a deficit which is not clear who is going to pay.

### Main figures

The gross electricity consumption in the peninsular Spain<sup>14</sup> during 2004 was around 235 TWh, with an increase of 4% with respect to 2003, a 1.4% less than in 2002. The network losses were around 8.5% of the total consumption. The demand peak during 2004 was attained on the 9th of December with 38210 MW, but it has been more than overcome in January of 2005 with a peak around 43708 MW and this summer with a peak around 39000 MW. Nowadays the demand peaks is higher in winter than in summer, but the trend is that the summer peak will be higher in the future due to air-conditioning devices. Spain is currently consuming the electricity energy estimated by the government in 2001 for 2008.

This consumption is met by several production technologies as is shown in Figure 13 [REE 2005], which also includes the technology distribution of the installed capacity of 66784 MW.

<sup>14</sup> The system outside of the peninsula, Canarias and Balers islands, and two villages in the north of Africa (Ceuta and Melilla), consumes around 13 TWh, but they are under a traditional regulatory framework.

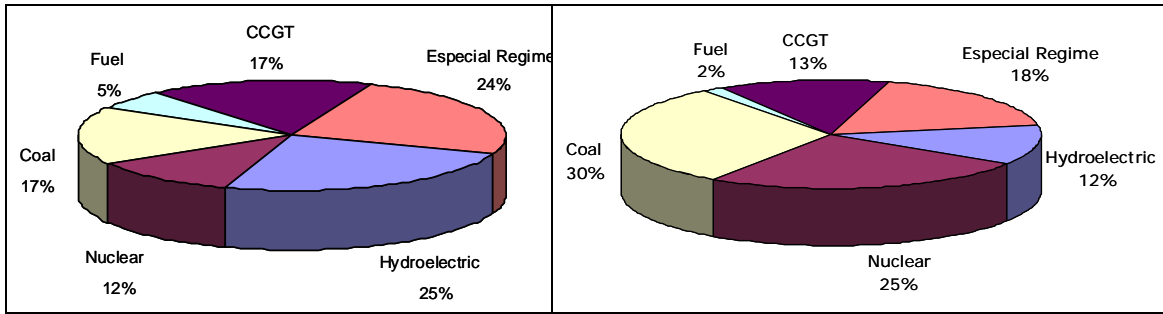


Figure 13: Production and maximum capacity shares by technology

The coal quality used in the thermal units varies from unit to unit since some of the units use the national coal, which has also some incentives, and other units use imported coal. Thus, the short-term marginal costs of these units are not very similar, but all are under the natural gas combined cycle plants short-term marginal costs without considering the cost of CO<sub>2</sub> allowances.

The special regime includes co-generation units (6356 MW, 1980 GWh), mini-hydro units (1554 MW, 560 GWh), and other renewable sources (8716 MW, 1754 GWh), mainly wind power (more than 90%) and photovoltaic power.

Unlike France or Italy, Spain is not a country typically exporter or importer of electricity. It mainly imports from France and exports to Portugal and Morocco. In 2004, Spain exported 3.3 TWh, while in 2003 imported 1.3 TWh. As regards of transactions volume, Spain exported 11 TWh and imported 7.7 TWh during this year [REE 2005].

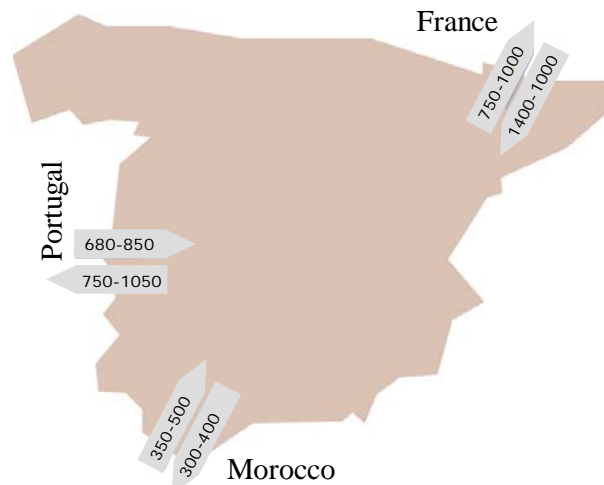


Figure 14: Commercial transmission capacities of the Spanish power system in 2004

The Spanish supply is concentrated, but there are two main utilities: Endesa and Iberdrola. They control around 70% of the market and although Endesa has currently a larger market share, the investments of Iberdrola during the last years and the future perspectives indicate that the two companies are starting to be of similar scale, especially in wet years. The introduction of EDP in this market will reduce market concentration, but these companies may still maintain some market power [OMEL 2004].

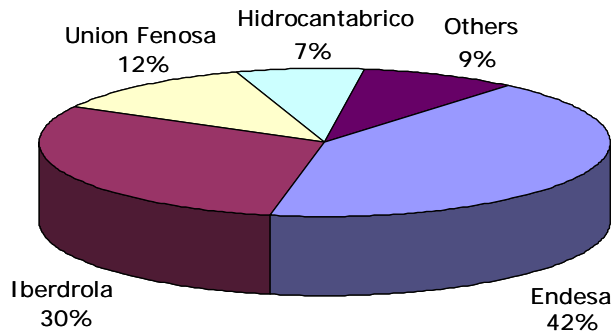


Figure 15: Market shares in wholesale market during 2004

### Electricity trading in Spain

The electricity market in Spain is by law a voluntary market, but in practice it is a mandatory pool since the conditions to sign physical contracts are unfavourable<sup>15</sup>. The market consists of one day-ahead market and six intra-daily markets that are run by the *Operador del Mercado eléctrico* (OMEL). The ancillary services are run by the transmission system operator *Red eléctrica de España* (REE).

The operation of the market is shown schematically in Figure 16 [OMEL 2004].

---

<sup>15</sup> Only the generators that sell electricity in the organized market are eligible to receive the capacity payments, and at the same time, the large consumers pay less proportion of capacity payments than the end consumers in the regulated tariffs. As a result, only end consumers have incentives to sign long-term contracts, and they have just become eligible since 2003.

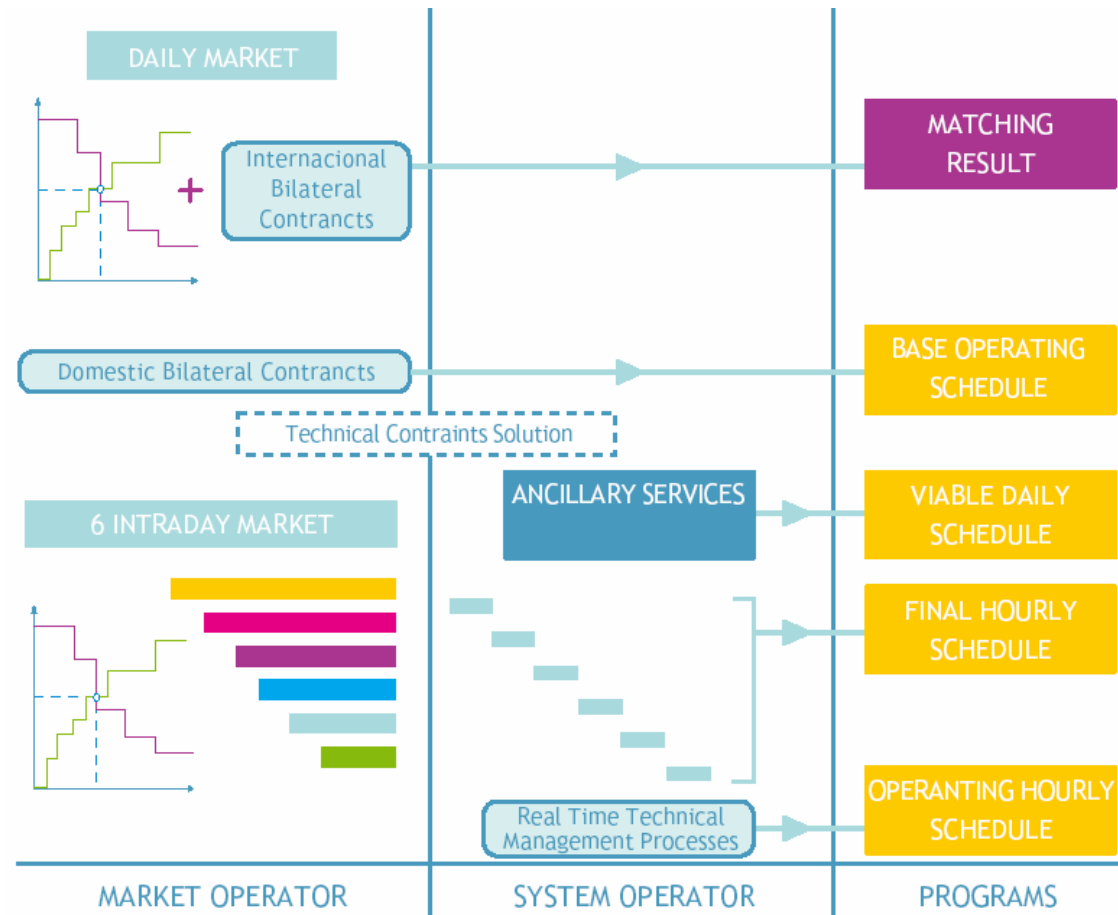


Figure 16: Markets sequences

The market operator is responsible for matching the bids including bilateral contracts, while the system operator handles the technical constraints and the ancillary services. All bids have to be received by the market operator by 10.00 am the day-ahead. Then the matching of selling and buying bids will be handled. The matching result contains the marginal price and the hourly production and demand schedule for each hour and each generation unit.

Once the reports on execution of the physical bilateral contracts and information of production under the special regime have been obtained, the operating schedule is published at 11 am. If the system operator identifies a technical constraint that will prevent the final hourly schedule from being carried out, it will solve the situation by selecting and removing the transactions that produce the constraints (re-dispatching). This procedure has been recently changed to introduce a market based mechanism to solve these constraints.

### Day-ahead market

In 2004, the energy traded in the Spanish day-ahead market was about 90% of the total production, being the bilateral contracts less than 1% [OMEL 2004].

For buying bids only the quantity is required, the price is optional<sup>16</sup>. This rule has sense since the distribution companies that offer the regulated tariffs have the obligation to buy all their associated consumption in the market independently of the market price. Selling bids may be simple or complex, including optional additional conditions. Simple bids are presented for each

<sup>16</sup> The wholesale market price cap is about 180€/MWh.

hourly period and production unit, indicating a price and an amount of energy. Complex bids include technical constraints in addition to fulfilling the requirements for simple bids. These constraints are daily cost recovery constraints, ramp constraints and indivisibility constraints.

### The intra-daily market

The intra-daily bidding market is designed to deal with any shortages or surpluses of energy that occur in the period between the day-ahead market closes and the hourly load dispatch.

Currently, the intra-daily market is structured into six sessions. The energy traded in this market during 2004 was 8% of the total energy [OMEL 2004].

Bids from both generation and demand are accepted like in the day-ahead market. However, in this market all the agents are allowed to both buy and sell to be able to offset deviations from the day-ahead market schedule. The holders of bilateral contracts who have communicated their contracts to the market operator can also participate in the intra-daily market.

### Ancillary services and reserve markets

These operations or markets are conducted by the system operator REE, and they trade less than 1% of the energy in the market. The reserve market is launched after the final day-ahead market program. The system operator establishes the reserve requirements for every hour of the next day, and asks for bids to the agents. The accepted bids receive the marginal price of the reserve auction in any case, and additionally, if the units have finally to produce, they will receive the day-ahead market price in this hour.

### Market electricity prices

Figure 17 and Figure 18 present the market clearing prices during the last two years of the day-ahead market and the last six months of 2004 and 2005 of the intra-daily market respectively [OMEL 2004]. As can be seen, the prices in the last months have sharply increased.

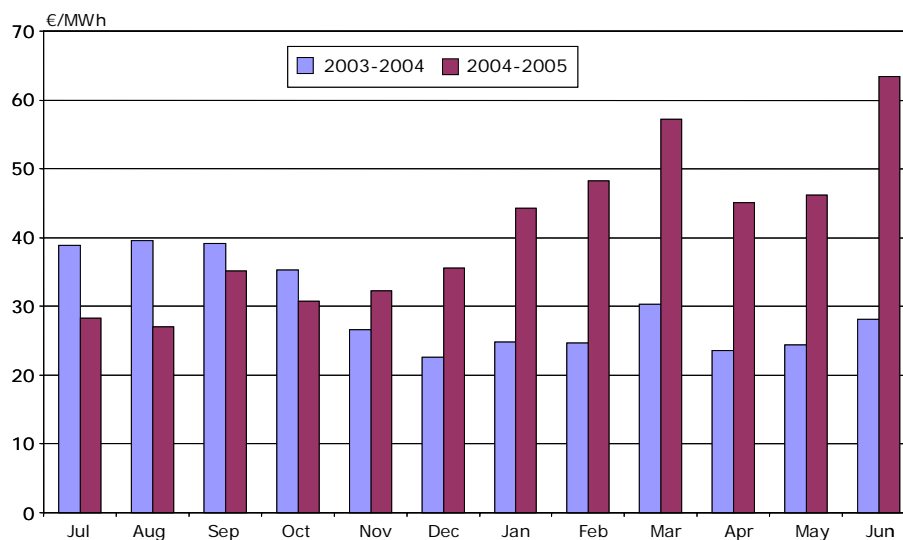


Figure 17: Average price in the day-ahead market during 2004 and 2005

The intra-daily prices seem to be a bit higher than the prices in the day-ahead market. The reason for that is that these markets usually ask for more generation, and as a result, the price increases.

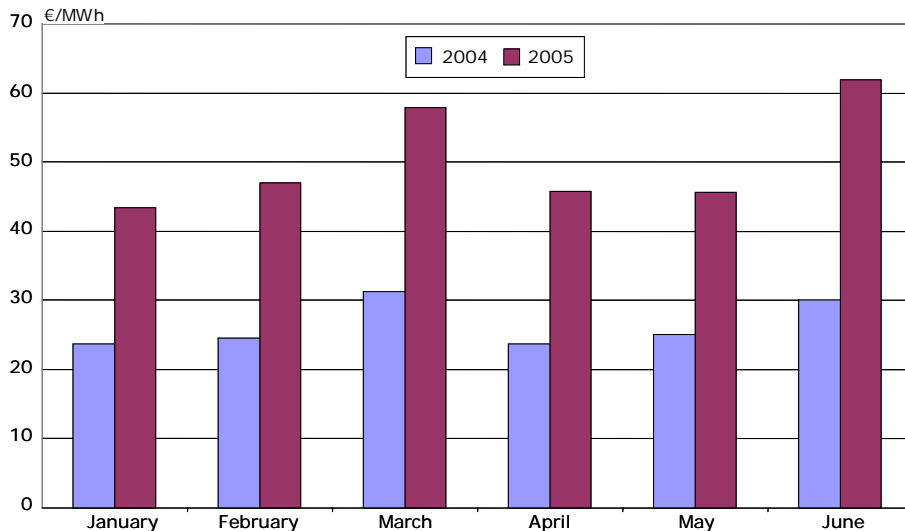


Figure 18: Average price in the intra-daily markets along the first months of 2004 and 2005

In Figure 19 we present a comparison among the market prices in the power exchanges of Italy (GME), Spain (OMEL), France (Powernext), Germany (EEX) and the Nordic countries (Nord Pool). All except Nord Pool follow more or less a similar pattern, being the price of the Italian market a bit higher in average than the others. We can also see a stress situation during the first weeks of March as a consequence of cold weather and a large reduction in the wind power production in mainland Europe.

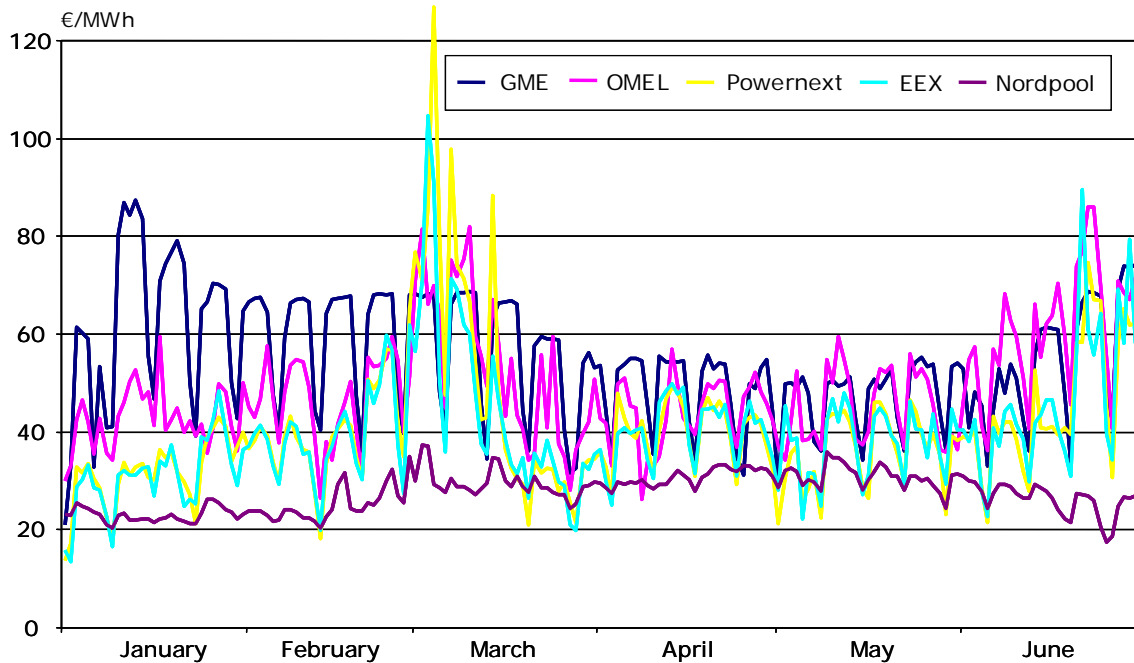


Figure 19: Market prices of some European power exchanges during 2005

Finally, it is important to point out the growth tendency of the beginning of the summer season in all the power exchanges except in Nord Pool, because of the inflows growth in the Scandinavian countries, the drought in Spain and the demand increase in the Southern Europe countries due to a very hot summer season.



### **The future Iberian market**

The Iberian market will suppose the merger of the Spanish and the Portuguese markets. The short-term market will be the currently existent and controlled by OMEL in Spain, and a new market for long-term contracts and energy derivatives (OMIP) will be run in the Portugal capital, Lisbon. From the market operators' point of view, the main goal is "To craft the most efficient and effective market structure". The main political and economical goal for Spain is to reduce its market concentration, and for Portugal to avoid dividing EDP into more companies. Although the process of merging started in 2001, it has had several setbacks that have led to the current deliberation period in order to try again to run a common market in 2006. These setbacks have been essential:

- Two different governments in Spain
- Three different governments in Portugal
- Two different international agreements
- The wait for the resolution of the CAEs.

Currently, a new regulatory reform has been starting in Spain. It has begun with the development of a new white paper recently presented to the Spanish Government and that is currently under the evaluation of the Spanish regulatory commission (CNE). One of the goals of this reform is to lay the foundation of the future Iberian Market. By now, nothing has been definitively decided, but until the regional market definitively starts, OMIP will be essentially a hardware platform prepared for the future Iberian Market.

### **References**

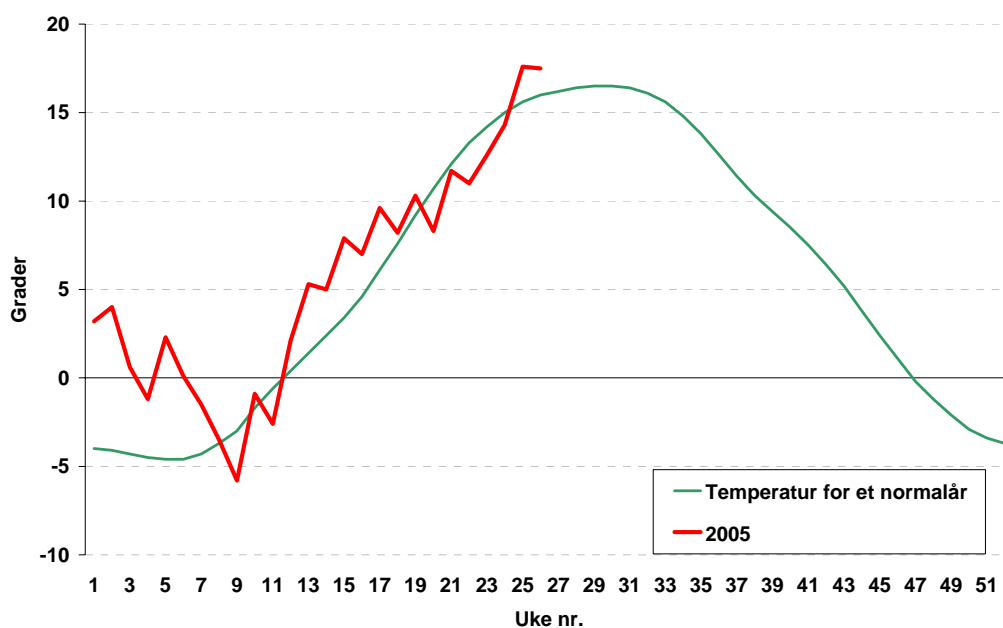
- [Boudier 2005] Boudier, M. 2005. "Supply and demand in the European electricity market". 2005. [www.wec.dk](http://www.wec.dk).
- [Charles River 1999] Charles River, A. I. 1999. "Final Report on PPA Auction Design", Boston. Prepared for Alberta Department of Resource Development.
- [EDF 2005] EDF 2005. Capacity auctions section, [www.edf.fr](http://www.edf.fr), 2005.
- [GME 2005] Gestore del mercato elettrico, 2005. [www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org).
- [GRTN 2005] Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, 2005. [www.grtn.it](http://www.grtn.it).
- [London Economics 1998] London Economics, I. 1998. "Options for market power mitigation in the Alberta power pool". Cambridge, Massachusetts. Prepared for the Alberta Department of Energy.
- [MEP 2004] Ministério da Economia Portugues, 2004. "Reforma do mercado da energia". [www.min-economia.pt](http://www.min-economia.pt).
- [OMEL 2004] Operador del Mercado Eléctrico, 2004. "Monthly and annual reports". [www.omel.es](http://www.omel.es).
- [Powernext 2005] Powernext, 2005. "Powernext Day-Ahead". [www.powernext.fr](http://www.powernext.fr).
- [REE 2005] Red Eléctrica de España, 2005. [www.ree.es](http://www.ree.es).
- [REN 2005] Rede Eléctrica Nacional, 2005. [www.ren.pt](http://www.ren.pt).
- [RTE 2005] Gestionnaire du Réseau de transport d'électricité, 2005. [www.rte-france.com](http://www.rte-france.com).

### 3 Figur og tabellvedlegg

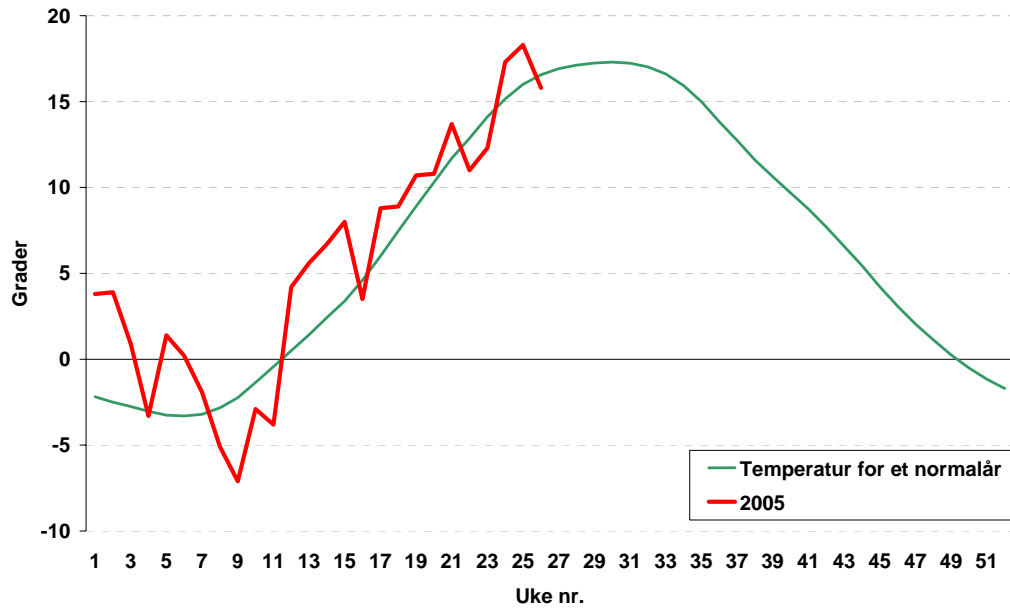
**Tabell 3.1 Produksjon, eksport, import og forbruk av elektrisk energi, GWh. Kilde: NVE**

	Jan - Jun			Tolvmånedersperioder			Juni		
	2004	2005	Endring i %	Jul2003	Jul2004	Endring i %	2004	2005	Endring i %
				t.o.m. Jun2004	t.o.m. Jun2005				
Total produksjon	56996	70608	23,9	111809	124039	10,9	7763	9524	22,7
+ Import	7394	2168	-70,7	12294	10108	-17,8	852	264	-69,0
- Eksport	1788	7412	314,5	5261	9466	79,9	477	1149	140,9
= Brutto totalforbruk	62602	65364	4,4	118842	124681	4,9	8138	8639	6,2
- Elektrokjelforbruk	1923	2232	16,1	3290	4008	21,8	187	229	22,5
- Pumpeforbruk	352	416	18,2	682	800	17,3	76	245	222,4
- Totale nettap	4716	5242	11,2	8986	9605	6,9	591	667	12,8
= Nettoforbruk	55611	57474	3,3	105884	110268	4,1	7284	7498	2,9
Kraftintensiv industri	16134	17274	7,1	32129	34585	7,6	2701	2808	4,0
Alminnelig forsyning	39477	40200	1,8	73755	75683	2,6	4583	4690	2,3
Bruttoforbruk	60043	62012	3,3	114224	118874	4,1	7823	8051	2,9
Kraftintensiv industri	16618	17792	7,1	33093	35623	7,6	2782	2892	4,0
Alminnelig forsyning	43425	44220	1,8	81131	83251	2,6	5041	5159	2,3
Bruttoforbruk alminnelig forsyning, temperaturkorrigert	45356	45761	0,9	84391	86255	2,2	4926	5011	1,7

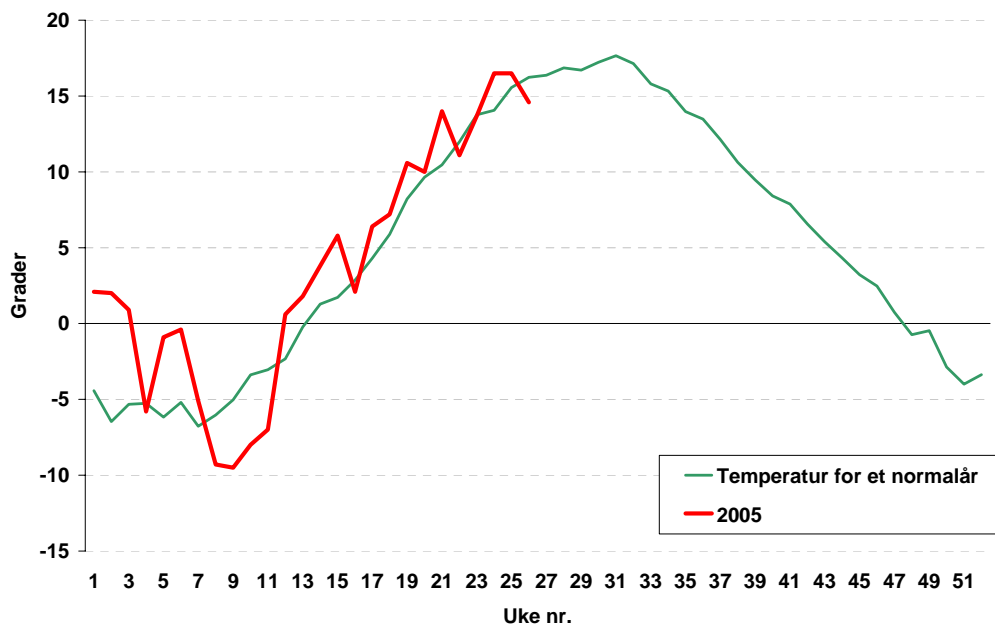
**Figur 3.1 Temperaturutvikling Oslo, ukemiddel 2005 og normalår. Kilde: Nord Pool**



Figur 3.2 Temperaturutvikling Stockholm, ukemiddel 2005 og normalår. Kilde: Nord Pool



Figur 3.3 Temperaturutvikling Helsinki, ukemiddel 2005 og normalår. Kilde: Nord Pool



Figur 3.4 Temperaturutvikling København, ukemiddel 2005 og normalår. Kilde: Nord Pool

