

# **Kvartalsrapport for kraftmarkedet**

3. kvartal 2004

# Rapport nr 17/2004

## Kvartalsrapport for kraftmarkedet

**Utgitt av:** Norges vassdrags- og energidirektorat  
**Redaktør:** Tor Arnt Johnsen  
**Forfattere:** Christian J. Giswold, Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Øystein Mørk og Nils Spjeldnæs

**Trykk:** NVEs hustrykkeri  
**Opplag:** 100  
**Forsidefoto:**  
**ISBN:** 82-410-0523-7

**Sammendrag:** Tilsigene til norske og svenske vannkraftmagasiner har vært høyere enn normalt i tredje kvartal. I Sverige har tilsiget vært over 4 TWh høyere enn normalt, mens Norge har hatt 1 TWh mer tilsig enn normalt i tredje kvartal. I forhold til samme kvartal i fjor, har tilsiget i sum for Norge og Sverige i år vært nær 10 TWh høyere.

Vannkraftmagasinene i Norden har bedret sin fyllingsgrad betraktelig gjennom tredje kvartal. Forbedringene i fyllingsgrad har ført til at det ved inngangen til fjerde kvartal var mer vann i nordiske kraftmagasiner enn på samme tid i fjor. Økningen svarer til en potensiell kraftproduksjon på om lag 10 TWh.

Forbruket i alminnelig forsyning i Norge i tredje kvartal i år ble når vi korrigerer til normale temperaturer, det samme som i tredje kvartal i fjor. Norge importerte 2,5 TWh elektrisk kraft i tredje kvartal. Så høy import har vi ikke hatt siden 1996 da importen var 3,8 TWh.

Systemprisen i det nordiske spotmarkedet har i tredje kvartal vært 25,1 øre/kWh. Det er en økning på 0,7 øre fra andre kvartal men 0,5 øre lavere enn i tredje kvartal i fjor.

**Emneord:** Elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftsalg, tilsig, magasinfylling, krafthandel, kraftforbuk, 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)

# Innhold

<b>Forord .....</b>	<b>4</b>
<b>Sammendrag .....</b>	<b>5</b>
<b>1 Kraftmarkedet i tredje kvartal .....</b>	<b>6</b>
1.1 Ressursgrunlaget – høyt svensk tilsig .....	8
1.2 Høyere magasinfylling i 2004 enn i 2003 .....	11
1.3 Produksjon, forbruk og utenlandshandel .....	13
1.4 Engrosmarkedet .....	28
1.5 Sluttbrukermarkedet.....	33
<b>2 Temaartikler .....</b>	<b>39</b>
2.1 Økt kraftproduksjon gjennom et pliktig marked for elsertifikater ....	39
<b>3 Figur- og tabellvedlegg .....</b>	<b>46</b>

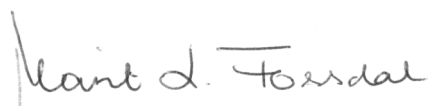
# Forord

Energi- og markedsavdelingen i NVE presenterer herved kvartalsrapport for kraftmarkedet i tredje kvartal 2004. Denne publikasjonen utarbeides hvert kvartal, og første utgave ble publisert i begynnelsen av mai i år. På grunn av datainnsamling og bearbeiding vil kvartalsrapporten vanligvis bli publisert 2-4 uker etter utløpet av kvartalet. Vi tar sikte på å legge frem neste kvartalsrapport i slutten av januar 2005.

I kvartalsrapporten dokumenteres og kommenteres kraftmarkedsutviklingen i kvartalet som har gått. I tillegg inneholder kvartalsrapporten et par temaartikler der medarbeidere i Energi- og markedsavdelingen eller fra andre avdelinger i NVE, formidler resultater fra egne analyser og utredninger. Denne utgaven har imidlertid bare en temaartikkel. Den diskuterer et pliktig grønt sertifikatmarked i Norge. Et slikt marked kan bli innført fra årsskiftet 2005/2006.

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

Oslo, 3. november 2004

  
Marit Lundteigen Fossdal  
avdelingsdirektør

# Sammendrag

Tilsigene til norske og svenske vannkraftmagasiner har vært høyere enn normalt i tredje kvartal. I Sverige har tilsiget vært over 4 TWh høyere enn normalt, mens Norge har hatt 1 TWh mer tilsig enn normalt i tredje kvartal. I forhold til samme kvartal i fjor, har tilsiget i sum for Norge og Sverige i år vært nær 10 TWh høyere.

Vannkraftmagasinene i Norden har bedret sin fyllingsgrad betraktelig gjennom tredje kvartal. Forbedringene i fyllingsgrad har ført til at det ved inngangen til fjerde kvartal var mer vann i nordiske kraftmagasiner enn på samme tid i fjor. Økningen svarer til en potensiell kraftproduksjon på om lag 10 TWh. Vi går dermed inn i vinteren 2004/2005 med en betydelig buffer i form av høyere vannlager enn i fjor.

Forbruket i alminnelig forsyning i Norge i tredje kvartal i år ble når vi korrigerer til normale temperaturer, det samme som i tredje kvartal i fjor. Forbruket i kraftintensiv industri var nær 9 prosent høyere i tredje kvartal i år enn i fjor. Årsforbruket i denne industrien ser ut til å kunne bli mellom 34 og 35 TWh i år. Det er på linje med årsforbruket i 2000 og 2001.

Norge importerte 2,5 TWh elektrisk kraft i tredje kvartal. Så høy import har vi ikke hatt siden 1996 da importen var 3,8 TWh. Det er import fra Sverige som forklarer den norske nettoimporten. Danmark har etter å ha vært i tilnærmet handelsbalanse mot Norge og Tyskland, hatt en nettoimport på 1,2 TWh fra Sverige. Danmarks import er interessant siden en i utgangspunktet ville vente dansk eksport i perioder med lav magasinutfylling i Norge og Sverige. Høye kullpriser og begrenset produksjon på grunn av utslippsbegrensninger for CO<sub>2</sub> kan forklare den lave danske produksjonen.

Systemprisen i det nordiske spotmarkedet har i tredje kvartal vært 25,1 øre/kWh. Det er en økning på 0,7 øre fra andre kvartal, men 0,5 øre lavere enn i tredje kvartal i fjor. Det har imidlertid vært store prisforskjeller mellom månedene i tredje kvartal både i fjor og i år. Prisene i juli var høyere i år enn i fjor. I august var prisene som i fjor i hele Norden. I år falt imidlertid prisene langt sterkere fra august til september enn i fjor. For eksempel falt prisen i NO1 fra 27,4 øre/kWh i august til 24,4 øre/kWh i september.

Dette bildet har også vært dominerende i det finansielle kraftmarkedet. Vinterkontraktene for den kommende vinteren ble i august omsatt til priser opp mot 31,5 øre/kWh. Ved utgangen av september ble de samme kontraktene handlet rundt 26 øre/kWh. Ved utgangen av september i fjor ble tilsvarende vinterkontrakter for vinteren 2003/2004 omsatt til 28,4 øre/kWh.

Det er fortsatt slik at de aller fleste landsdekkende kraftleverandørene (24 av 27) har lavere standard variabel kraftpris enn gjennomsnittet av prisen til dominerende leverandør i de 26 største nettområdene. Dette kan indikere at de dominerende leverandørene ikke mister kunder i stort omfang selv om de setter prisen høyere enn de fleste landsdekkende leverandørene.

# 1 Kraftmarkedet i tredje kvartal

Tilsigene til norske og svenske vannkraftmagasiner har vært høyere enn normalt i tredje kvartal. I Sverige har tilsiget vært over 4 TWh høyere enn normalt, mens Norge har hatt 1 TWh mer tilsig enn normalt i tredje kvartal. I forhold til samme kvartal i fjor, har tilsiget i sum for Norge og Sverige i år vært nær 10 TWh høyere. Fortsatt er imidlertid sum tilsig de siste tolv måneder lavere enn det normale. I Sverige har det de siste tolv måneder vært en tilsigssvikt på nær 2 TWh, og i Norge har svikten vært 6 TWh.

Vannkraftmagasinene i Norden har bedret sin fyllingsgrad betraktelig gjennom 3. kvartal. For Norges vedkommende er underskuddet i forhold til medianen redusert med 4 prosentpoeng. I både Sverige og Finland ble underskuddet i forhold til normalen redusert med om lag 15 prosentpoeng. Forbedringene i fyllingsgrad har ført til at det ved inngangen til fjerde kvartal var mer vann i nordiske kraftmagasiner enn på samme tid i fjor. Økningen svarer til en potensiell kraftproduksjon på om lag 10 TWh. Vi går dermed inn i vinteren 2004/2005 med en betydelig buffer i form av høyere vannlager enn i fjor.

Den nordiske kraftproduksjonen var 2,3 TWh høyere i tredje kvartal i år enn i fjor. Produksjonen av vann- og kjernekraft har økt med 2,8 og 2,2 TWh, mens produksjonen fra øvrige varmekraftverk er redusert med 2,6 TWh i forhold til i fjor. Økt vannkraftproduksjon kan skyldes bedret ressursituasjon og perioder med høy vannføring, som kan ha gitt tvungen produksjon i perioder. Økt kjernekraftproduksjon skyldes at kjernekraftverkene har vært ute av drift i kortere tid i år enn i fjor. På sensommeren og høsten i fjor var det en rekke problemer knyttet til oppstart av kjernekraftverk etter vedlikeholdsstopp. Redusert produksjon av øvrig varmekraft kan ha sammenheng med økte priser på kull, gass og olje.

I gjennomsnitt for tredje kvartal var temperaturene i Norge 1,4 °C høyere enn normalt. Forbruket i alminnelig forsyning i Norge i tredje kvartal i år ble når vi korrigerer til normale temperaturer, det samme som i tredje kvartal i fjor. Forbruket i kraftintensiv industri var nær 9 prosent høyere i tredje kvartal i år enn i fjor. Årsforbruket i denne industrien ser ut til å kunne bli mellom 34 og 35 TWh i år. Det er på linje med årsforbruket i 2000 og 2001. Elektrokjelforbruket var i tredje kvartal 13 prosent høyere enn i samme periode for et år siden. Årsforbruket vil likevel ikke komme opp i mer en drøyt det halve av hva som var tilfellet i år 2000. Det er grunn til å tro at prisene er av stor betydning for elektrokjelforbruket, slik at fallende elpriser vil kunne føre til økende forbruk.

Det samlede nordiske kraftforbruket var 79,6 TWh i tredje kvartal. Det er en økning på 2,2 TWh fra samme periode i fjor. Av denne økningen skriver 1 TWh seg fra økt norsk forbruk, mens det finske forbruket økte med 0,6 TWh. I Sverige økte forbruket med 0,4 TWh, mens det danske forbruket økte med 0,2 TWh.

Norge importerte 2,5 TWh elektrisk kraft i tredje kvartal. Så høy import har vi ikke hatt siden 1996 da importen var 3,8 TWh. I fjor var det en liten eksport i tredje kvartal. Skagerakkablene mellom Norge og Jylland har ikke bidratt nevneverdig til importen i årets tredje kvartal, siden disse kablene vekselvis har blitt benyttet til eksport og import.

Det er import fra Sverige som forklarer den norske nettoimporten. Sverige har videre hatt import fra Finland (1,6 TWh), Polen (0,5) og Tyskland (0,1) og eksport til Danmark (1,2 TWh). I sum har derfor Sverige hatt en nettoeksport på 1,4 TWh i tredje kvartal. Finland har hatt import fra Russland (2,4 TWh), og av dette er som nevnt 1,6 TWh reeksportert til Sverige. Danmark har etter å ha vært i tilnærmet handelsbalanse mot Norge og Tyskland, hatt en nettoimport på 1,2 TWh fra Sverige. Danmarks import er interessant siden en i utgangspunktet ville vente dansk eksport i perioder med lav magasinfylling i Norge og Sverige. Høye kullpriser og begrenset produksjon på grunn av utslippsbegrensninger for CO<sub>2</sub> kan forklare den lave danske produksjonen.

Systemprisen i det nordiske spotmarkedet har i tredje kvartal vært 25,1 øre/kWh. Det er en økning på 0,7 øre fra andre kvartal, men 0,5 øre lavere enn i tredje kvartal i fjor. Når det gjelder utviklingen i prisene i de enkelte områdene er bildet mer blandet. I prisområde NO1 (Sør-Norge) har spotprisen vært 25,7 øre/kWh i tredje kvartal. Der er en oppgang på 0,8 øre fra andre kvartal men uendret i forhold til 3. kvartal i fjor. Prisen i NO2 (Midt- og Nord-Norge) var 25,5 øre/kWh i tredje kvartal. Det er 0,3 øre lavere enn i samme periode i fjor. Prisfallet fra tredje kvartal i fjor til samme kvartal i år har vært større i Sverige og Danmark. I Sverige var spotprisen 24,3 øre/kWh i tredje kvartal i år og 25,9 øre/kWh i fjor, mens Danmark har hatt en prisnedgang på om lag 2 øre fra i fjor til i år. Det har imidlertid vært store prisforskjeller mellom månedene i tredje kvartal både i fjor og i år. Prisene i juli var høyere i år enn i fjor. I august var prisene som i fjor i hele Norden. I år falt imidlertid prisene langt sterkere fra august til september enn i fjor. For eksempel falt prisen i NO1 fra 27,4 øre/kWh i august til 24,4 øre/kWh i september.

Dette bildet har også vært dominerende i det finansielle kraftmarkedet. Vinterkontraktene for den kommende vinteren ble i august omsatt til priser opp mot 31,5 øre/kWh. Ved utgangen av september ble de samme kontraktene handlet rundt 26 øre/kWh. Ved utgangen av september i fjor ble tilsvarende vinterkontrakter for vinteren 2003/2004 omsatt til 28,4 øre/kWh.

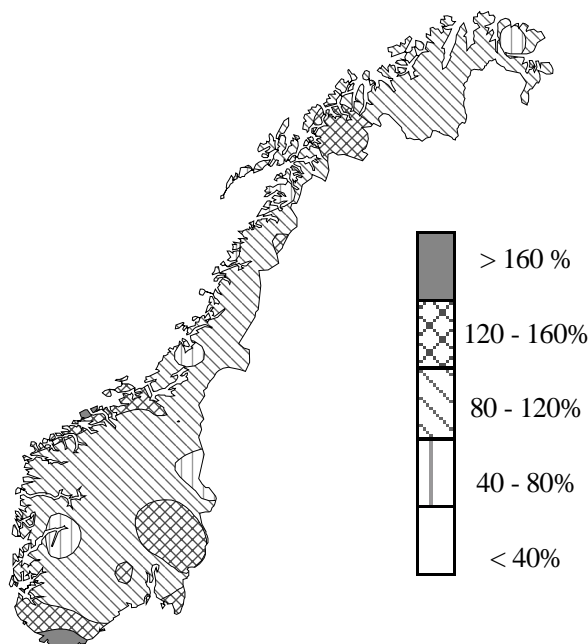
I sluttbrukermarkedet har antall husholdninger som har fastpriskontrakt gått noe ned i løpet av tredje kvartal. Spotpriskontrakter og kontrakter med variabel pris (standard variabel) har økt sin tilslutning. En slik utvikling er ikke unaturlig dersom forbrukerne vurderer de aktuelle kraftprisene til å være høye. Mange vil i en slik situasjon vente med å knytte seg til en fastprisavtale. På den annen side vil konsekvensene av en ny tørrværsperiode i form av høye priser, kunne bli større når en allerede er i en situasjon med magasiner som er lavere enn vanlig. Det er fortsatt slik at de aller fleste landsdekkende leverandørene (24 av 27) har lavere standard variabel kraftpris enn gjennomsnittet av prisen til dominerende leverandør i de 26 største nettområdene. Dette kan indikere at de dominerende leverandørene ikke mister kunder i stort omfang selv om de setter prisen høyere enn de fleste landsdekkende leverandørene.

# 1.1 Ressursgrunnlaget – høyt svensk tilsig

## 1.1.1 Norge

I tredje kvartal har vannføringen i Norge i hovedtrekk vært normal på tross av at snømagasinet i store deler av landet var mindre enn normalt ved utgangen av andre kvartal. Dette underskuddet er kompensert av mer nedbør enn normalt, og da særlig mot slutten av kvartalet.

Figur 1.1.1 Middelvannføring i prosent av normalt i tredje kvartal 2004. Kilde: NVE



Av figuren ser vi at det har vært store regionale forskjeller i vannføring.

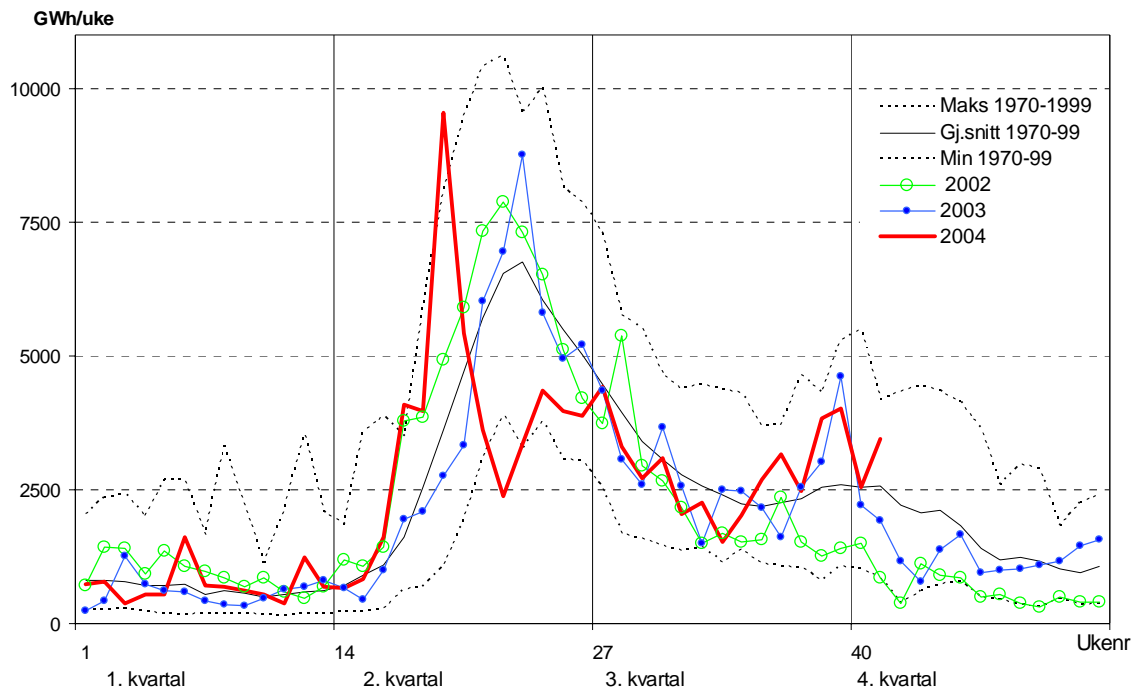
Nyttbart tilsig for landet under ett var omkring 90 prosent av normalt i juli og august og 140 prosent av normalt i september, se figur 1.1.2. I sum for tredje kvartal (uke 27-39) ble det nyttbare tilsiget 38 TWh. Det er 1 TWh mer enn i 2003, da det var normalt tilsig. Hittil i år (uke 1-39) er sum nyttbart tilsig 95 TWh. Også det er 1 TWh mer enn i 2003, men 1 TWh mindre enn beregnet gjennomsnitt for referanseperioden 1970-99.

De siste 12 månedene (oktober 2003 – september 2004) har tilsiget vært 112 TWh. Det er 6 TWh mindre enn normalt, men likevel 9 TWh høyere enn for tilsvarende periode i fjor. Fjorårets tall var lavt da det inneholder deler av den tørre høsten i 2002.

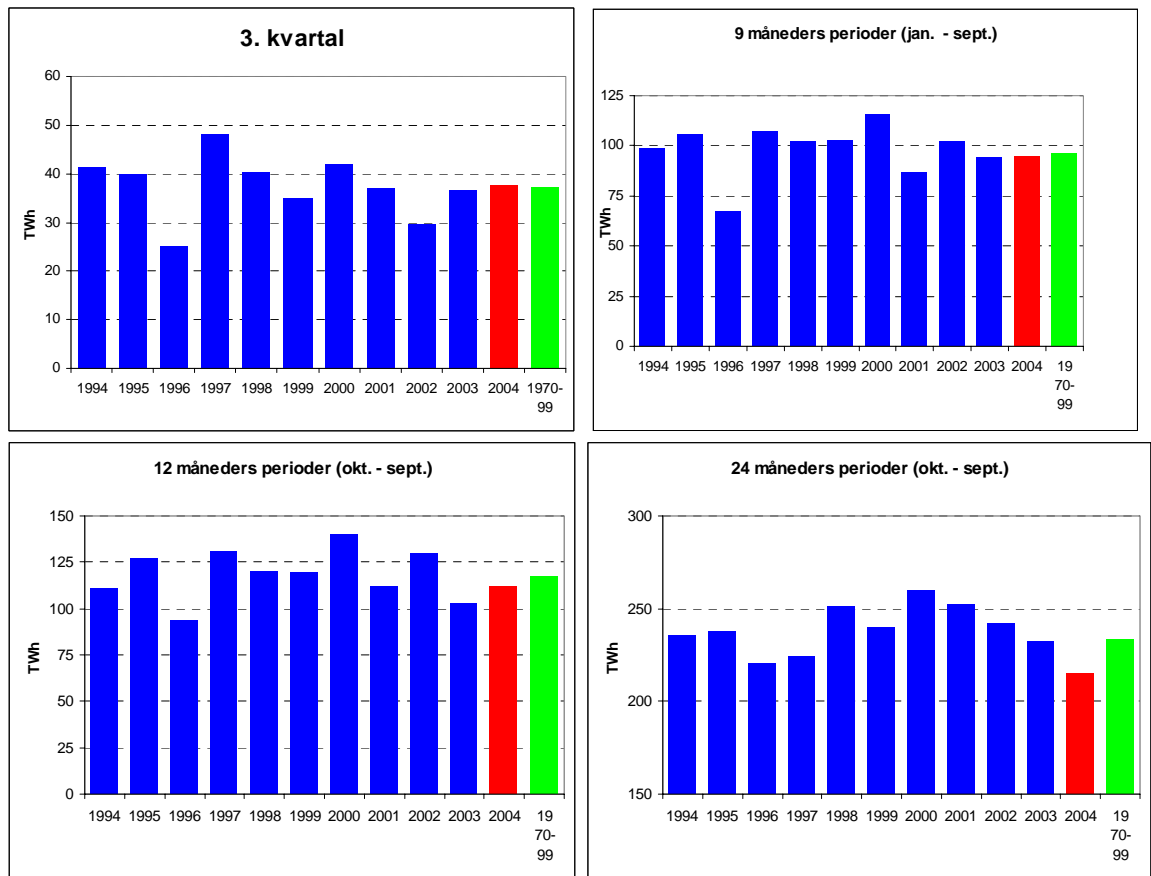
I sum for de siste 24 månedene (oktober 2002 – september 2004) har tilsiget vært 215 TWh. Det er 21 TWh mindre enn normalt. Det er det minste tilsiget for en slik 24 måneders periode siden 1978, da tilsiget var 193 TWh. Siden 1931 er minste nyttbare tilsig for tilsvarende periode 184 TWh eller drøyt 50 TWh mindre enn normalt. Minimumsverdien er fra årene 1968-70.



Figur 1.1.2 Nyttbart tilsig for Norge i 2002, 2003 og 2004. GWh/ uke. Kilde: NVE og Nord Pool



Figur 1.1.3 Nyttbart tilsig for ulike tidsperioder, 1994-2004. TWh. Kilde: NVE og Nord Pool.



Ifølge data fra Meteorologisk institutt kom det for Norge omkring 110 prosent av normal nedbør fra juli til september. Omregnet i nedbørene energi har det kommet omkring 31 TWh, som også er omkring 10 prosent mer enn normalt i denne perioden. Beregnet nedbørene energi hittil i år er 82 TWh. Det er 2 TWh eller 3 prosent mindre enn normalt. Underskuddet skyldes at det i første kvartal kom betydelig mindre nedbør enn normalt i flere av de områdene som har mange vannkraftanlegg.

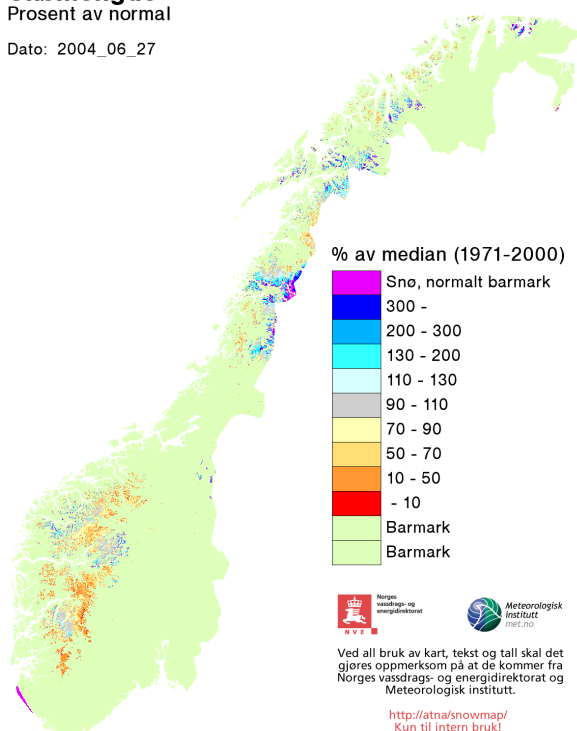
Middeltemperaturen for Norge i tredje kvartal var 1,4 grader over normalt. I juli var temperaturen opp mot 5 grader over normalt i Nord-Norge, omtrent som normalt i Midt-Norge og ned mot 1,5 grader under normalt i Sør-Norge. I august og september var månedstempleturene noe over normalt i hele landet.

Ved utgangen av andre kvartal var omkring 80 prosent av årets snømagasin smeltet. Kartet under (figur 1.1.4) viser at i fjellområdene sør i Nordland var det mer snø enn normalt. Dette bidro til at vannføringen i juli ble større enn normalt i enkelte elver i Nordland. I høyfjellet i Sør-Norge var det imidlertid i slutten av juni til dels betydelig mindre snø enn normalt. Det ga mindre vannføring enn normalt i juli i flere høyfjellsvassdrag i Sør-Norge. Her kom det imidlertid mer nedbør enn normalt i august og september, slik at for tredje kvartal samlet var vannføringen her omkring det normale.

**Figur 1.1.4 Beregnet snømengde ved utgangen av andre kvartal 2004 i prosent av normalt. Kilde: NVE og Meteorologisk institutt**

**Snømengde**  
Prosent av normal

Dato: 2004\_06\_27



## 1.1.2 Tilsiget i Sverige

Det svenske tilsiget var 22,4 TWh i tredje kvartal 2004 (uke 27-39). Det er 8,6 TWh mer enn i samme periode i 2003 og 10,5 TWh høyere enn i 2002. Normalt tilsig i samme periode er 18,3 TWh.

I årets ni første måneder var tilsiget 52 TWh. Det er 6,4 TWh mer enn i samme periode i 2003 og 0,3 TWh mindre enn normalt.

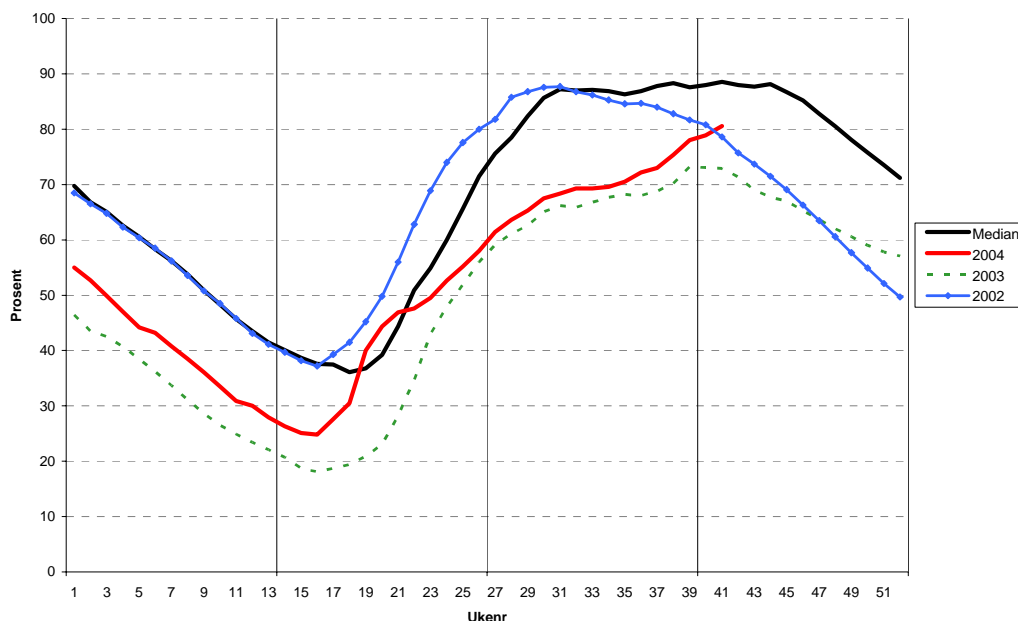
De siste 12 månedene (uke 40 2003 til uke 39 2004) var tilsiget vel 60,9 TWh, eller 1,9 TWh under normalt. Dette er likevel 10,8 TWh høyere enn for tilsvarende periode ett år tidligere. Gjennom de siste 24 månedene (oktober 2002 til september 2004) har tilsiget vært nesten 111 TWh. Det er 14,5 TWh mindre enn normalt.

## 1.2 Høyere magasinifylling i 2004 enn i 2003

### 1.2.1 Utviklingen i de norske vannmagasinene

Ved inngangen til tredje kvartal 2004 var fyllingsgraden 58,0 prosent. Det er 13,5 prosentpoeng lavere enn normalt<sup>1</sup> for årstiden. Fyllingsgraden har økt med 20 prosentpoeng gjennom 3. kvartal, og ved utgangen av kvartalet var magasinifyllingen 78 prosent. Det er 9,6 prosentpoeng lavere enn medianverdien på samme tidspunkt, dvs. at avstanden til medianen ble redusert med nær 4 prosentpoeng i løpet av kvartalet. Ved utgangen av 3. kvartal var fyllingen 4,8 prosentpoeng høyere enn i fjor. Dette svarer til en energimengde på 4 TWh.

Figur 1.2.1 Fyllingsgrad for landets magasiner (100 prosent = 84,3 TWh) i 2002, 2003 og 2004, prosent.  
Kilde: NVE

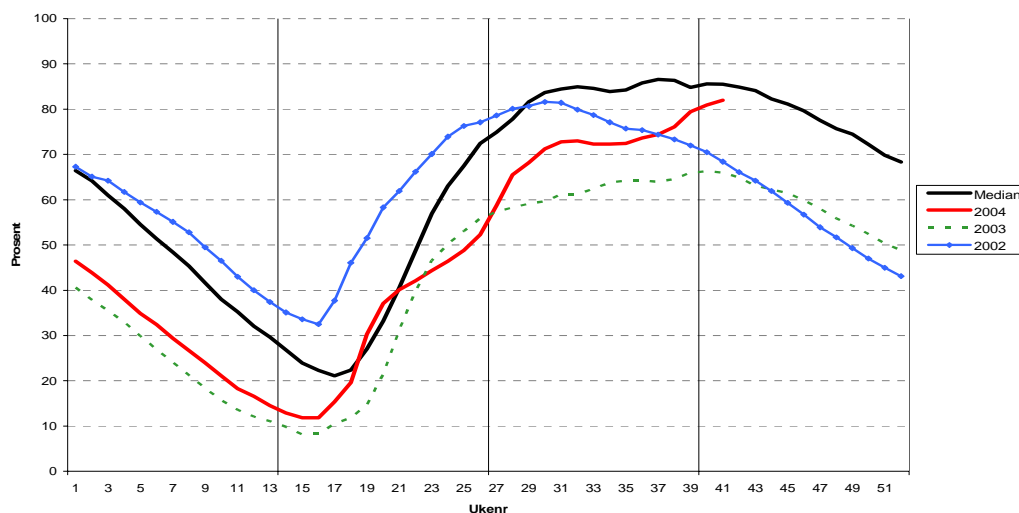


<sup>1</sup> Medianverdier for perioden 1990-2003.

## 1.2.2 Magasinutviklingen i Sverige og Finland

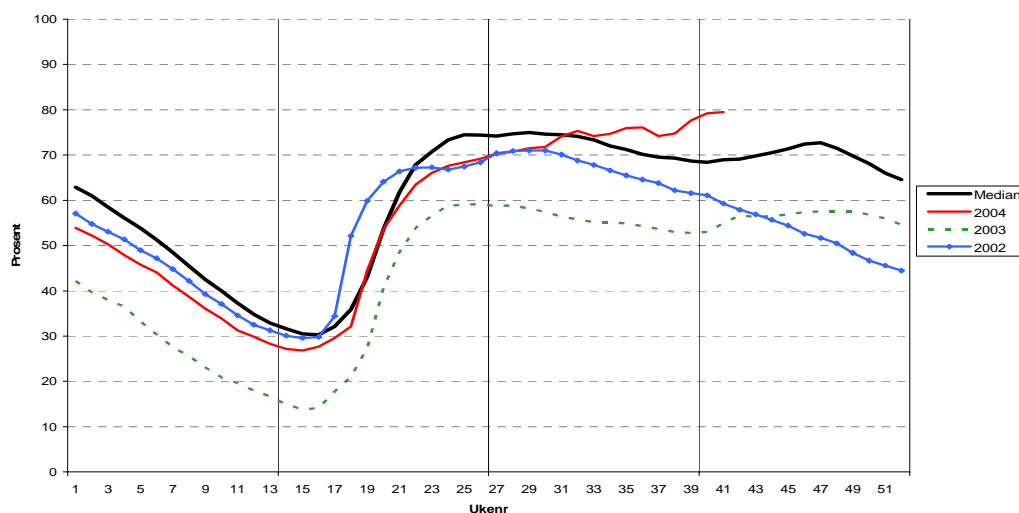
Ved inngangen til tredje kvartal var fyllingsgraden for svenske magasiner 52,3 prosent. Det er 20,1 prosentpoeng lavere enn medianverdien<sup>2</sup> til samme tid. Ved utgangen av kvartalet var magasinutfyllingen 79,4 prosent. Det er 5,4 prosentpoeng lavere enn medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av tredje kvartal 2004 var 13,4 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2003, tilsvarende en energimengde på 4,5 TWh.

Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske vannmagasiner (100 prosent = 33,8 TWh) i 2002, 2003 og 2004, prosent. Kilde: Nord Pool



Ved inngangen til tredje kvartal 2004 var fyllingsgraden for finske magasiner 69,2 prosent eller 5,2 prosentpoeng lavere enn medianverdien til samme tid for perioden 1978-2001. Ved utgangen av kvartalet var magasinutfyllingen 77,7 prosent. Det er 9 prosentpoeng høyere enn medianverdien og 24,9 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2003.

Figur 1.2.3 Fyllingsgrad for finske vannmagasiner (100 prosent = 5,5 TWh) i 2002, 2003 og 2004, prosent. Kilde: Nord Pool



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

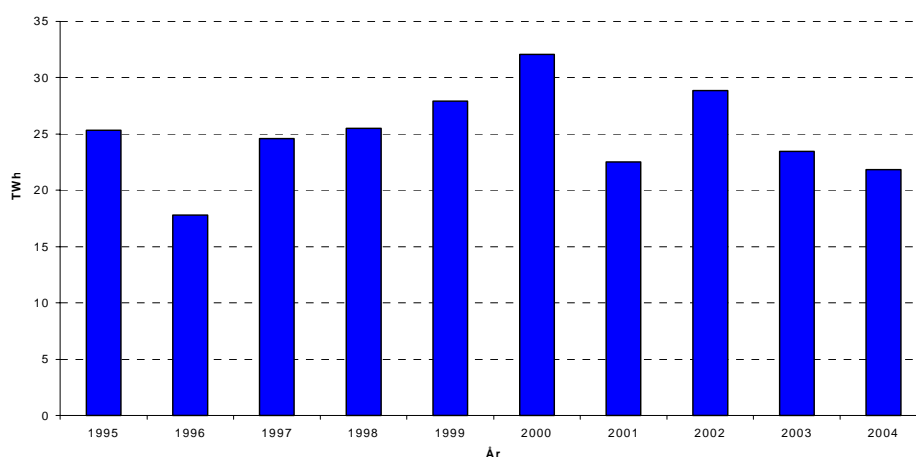
I sum er dermed vannmengden som er lagret i svenske og finske vannmagasiner ved inngangen til 4. kvartal 5,9 TWh større enn på samme tid i fjor. Inklusive den økte vannbeholdningen i Norge er den lagrede vannmengden i Norden nesten 10 TWh større enn til samme tid i fjor. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske magasiner er 123,6 TWh.

## 1.3 Produksjon, forbruk og utenlandshandel

### 1.3.1 Norge – lavere produksjon i tredje kvartal 2004

Elektrisitetsproduksjonen i Norge i tredje kvartal i år var 21,8 TWh. I forhold til fjorårets produksjon i 3. kvartal på 23,5 TWh, er det en nedgang på 6,9 prosent. Nedgangen har sammenheng med høy import og forholdsvis lav magasinifylling.

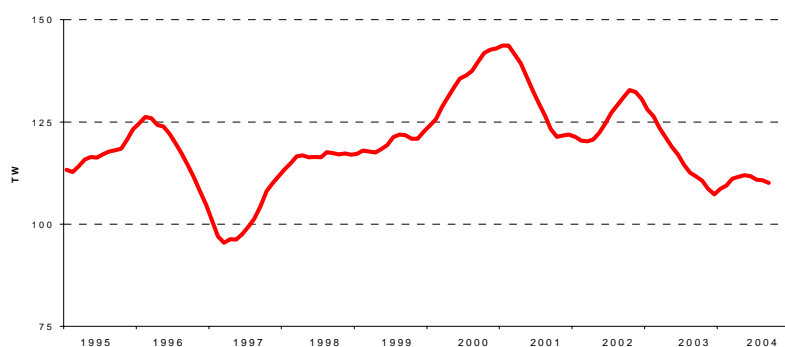
Figur 1.3.1 Kraftproduksjon i tredje kvartal for perioden 1995-2004, TWh. Kilde: NVE



Vi må helt tilbake til tørråret 1996 for å finne lavere produksjon i tredje kvartal enn det vi har hatt i år.

I årets ni første måneder var produksjonen 78,8 TWh. Det er 2,9 TWh mer enn i samme periode i 2003, dvs. en økning på 3,8 prosent. De siste 12 månedene er det produsert 110,1 TWh eller 1,4 prosent mindre enn i samme periode ett år tidligere. Produksjonen de siste 12 månedene er dermed ca 9,5 TWh lavere enn det norske kraftsystemets midlere årlige produksjonsevne som er beregnet til ca 119,5 TWh. Det var først og fremst lav magasinifylling og mindre tilsig enn normalt, som ledet til den lave kraftproduksjonen de siste 12 månedene.

Figur 1.3.2 Kraftproduksjon i Norge, sum for de siste 12-måneder, TWh. Kilde: NVE



Figuren viser hvordan den norske kraftproduksjonen varierer med tilsiget. Tørrværsperiodene i 1996/97 og 2002/03 resulterte i lav produksjon, mens våtåret 2000 ga høy produksjon.

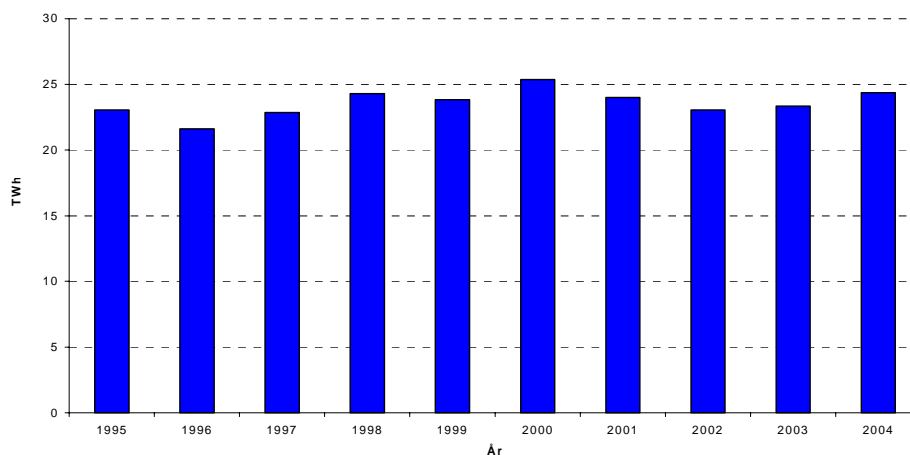
### 1.3.2 Det norske kraftforbruket - fortsatt oppgang

Det innenlandske elektrisitetsforbruket var i tredje kvartal på i alt 24,4 TWh mot 23,3 TWh i 2003. Det er en økning på 4,4 prosent. Forbruket i tredje kvartal er nå tilbake på omtrent samme nivå som i 2001, til tross for et uendret forbruk i det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning.

En liten del av økningen i elektrisitetsforbruket i tredje kvartal ser ut til å skyldes overgang fra olje til elektrisitet, siden det er observert en nedgang i salget av lette fyringsoljer (inkl. parafin) i tredje kvartal. Nedgangen i oljesalget er på ca 7,5 prosent, eller ca 0,1 TWh (ved bruksvirkningsgrad 0,8) i forhold til samme periode i 2003.

I første kvartal 2004 var det norske kraftforbruket vesentlig høyere enn det som ble observert i 2003. I andre og tredje kvartal har forbruket fortsatt vært høyere enn i fjor, men økningen fra i fjor er mindre enn i første kvartal. Dette kan ha sammenheng med at kraftforbruket er mindre fleksibelt utover våren/sommeren når etterspørselen etter elektrisitet til oppvarming er fallende. Stor medieinteresse rundt fjorårets kraftsituasjon kan også ha bidratt til å trekke det norske forbruket ned i første halvår 2003. I tillegg er det mange norske forbrukere som raskt eksponeres for utviklingen i spotprisen. I andre nordiske land, der en større andel av sluttbrukerne er knyttet opp mot fastpriskontrakter av lengre varighet, har ikke prissignalene i like stor grad gitt raske signaler om høye priser til etterspørselssiden. Sluttbrukere med fastpriskontrakter har dermed beveget seg fra en lav fastpris fastsatt før høsten 2002 til valget mellom en høy fastpris eller kontrakter som i større grad reflekterer prisutviklingen på den nordiske kraftbørsen. For disse kundene kan en forbruksreduksjon først ha begynt å gjøre seg gjeldende fra det tidspunkt de står overfor dette valget.

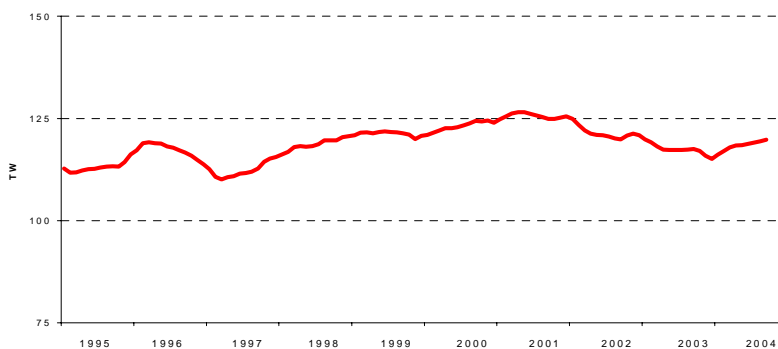
**Figur 1.3.3 Innenlandsk forbruk av elektrisk kraft i tredje kvartal for perioden 1995-2004, TWh. Kilde: NVE**



I de første ni månedene av 2004 var elektrisitetsforbruket 86,9 TWh. Det er 4,6 TWh mer enn i samme periode i 2003, dvs. en økning på 5,6 prosent.

I sum for de siste 12 månedene har det norske elektrisitetsforbruket vært 119,8 TWh. Det er 1,9 prosent høyere enn i samme periode ett år tidligere. Forbruket de siste 12 månedene er således litt høyere enn midlere årlig produksjonsevne.

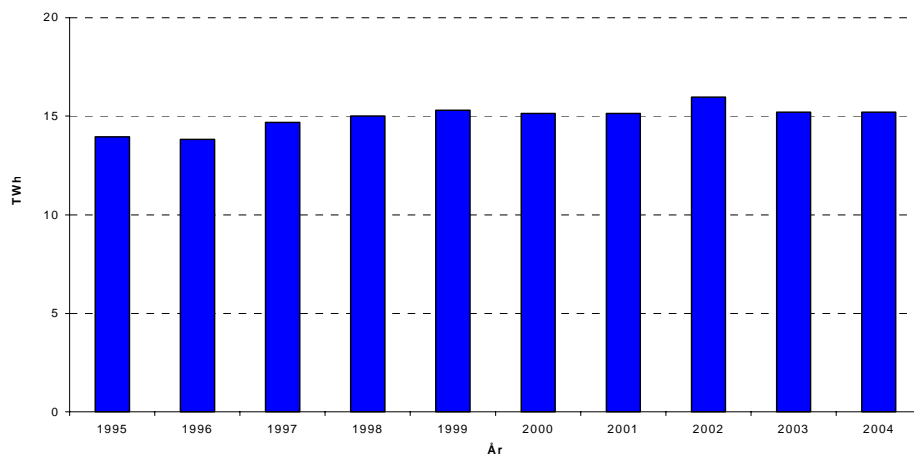
**Figur 1.3.4 Sum innenlandsk elektrisitetsforbruk for de siste 12-måneder, TWh. Kilde: NVE**



Forbruket er i ferd med å ta seg opp etter å ha falt i perioden 2001-2003. Dette mønsteret tilsvarer utviklingen som ble observert i 1997 etter tørråret 1996. Sum forbruk de siste 12 måneder er nå oppe på samme nivå som på slutten av 1998.

Forbruket i alminnelig forsyning var i tredje kvartal på 14,7 TWh mot 14,3 TWh i 2003. Det er en økning på 2,8 prosent.

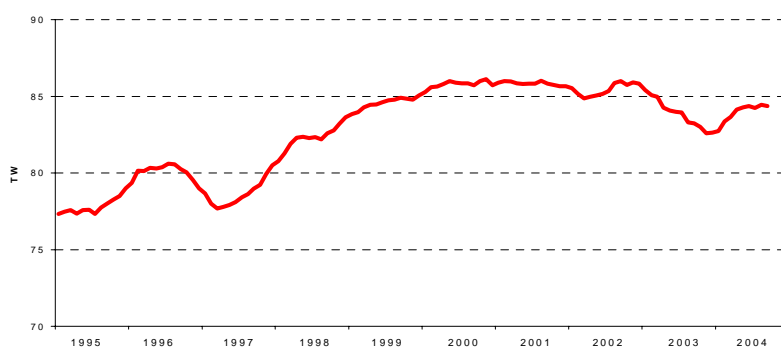
**Figur 1.3.5 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, tredje kvartal 1995-2004, TWh. Kilde: NVE**



Tredje kvartal var varmere enn normalt, og korrigert til normale temperaturforhold ble det alminnelige forbruket 15,2 TWh, det samme som i 2003. Figur 1.3.5 viser at forbruket i tredje kvartal har økt jevnt i hele perioden 1996-1999. Deretter har forbruket stabilisert seg, bortsett fra tredje kvartal 2002 som hadde noe høyere forbruk.

Forbruket i siste 12-månedersperiode var imidlertid 1,4 prosent høyere enn forbruket i forrige tolv månedersperiode (oktober 2002-september 2003).

**Figur 1.3.6 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, sum for de siste 12-måneder, TWh. Kilde: NVE**

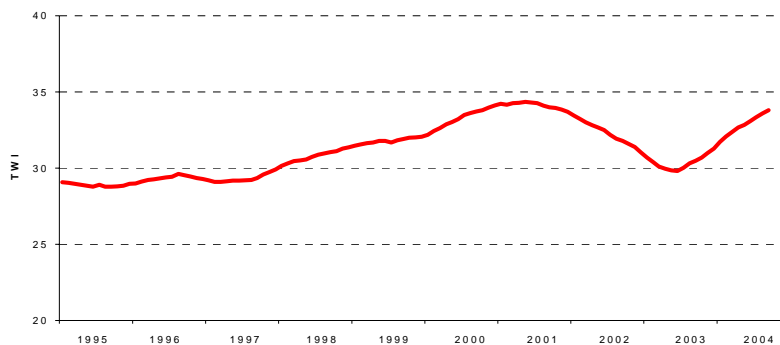


Kraftforbruket i den kraftintensive industrien har vært i sterk vekst siden sommeren 2003. Økningen har sammenheng med produksjonsøkning for Hydro Aluminium på Sunndalsøra, gode markedsforhold for denne industrien og at denne sektoren i fjor solgte kraft tilbake til markedet i stedet for å bruke kraften selv.



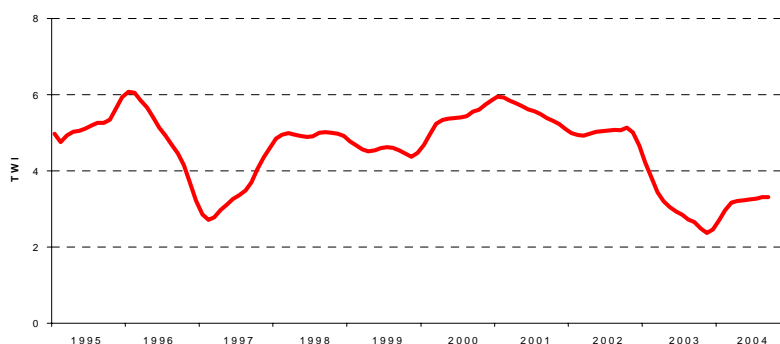
Forbruket i kraftintensiv industri var i tredje kvartal 8,9 prosent høyere enn i samme periode i 2003. For siste 12-månedersperiode har det vært en økning på 10,9 prosent.

**Figur 1.3.7 Forbruk i kraftintensiv industri, sum for de siste 12-måneder, TWh. Kilde: NVE**



Forbruket av kraft til elektrokjeler var i tredje kvartal 12,9 prosent høyere enn i tilsvarende periode i fjor. De siste 12 måneder har forbruket vært 3,3 TWh som er 24,8 prosent mer enn i samme periode ett år tidligere. Tolv månedersforbruket er likevel bare vel halvparten av hva det var i 1995 og 2000. I begge disse årene var forbruket om lag 6 TWh.

**Figur 1.3.8 Sum forbruk av kraft til elektrokjeler for de siste 12-måneder, TWh. Kilde: NVE**

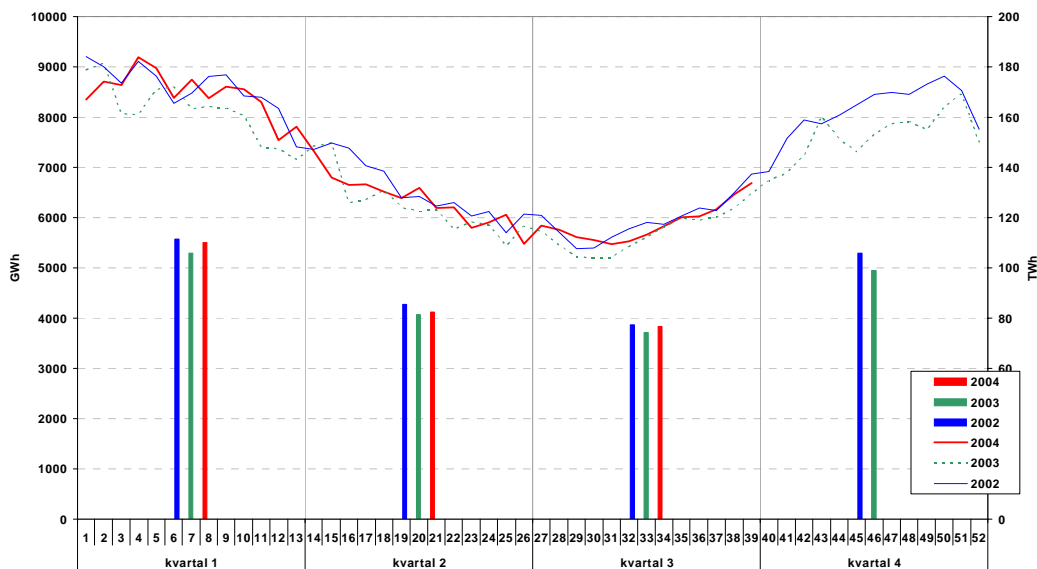


Elektrokjeler benytter ofte olje i stedet for elektrisitet dersom det faller lønnsomt. I perioden 1995-2004 har kraftprisene variert betydelig. Fra figuren ser vi at variasjonsområdet for elektrokjelforbruket i perioden 1995-2004 er fra vel 2 TWh til 6 TWh. Om lag 2 TWh av dette forbruket ser ut til å ha høyere utkoblingspris enn det som er observert i perioden 1995-2004. I tillegg vil prisvariasjonen på olje kunne påvirke den andelen av forbruket som kobles ut når prisene er høye.

### 1.3.3 Nordisk kraftproduksjon – høy svensk produksjon

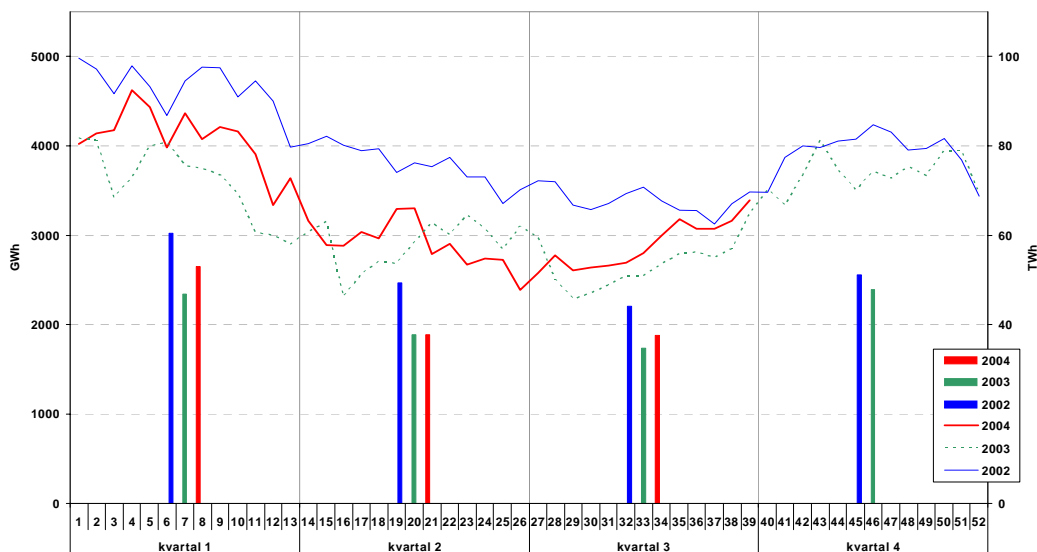
I tredje kvartal 2004 var den nordiske kraftproduksjonen 76,6 TWh. Sammenlignet med tredje kvartal i fjor er det en økning i det samlede produksjonsvolum på 2,3 TWh. I forhold til tredje kvartal i 2002 har imidlertid produksjonen falt med 0,8 TWh.

Figur 1.3.9 Nordisk kraftproduksjon, 2002 – 2004, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



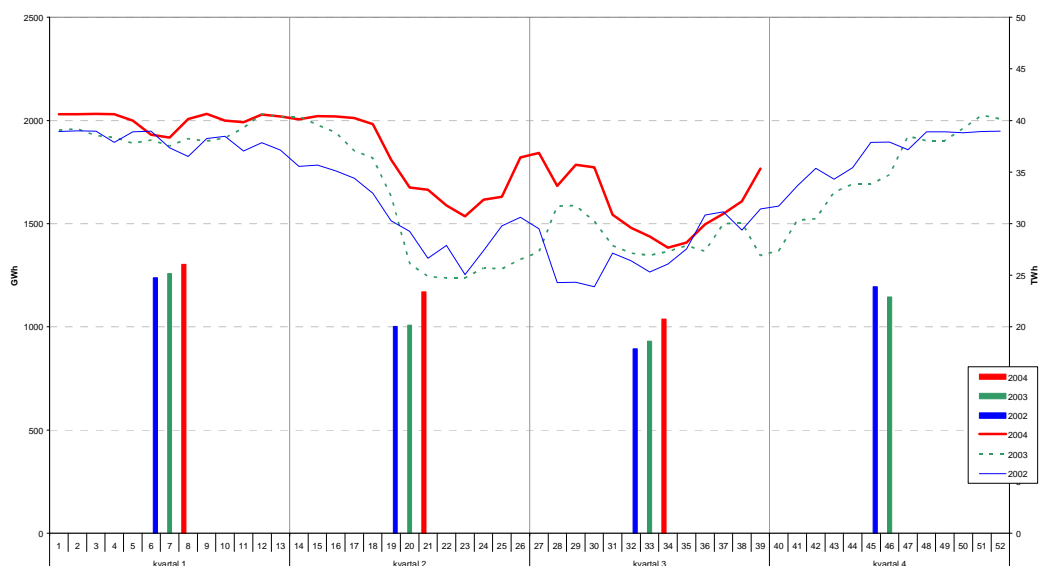
Den nordiske vannkraftproduksjonen var i sum gjennom tredje kvartal 37,6 TWh mot 34,8 TWh i tredje kvartal i fjor. Hittil i år har det dermed blitt produsert 128,4 TWh fra de nordiske vannkraftprodusentene. I samme periode i 2003 var det produsert 119,4 TWh. Til tross for at det har vært økt vannkraftproduksjon målt mot fjoråret, har produksjonen sammenlignet med 2002 vært vesentlig lavere. I 2002 ble det produsert 154,0 TWh i løpet av de tre første kvartalene og 44,1 TWh i tredje kvartal.

Figur 1.3.10 Nordisk vannkraftproduksjon, 2002 – 2004, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



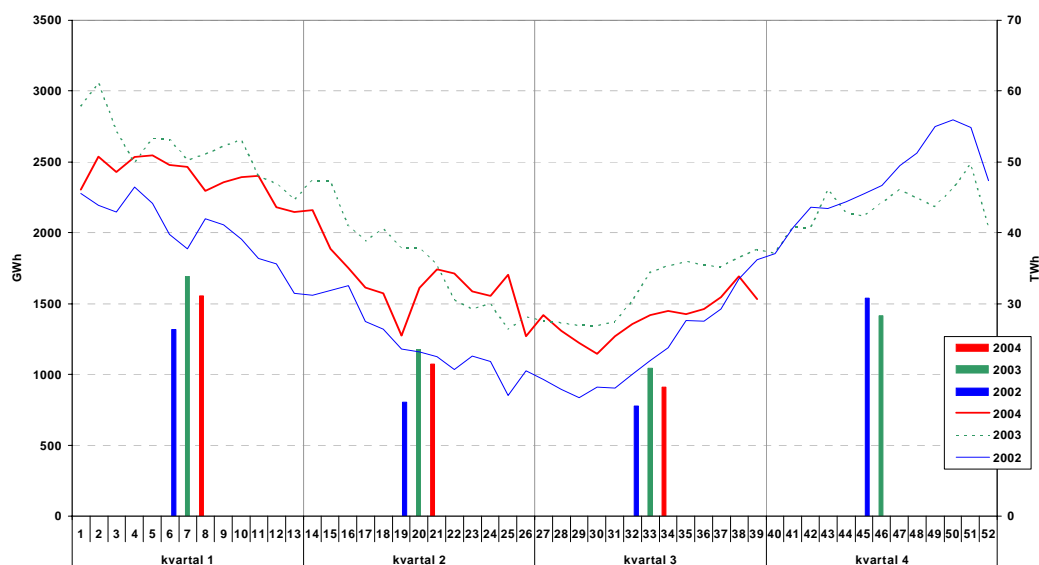
Kraftproduksjonen fra kjernekraftverk i Sverige og Finland har vært høy i hele år. Stabilt høye priser i det nordiske markedet har gitt signaler om produksjon fra kjernekraftverk. Mellom uke 27 og uke 39 har kjernekraftverkene produsert 20,8 TWh, eller 27 prosent av den totale nordiske kraftproduksjonen. Sett opp mot tredje kvartal i de to foregående årene er det en økning på henholdsvis 2,2 TWh og 2,9 TWh. I år har kjernekraftverkene kjørt fullt med unntak av i vedlikeholdsperioden. Mot slutten av tredje kvartal økte produksjonen i disse kraftverkene opp mot maksimal ytelse.

**Figur 1.3.11 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2002 – 2004, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool**



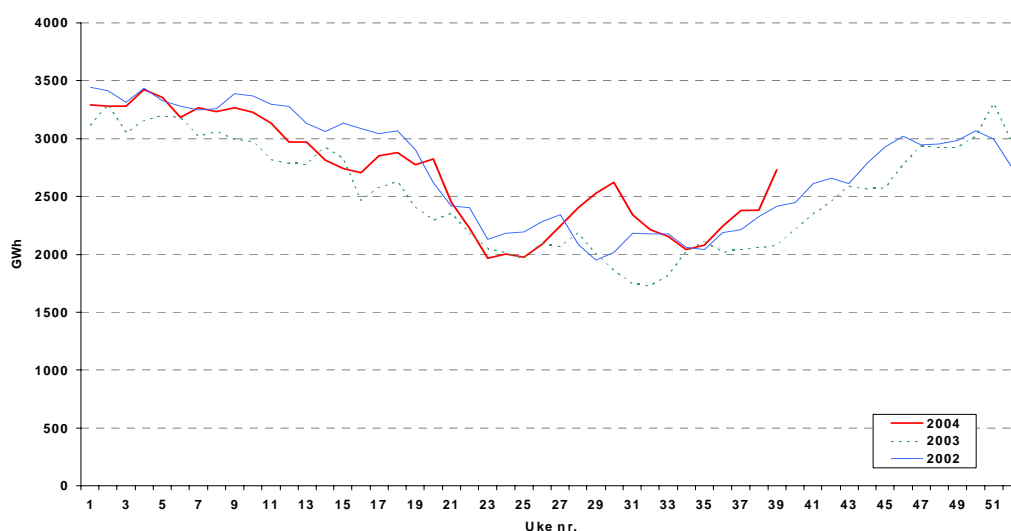
Den nordiske kraftproduksjonen fra øvrige varmekraftverk har vært 18,2 TWh. Sett opp mot produksjonen i tredje kvartal i fjor er det en nedgang på 2,6 TWh. De reduserte produksjonsvolumene fra øvrig varmekraft kan i stor grad forklares med prisøkningen på kull, olje og gass. I tillegg har fraktkostnadene vært betydelig høyere i år enn i fjor. Til tross for nedgangen fra i fjor har årets produksjon i tredje kvartal vært 2,7 TWh høyere enn i samme periode i 2002.

Figur 1.3.12 Nordisk produksjon fra øvrige varmekraftverk, 2002 – 2004, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



I Sverige har det for de fleste av ukene i tredje kvartal vært høyere kraftproduksjon enn i fjor. Dette skyldes i hovedsak at de svenske kjernekraftverkene produserte mye. Til sammen har produksjonen i Sverige vært 30,4 TWh i tredje kvartal. Til sammenligning ble det i tilsvarende kvartal i 2003 produsert 25,7 TWh i Sverige. Av totalproduksjonen i tredje kvartal i år har mer enn halvparten blitt produsert i kjernekraftverk. En økning i den svenske vannkraftproduksjonen med 2,1 TWh fra tredje kvartal i fjor til i år, har også bidratt til å løfte svensk totalproduksjon. I kvartalets siste uke var det en svensk kraftproduksjon på 2732 GWh. I denne uken alene ble det produsert om lag 650 GWh mer enn i tilsvarende uke i fjor.

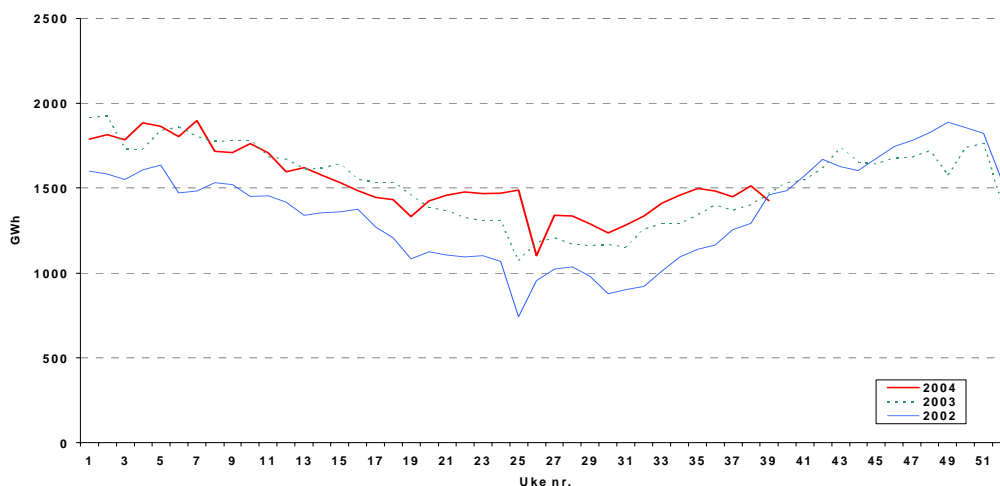
Figur 1.3.13 Svensk produksjon, uke 1, 2002 – uke 39, 2004. GWh. Kilde: Nord Pool



Den finske kraftproduksjonen har i sommer vært betydelig høyere enn registrert i samme periode i de to foregående årene. I sum har produksjonen i Finland vært 13,6 TWh i tredje kvartal. Sammenlignet med tredje kvartal i fjor har vannkraftproduksjonen alene økt med 2,2 TWh. Produksjonen i finske kjernekraftverk og andre varmekraftverk er redusert med

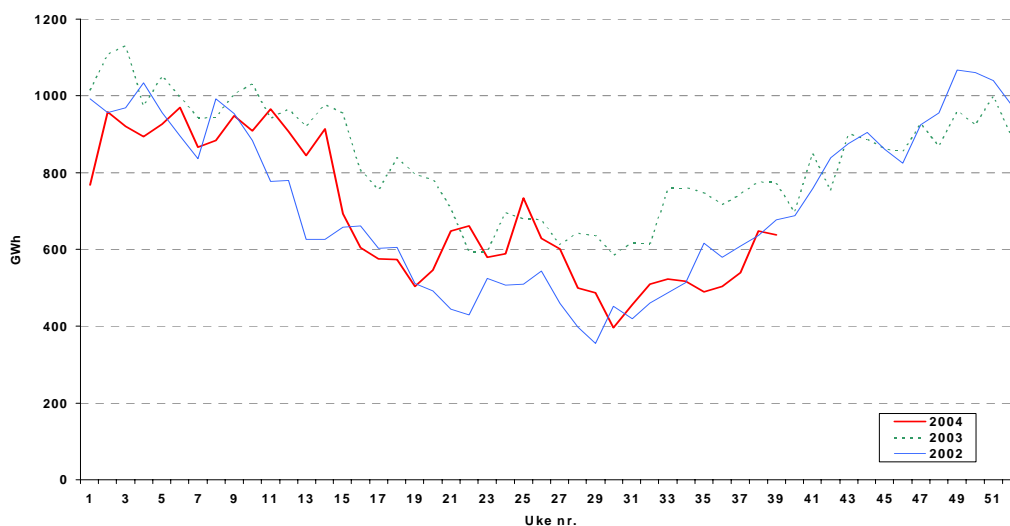
til sammen 0,8 TWh, slik at den samlede finske produksjonen økte med 1,4 TWh fra samme kvartal i fjor. I 2002 var det en vesentlig lavere produksjon fra øvrige varmekraftverk som forklarer en lavere finsk produksjon. Mens kraftproduksjonen i øvrige varmekraftverk i tredje kvartal i år var 9,5 TWh, ble det i tilsvarende kvartal i 2002 produsert 7,2 TWh.

Figur 1.3.14 Finsk produksjon, uke 1, 2002 – uke 39, 2004. GWh. Kilde: Nord Pool



I tredje kvartal har det vært en samlet dansk kraftproduksjon på 6,8 TWh. Det er en nedgang på 2,2 TWh, eller nærmere 25 prosent fra tilsvarende kvartal i fjor. Bakgrunnen for en redusert dansk produksjon kan henge sammen med at prisen på kull, som er en viktig innsatsfaktor i kraftproduksjonen i Danmark, har vært høyere i år enn i fjor. Et annet moment som kan ha bidratt til en lavere dansk produksjon er miljøavgiftene som produsentene står ovenfor. Sammenlignet med tredje kvartal i 2002 har imidlertid den danske produksjonen vært høyere i år.

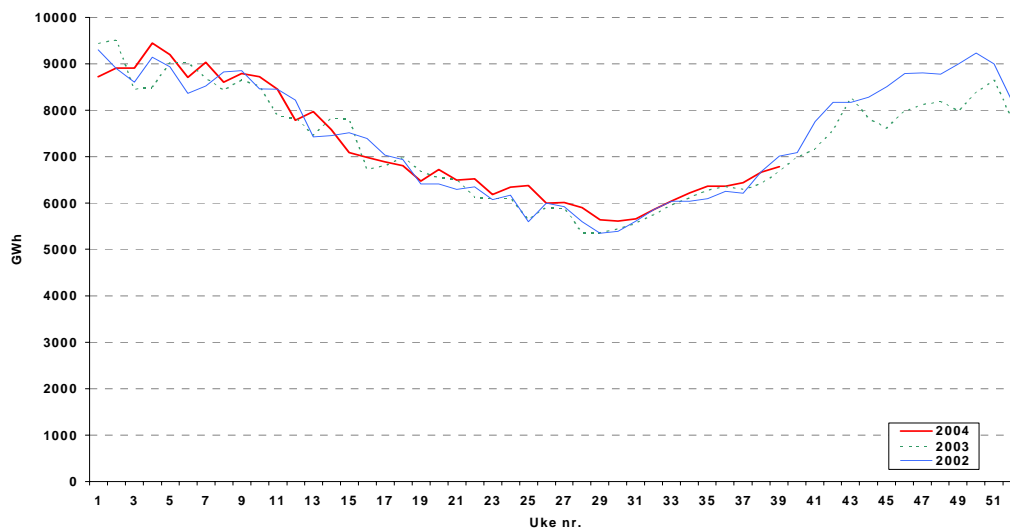
Figur 1.3.15 Dansk produksjon, uke 1, 2002 – uke 39, 2004. GWh. Kilde: Nord Pool



### 1.3.4 Nordisk forbruk – mindre vekst i de andre nordiske landene

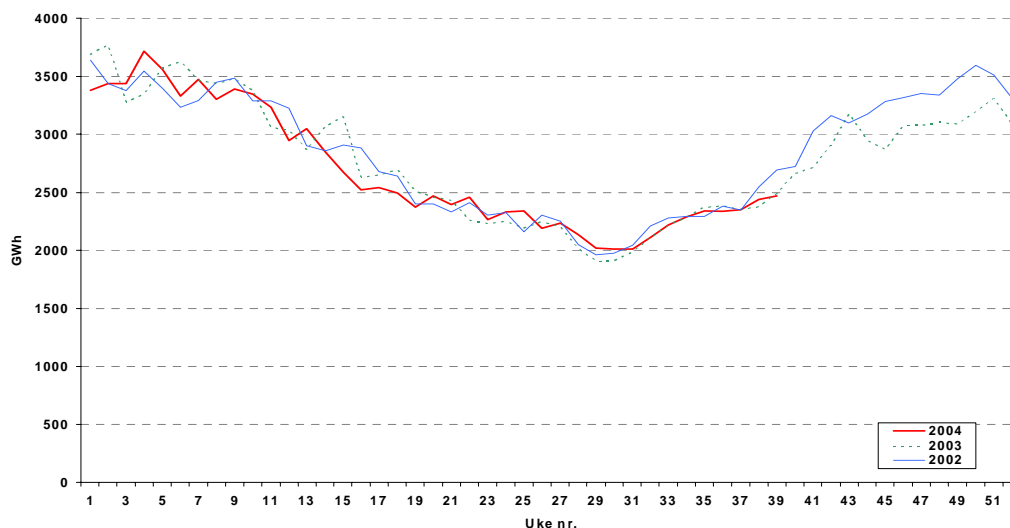
Frem til og med tredje kvartal i 2004 har det vært et samlet nordisk kraftforbruk på 279,3 TWh. I tredje kvartal var forbruket 79,6 TWh. Det er en økning på 2,2 TWh fra i fjor og 1,5 TWh mer enn i samme periode i 2002. Et økt norsk forbruk forklarer mye av den nordiske forbruksøkningen, sammen med en kjøligere svensk sommer enn normalt og en fortsatt positiv konjunkturutvikling i Finland.

Figur 1.3.16 Nordisk forbruk, uke 1, 2002 – uke 39, 2004. GWh. Kilde: Nord Pool



I Sverige var kraftforbruket i tredje kvartal 29,0 TWh. Forbruket i første halvår var 75,5 TWh som er 1,3 TWh lavere enn i tilsvarende periode i fjor. I tredje kvartal har imidlertid det svenske forbruket i år vært høyere enn i tilsvarende kvartal i fjor. Dette skyldes utelukkende et høyere forbruk i juli. Temperaturene i hele Sverige var i denne måneden betydelig lavere i år enn det som ble målt i fjor.

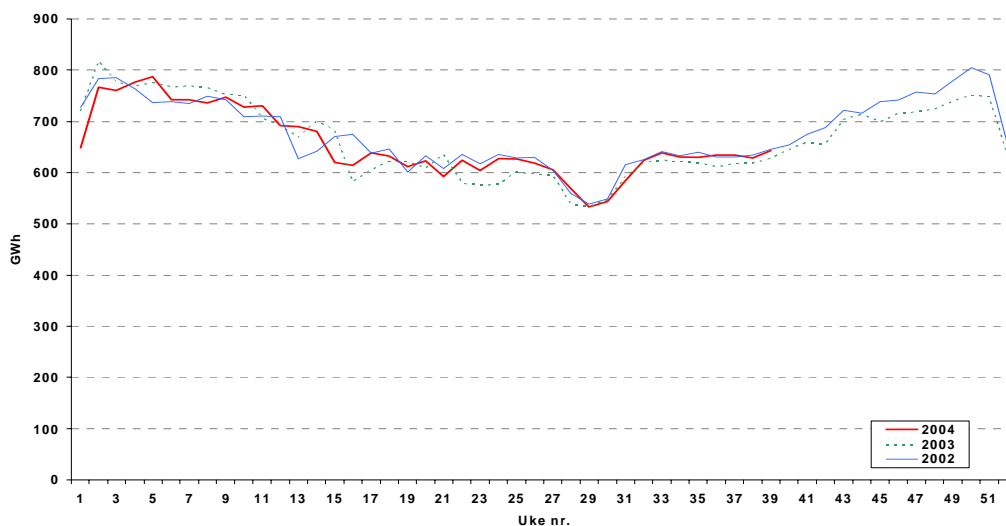
Figur 1.3.17 Svensk forbruk, uke 1, 2002 – uke 39, 2004. GWh. Kilde: Nord Pool



Kraftforbruket i Danmark var i tredje kvartal 7,9 TWh. Sammenlignet med samme kvartal i fjor er det en økning på 0,2 TWh, mens det er samme forbruk som i tredje

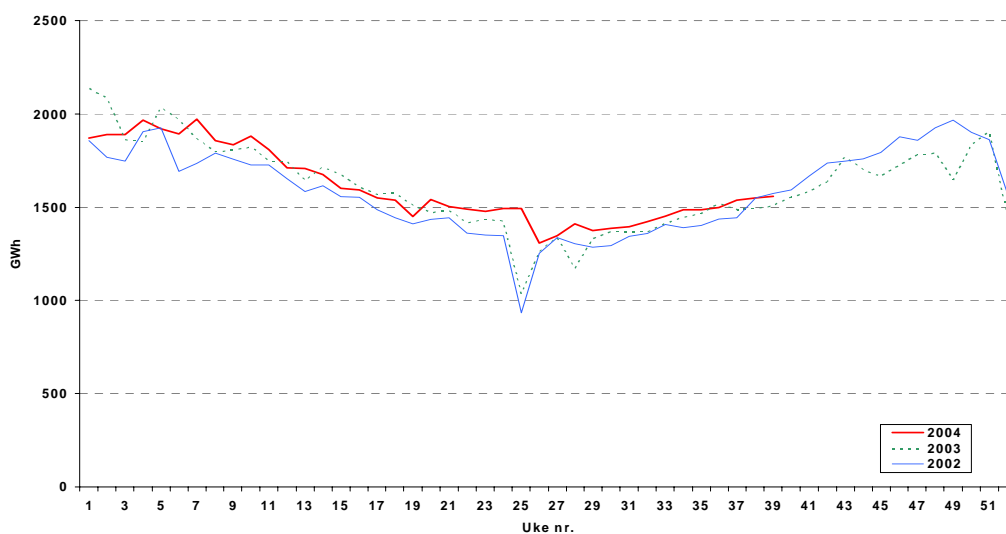
kvartal i 2002. I løpet av de tre første kvartalene har forbruket i Danmark vært omtrent på samme nivå som i fjor. Det danske kraftforbruket er i mindre grad enn i de andre nordiske landene knyttet opp mot oppvarming og påvirkes dermed ikke i like stor grad av temperaturforandringer. Fleksibiliteten ved prisvariasjoner er heller ikke like stor som i Norge og Sverige.

Figur 1.3.18 Dansk forbruk, uke 1, 2002 – uke 39, 2004. GWh. Kilde: Nord Pool



Det finske kraftforbruket har så langt i år vært 62,8 TWh. Etter første kvartal var det en svak nedgang i det finske kraftforbruket sett opp mot første kvartal i 2003. I løpet av andre og tredje kvartal har det finske kraftforbruket igjen vært økende. I denne perioden har det vært et samlet forbruk på 38,6 TWh. Det er en økning på 1,2 TWh fra tilsvarende periode i 2003. 0,6 TWh av denne økningen fant sted i tredje kvartal da det finske forbruket var 18,9 TWh. Sammenlignet med tredje kvartal i 2002 har forbruket i år vært 0,8 TWh høyere.

Figur 1.3.19 Finsk forbruk, uke 1, 2002 – uke 39, 2004. GWh. Kilde: Nord Pool

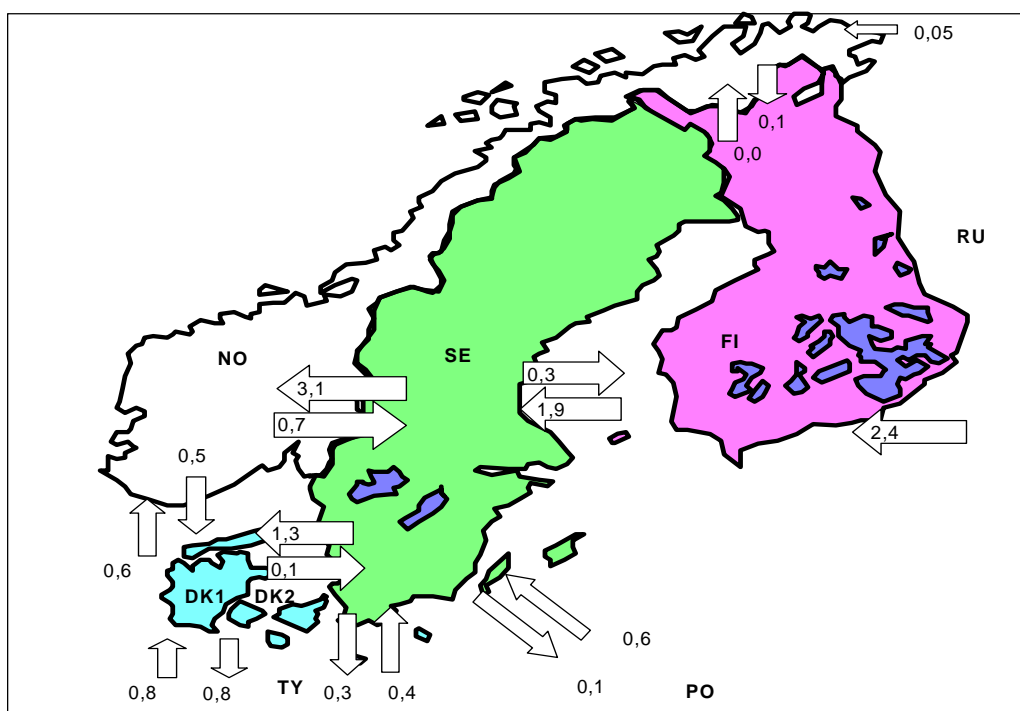


### 1.3.5 Handel og kraftutveksling

I tredje kvartal i år var det en norsk nettoimport av kraft på 2,5 TWh. Mellom Jylland og Norge har det vært en balansert utveksling, hvor det stort sett har vært norsk import på netter og i helgene. I høylastperiodene har Skagerrakkablene nesten utelukkende blitt benyttet til norsk krafteksport. I sum gjennom tredje kvartal ble det eksportert 0,5 TWh fra Norge til Danmark, mens importen var på 0,6 TWh. Hovedtyngden av den norske importen i tredje kvartal kom dermed fra Sverige. Til sammen ble det i tredje kvartal importert 3,1 TWh fra Sverige, mens den norske eksporten i samme periode var på 0,7 TWh. Dette førte til en norsk nettoimport fra Sverige på 2,4 TWh. Nettoimporten fra Sverige tilsvarer dermed nesten hele den norske nettoimporten i tredje kvartal. Norsk import fra Russland har i tredje kvartal omtrent tilsvart den norske eksporten til Finland.

Den svenske kraftproduksjonen har i tredje kvartal vært relativt høy, etter at både vann- og kjernekraftverk har produsert mye. Dette har bidratt til at det har vært en samlet svensk nettoeksport av kraft på til sammen 1,3 TWh. I tillegg til eksporten til Norge har det også blitt eksportert 1,3 TWh til Danmark. Forbindelsene til Finland og Polen har i tredje kvartal for det meste blitt benyttet til svensk kraftimport. Mellom Sverige og Finland var det en samlet svensk nettoimport på 1,6 TWh, mens overføringen på SwePol-linken har resultert i en svensk nettoimport på 0,6 TWh. På Baltic-kabelen mellom Sverige og Tyskland har det også i tredje kvartal vært en balansert utveksling mellom de to landene.

Figur 1.3.20 Import og eksport i Norden og mellom Norden og andre land i tredje kvartal 2004, TWh.  
Kilde: Nord Pool



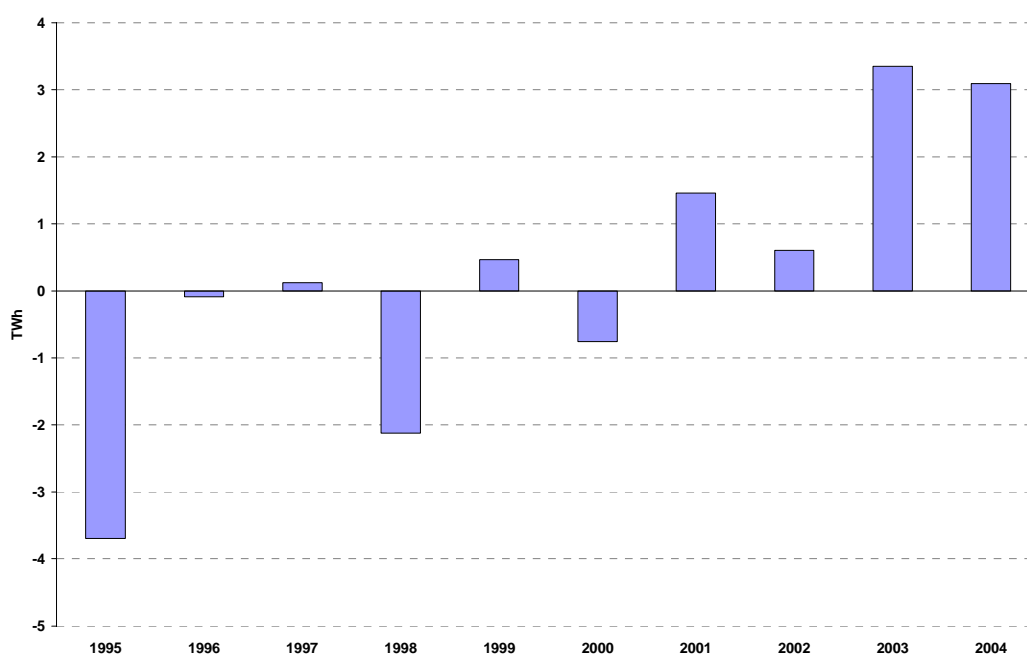
I Danmark var det i andre kvartal nær balanse mellom produksjon og forbruk. I tredje kvartal har den danske kraftimporten økt, samtidig som eksporten har falt. Til sammen har dette bidratt til at det var en dansk nettoimport på 1,1 TWh i årets tredje kvartal.



Finland har importert 2,4 TWh fra Russland. En stor del av denne importen er også i dette kvartalet blitt transittert til Sverige. På forbindelsene inn til Norden har det vært en samlet import på 4,3 TWh, hvorav nærmere 2,5 TWh fra Russland.

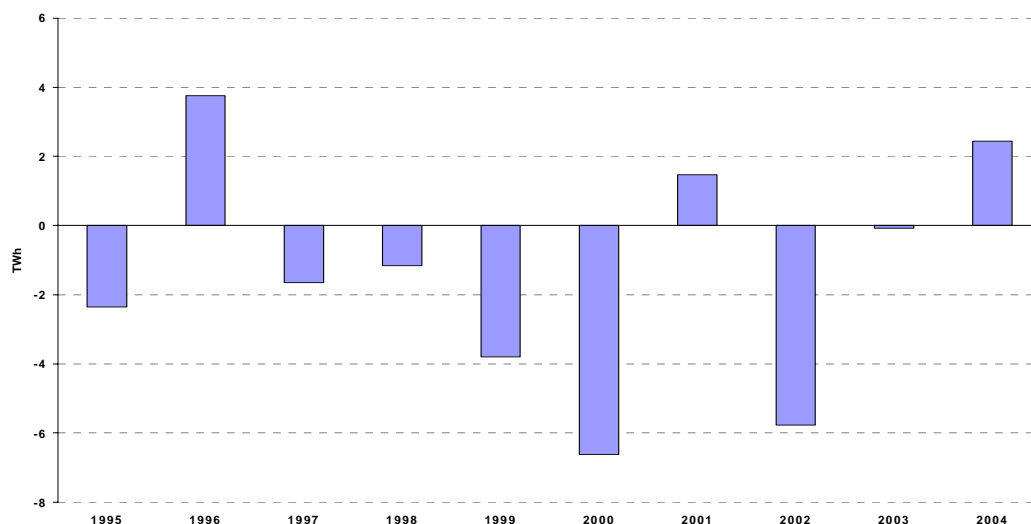
I tredje kvartal i fjor var det rekordhøy import av kraft inn til det nordiske kraftmarkedet. Også i år har det historisk sett vært en høy kraftimport. I løpet av perioden mellom uke 27 og 39 har det vært en samlet nordisk nettoimport på 3,1 TWh. I tredje kvartal i fjor var nettoimporten nærmere 3,4 TWh. Kraftimporten fra Russland og Polen har bidratt til den relativt høye nordiske nettoimporten i tredje kvartal i år, mens overføringen mot Tyskland i år i større grad har vært balansert. I fjor var det en nordisk nettoimport fra Tyskland på 0,2 TWh i tredje kvartal.

**Figur 1.3.21 Nordens netto kraftimport, tredje kvartal, 1995-2004. TWh. Kilde: Nord Pool**



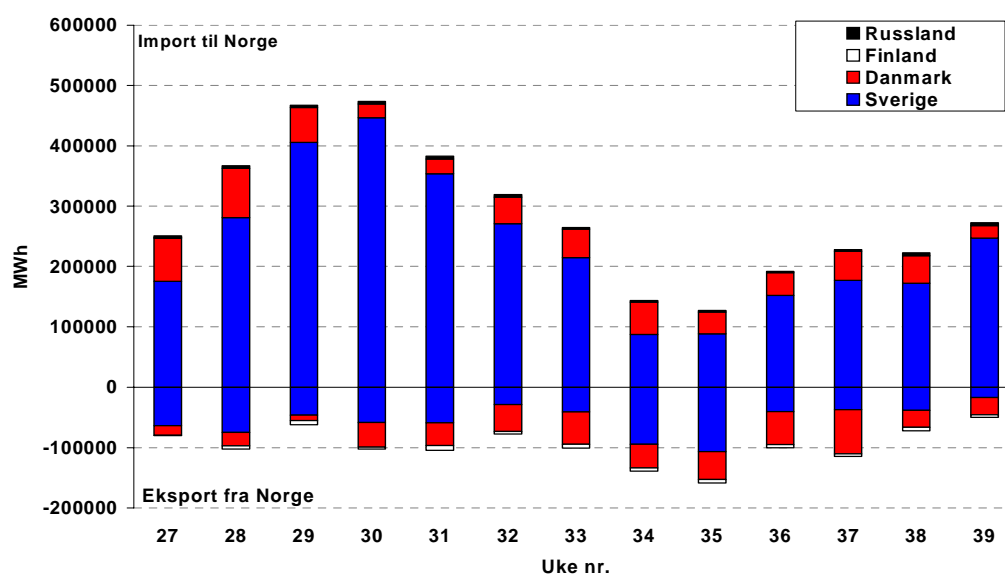
I 1996 bidro lave tilsig til en høy kraftimport til Norge. I løpet av året var det en norsk nettoimport på 8,9 TWh, hvorav 3,8 TWh i tredje kvartal. I år har det vært en norsk nettoimport i tredje kvartal på 2,5 TWh. Ikke siden 1996 har nettoimporten til Norge i tredje kvartal vært større. Av figuren under ser vi, at det med unntak av i 1996 og 2001, har vært nettoeksport av kraft fra Norge i tredje kvartal.

Figur 1.3.22 Norges netto kraftimport, tredje kvartal, 1995-2004. TWh. Kilde: Nord Pool



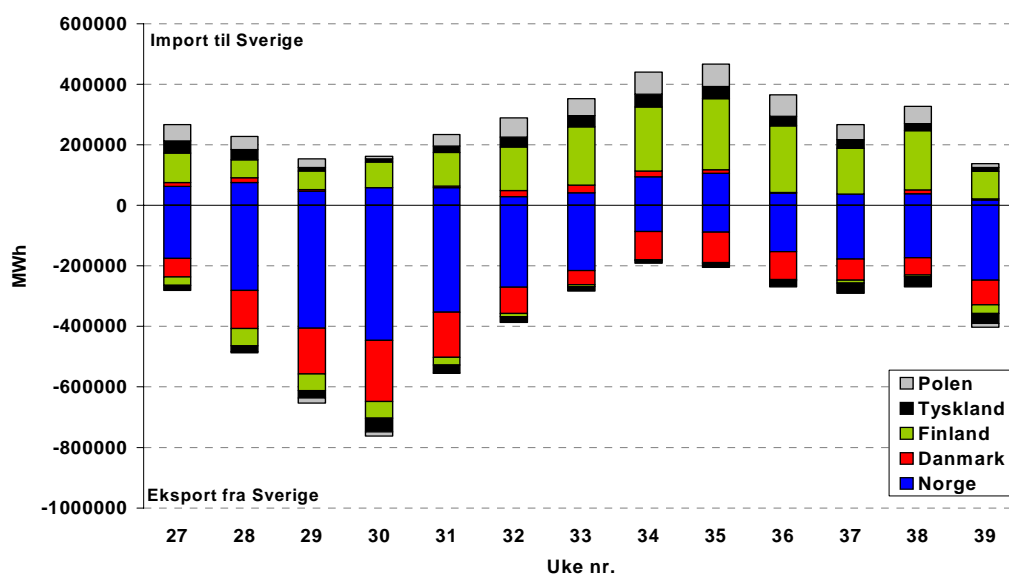
Den norske nettoimporten i tredje kvartal er stort sett sammenfallende med den norske nettoimporten fra Sverige. Det vil si at det har vært en balansert utveksling mellom Norge og Danmark/Finland/Russland. Fra Danmark har utviklingen gjennom tredje kvartal også samsvart med dette bildet. I samtlige uker har det vært en relativt balansert flyt, med norsk eksport på dagtid og import på natten og i helgene. Ukentlige importvolum på mellom 3 og 5 GWh fra Russland har blitt utlignet gjennom eksport til Finland. Importen fra Sverige var høy i starten av tredje kvartal. På denne tiden var hovedtyngden av de svenske kjernekraftverkene enda ikke tatt ut til årlig vedlikehold. Samtidig var det på denne tiden et lavt nordisk forbruk. De gjeldende prisforventningene på denne tiden medførte også at de norske vannkraftprodusentene valgte å spare vann. Den norske nettoimporten fra Sverige falt utover i kvartalet etter hvert som flere kjernekraftenheter ble tatt ut av drift og det nordiske forbruket økte. Mot slutten av kvartalet var det igjen en økende produksjon fra svenske kjernekraftverk som bidro til å øke den norske nettoimporten fra Sverige.

Figur 1.3.23 Norsk utveksling av kraft, uke 27-39, 2004. MWh/h. Kilde: Nord Pool



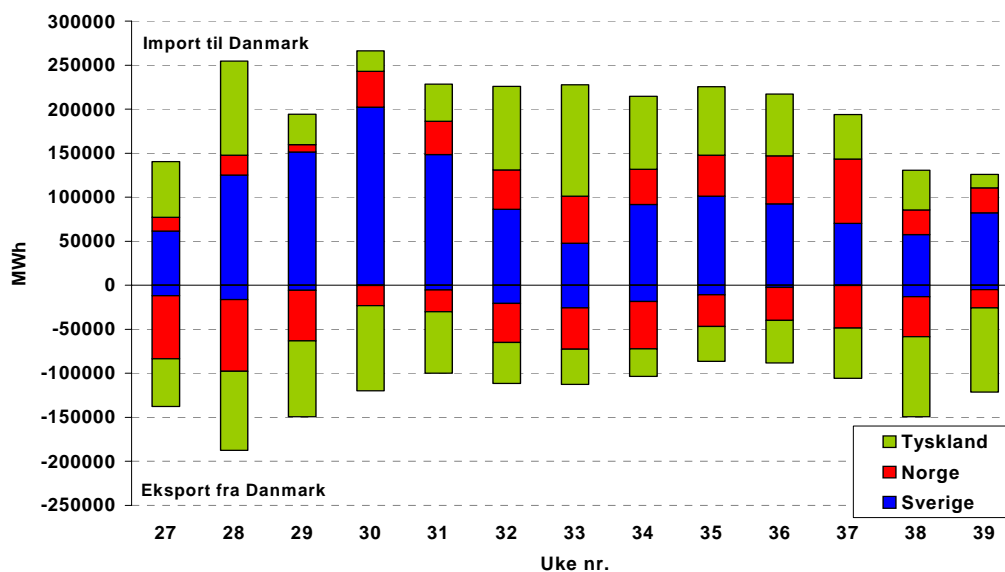
Utviklingen i den ukentlige svenske utvekslingen gjennom tredje kvartal var også preget av revisjonsperiodene i de svenske kjernekraftverkene. I starten av kvartalet var det høy svensk krafteksport. I uke 30 var det eksempelvis en svensk nettoeksport på 0,6 TWh. Frem til uke 34 avtok den svenske eksporten før den igjen økte mot slutten av kvartalet. Spesielt var det utnyttelsen av utvekslingskapasiteten mot Finland og Norge som har variert i takt med vedlikeholdsperiodene i svensk kjernekraft. Av den totale nettoimporten fra Finland i tredje kvartal på 1,6 TWh, kom 1,2 TWh mellom uke 33 og 38. I perioder med høyt produksjonsoverskudd i Sør-Sverige har kabelen mot Polen blitt benyttet til svensk krafteksport.

Figur 1.3.24 Svensk utveksling av kraft, uke 27-39, 2004. MWh/h. Kilde: Nord Pool



I Danmark var det en nettoimport på til sammen 1,1 TWh. I flere av ukene i tredje kvartal har det vært en ensidig kraftutveksling fra Sverige til Danmark. Gjennom kvartalet var det en dansk nettoimport fra Sverige på 1,2 TWh, mens utvekslingen mot Norge og Tyskland var nær balansert over kvartalet. Utvekslingskapasiteten fra Danmark til tilgrensende områder er høy i forhold til det innenlandske forbruket. Både Jylland og Sjælland ligger mellom vannkraftsystem og det termiske systemet i Tyskland, noe som innebærer at det er mye transitt av kraft gjennom Danmark.

Figur 1.3.25 Dansk utveksling av kraft, uke 27-39, 2004. MWh/h. Kilde: Nord Pool



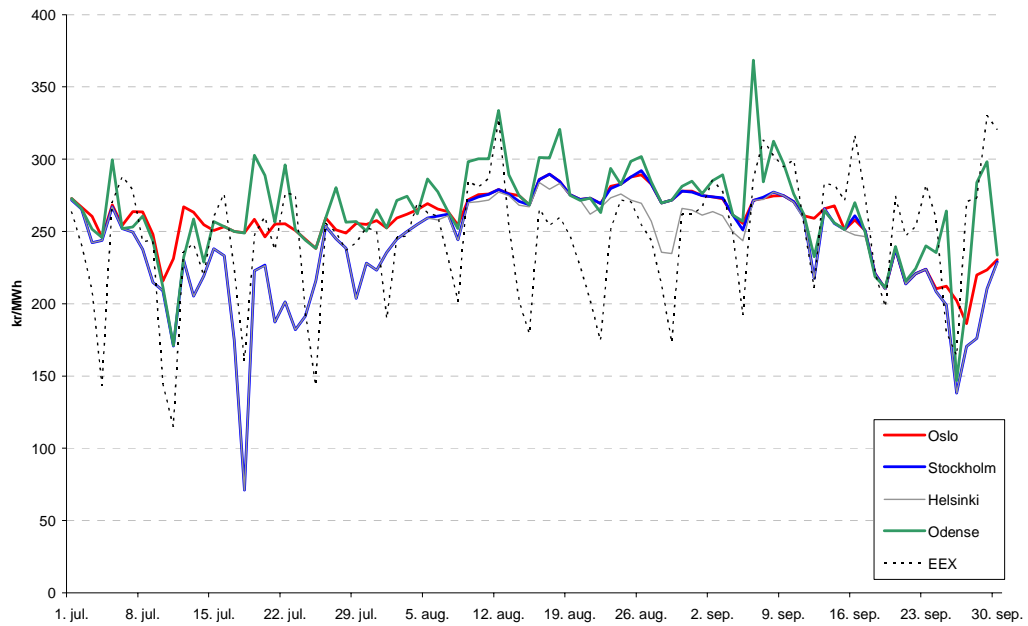
## 1.4 Engrosmarkedet

### 1.4.1 Prisutvikling i døgnet

Prisene i spotmarkedet var stabile i de to første månedene av tredje kvartal. I september falt prisene, og nedgangen har sammenheng med økte tilsig i det nordiske vannkraftsystemet.

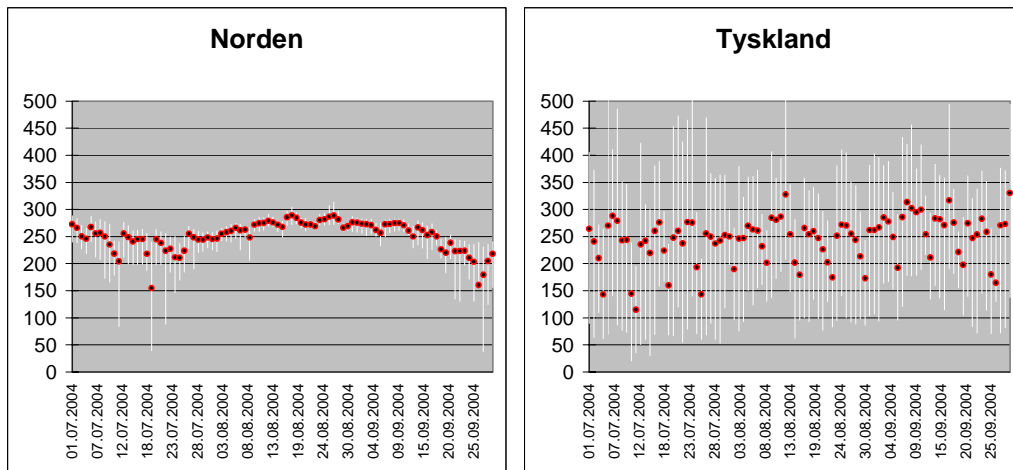
Lav vannkraftproduksjon gjennom sommeren har bidratt til at prisene har holdt seg høyere gjennom sommeren enn i årene før tilsigssvikten høsten 2002. Systemprisen har vært lavere i tredje kvartal i år (251 NOK/MWh), enn i tredje kvartal i fjor (256 NOK/MWh), men vesentlig høyere enn årene 2000 (82 NOK/MWh), 2001 (168 NOK/MWh) og 2002 (150 NOK/MWh). Stor import til Norge og perioder med flaskehals, gjorde at gjennomsnittsprisen i Sør- Norge for tredje kvartal var høyere enn i de omkringliggende norske og nordiske elspotområdene. Den gjennomsnittlige spotprisen for NO 1 (Sør- Norge) var 257 NOK/MWh i tredje kvartal. I NO 2 (Midt- og Nord- Norge) var den gjennomsnittlige elspotprisen 255 NOK/MWh. Sverige hadde tilsammenligning 243 NOK/MWh. De svenske produsentene, og spesielt kjernekraftprodusentene, har holdt et høyt produksjonsnivå i tredje kvartal. Dette medførte at Sverige ofte hadde lavere priser under lavlast enn Sør- Norge, spesielt i juli. Lavere tilsig enn normalt i august kan ha vært med på å heve prisnivået i denne perioden. Reduksjonen i prisene på slutten av tredje kvartal har sammenheng med høyt tilsig og at kjernekraftverkene gradvis ble ferdigstilt etter revisjon. Tilsigene i Norge i september (uke 36 til 39), var om lag 140 prosent av normalen.

**Figur 1.4.1 Spotpriser i tredje kvartal 2004, døgngjennomsnitt, kr/MWh. Kilde: Nord Pool og European Electricity Exchange (EEX)**



De tyske prisene (EEX) viser et kjent mønster, der de tyske prisene varierer mer enn de nordiske prisene. Selv om prisene i Tyskland varierer mer enn de nordiske, er variasjonen mindre i år enn hva som er observert i tilsvarende perioder tidligere år.

**Figur 1.4.2 Nordisk og tysk døgngjennomsnitt og prisvariasjonsbredde gjennom døgnet, kr/MWh. Kilde: Nord Pool og European Electricity Exchange (EEX)**

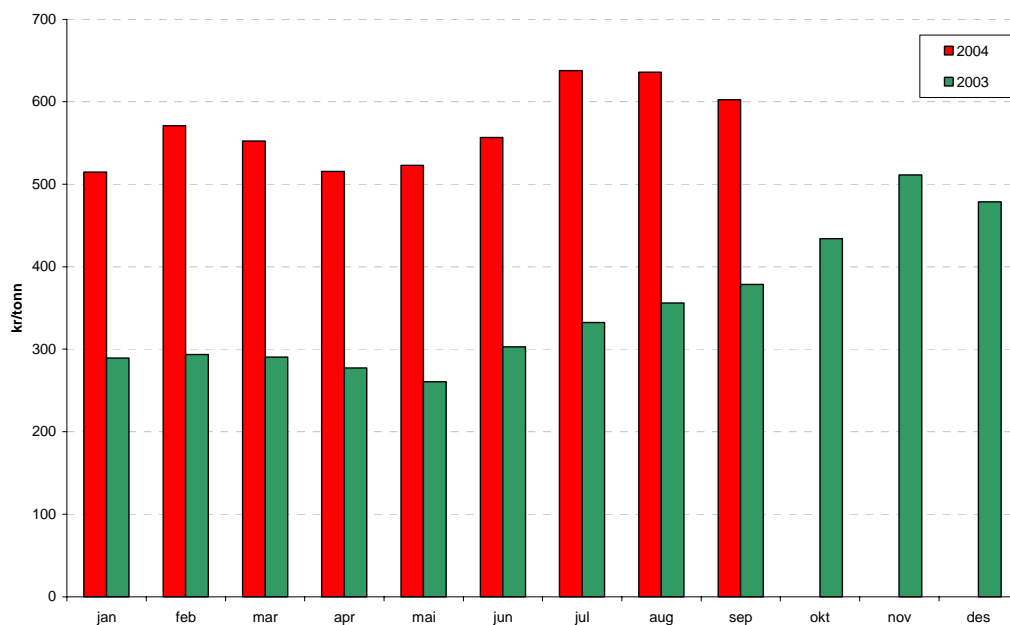


Spotprisen på Jylland ligger ofte mellom den tyske og de norske og svenske elspotprisene. Ofte er Jylland på nivå med de høyeste prisene i naboombådene gjennom døgnet. I tredje kvartal har dette ofte gitt seg utslag i at den vestdanske prisen følger det nordiske prisnivået i lavlast og trekkes opp i enkelttimer av de tyske prisene under høylast.

Et trekk ved prisene på Jylland dette kvartalet er at man ikke har observert så mange høyprisperioder som i de foregående årene. I 2003 var prisen over 400 kroner i om lag 10 prosent av timene i tredje kvartal. Det tilsvarende tallet for 2004 er 1,5 prosent. Den høyeste observerte prisen på Jylland for tredje kvartal var 2953 NOK/MWh i 2002 og 4902 NOK/MWh i 2003. For tredje kvartal i år, var den høyeste prisen på Jylland 553 NOK/MWh. En årsak til dette kan være fravære av ekstreme priser i Tyskland i tredje kvartal. Erfaringsmessig vil ofte ekstreme tyske priser bli ”importert” til Jylland. Dette har også bidratt til at den gjennomsnittlige prisen på Jylland for tredje kvartal ble lavere i år (265 NOK/MWh) enn i samme periode i fjor (284 NOK/MWh).

I figuren under vises utviklingen i kullprisen inkludert fraktkostnader til Nord-Europa. Av figuren ser vi at prisene har steget kraftig fra inngangen til 2003. Noteringen fra første handelsdag i september viser en pris på om lag \$ 88 pr. tonn, noe som tilsvarer en pris i overkant av 600 kr/tonn. I forhold til samme tidspunkt i fjor er prisen økt med 224 kroner, eller nærmere 60 prosent. I løpet av tredje kvartal har imidlertid kullprisene inkludert fraktpriser falt noe. I juli og august ble det notert priser på henholdsvis 638 og 636 kr/tonn.

**Figur 1.4.3 Kullpris ved inngangen til måneden inkl. fraktpriser, kr/tonn. Kilde: McCloskey's Coal Report**

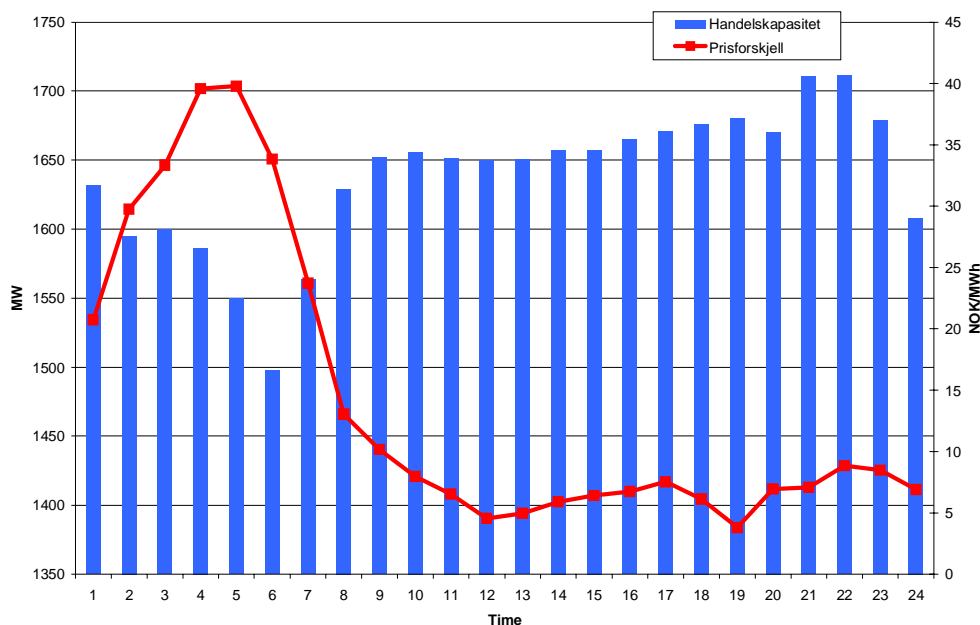


## 1.4.2 Flaskehals

Figur 1.4.1 viser den gjennomsnittlige døgnprisen i Norden. Figuren viser perioder med ulik pris (flaskehals) mellom de ulike områdene. Ved å sammenligne timeprisene mellom områdene i Norden finner man at det var overføringsbegrensninger i 76 prosent av timene i dette kvartalet. I 2003 var det overføringsbegrensninger i 88 prosent av timene. Mellom Sør- Norge og Sverige har det vært flaskehals i 34 prosent av timene i tredje kvartal. Dette er en økning på 22 prosent sett i forhold til tredje kvartal i fjor da det var flaskehals mellom Sør- Norge og Sverige i 12 prosent av tiden. Mellom Nord- Norge og Sverige har det vært flaskehals i 27 prosent av timene. Dette betyr at Nord- Norge oftere henger sammen med Sverige (prismessig) enn Sør- Norge. Årsaken til flaskehalsene mellom landene i tredje kvartal skyldes i hovedsak revisjoner.

Mellom Sør- Norge og Sverige kan imidlertid en del av flaskehalsene forklares ut fra interne problemer i det svenske overføringsnettet. Den svenske systemoperatøren setter ned overføringskapasiteten når det er fare for at kraftutvekslingen mellom landene skal føre til flaskehals internt i det svenske overføringsnettet. Figur 1.4.4 viser gjennomsnittlige kapasiteter fra Sverige til Sør- Norge i tredje kvartal for hver av døgnet timer. I tillegg er gjennomsnittlig prisforskjell mellom Sverige og Sør-Norge vist. Figuren viser at kapasitetene er redusert mest under lavlast. Det er også i disse periodene at prisforskjellene mellom områdene er størst. Reduksjonene under lavlast er i hovedsak en konsekvens av interne begrensninger i Sverige.

**Figur 1.4.4 Gjennomsnittlig eksportkapasitet og prisforskjeller mellom Sverige og Sør-Norge, MW og kr/MWh. Kilde: Nord Pool**



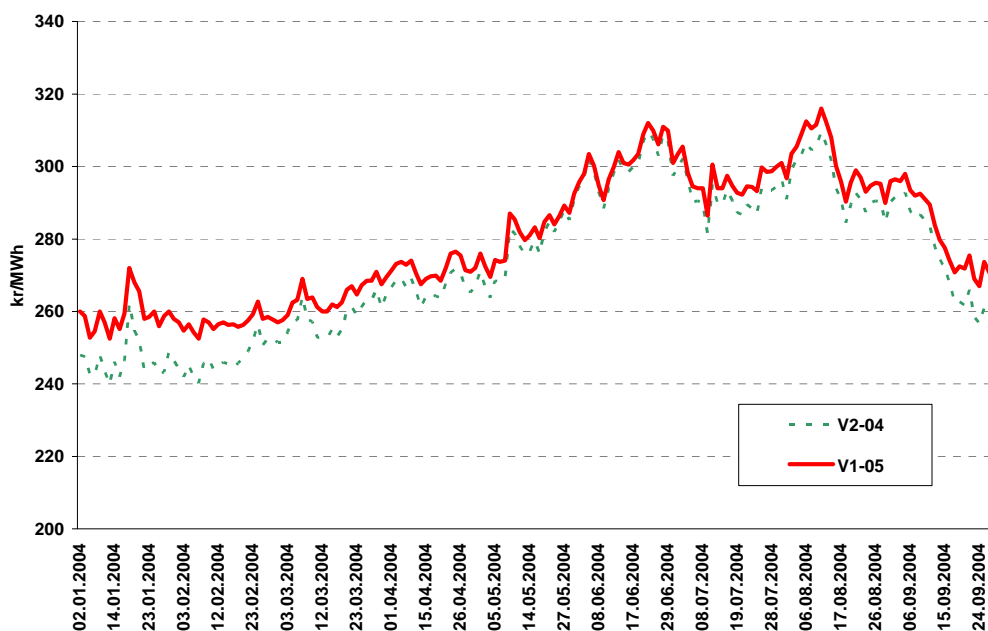
Mellom Sør- Norge og Jylland har det vært flaskehals i 32 prosent av tiden. Dette er en nedgang fra tredje kvartal i fjor, da det var flaskehals i 60 prosent av tiden. Redusert døgnvariasjon i prisene på Jylland forklarer denne nedgangen.

### 1.4.3 Terminpriser

Figur 1.4.3 viser utviklingen i sluttprisene på kontraktene vinter 2-04 og vinter 1-05. Kontraktene dekker henholdsvis periodene oktober-desember 2004 og januar-mars 2005. Ved inngangen til tredje kvartal (1. juli) var disse prisene til om lag 300 NOK/MWh. Utviklingen i prisene for disse to kontraktene ser ut til å følge tilsigsutviklingen. Mens tilsigene lå under normalen i starten av kvartalet, ble tilsigene godt over normalen i slutten av kvartalet. Etter hvert som aktørene kunne observere relativt høye tilsig, har prisene falt i løpet av august og september. Ved utgangen av kvartalet gikk vinter 2-04 til levering på 254 NOK/MWh, mens sluttprisen 30. september på vinter 1-05 var høyere, 267 NOK/MWh. Dette kan bety at aktørene ikke forventer noe særlig høyere gjennomsnittlig spotpris i fjerde kvartal (254 NOK/MWh) enn den realiserte gjennomsnittlige systemprisen for tredje kvartal (251 NOK/MWh). Aktørene i markedet forventer dermed også at spotprisen i fjerde kvartal vil bli lavere enn gjennomsnittsprisen i NO 1 i tredje kvartal (257 NOK/MWh).

På samme tidspunkt i fjor, endte tilsvarende kontrakter (vinter 2-03 og vinter 1-04) på henholdsvis 275 NOK/MWh og 284 NOK/MWh. Lavere terminpriser i år, stemmer godt med den bedre magasinfyllingen ved inngangen til vinteren.

Figur 1.4.5 Prisutvikling vinter 2-04 og vinter 1-05 i tredje kvartal, kr/MWh. Kilde: Nord Pool





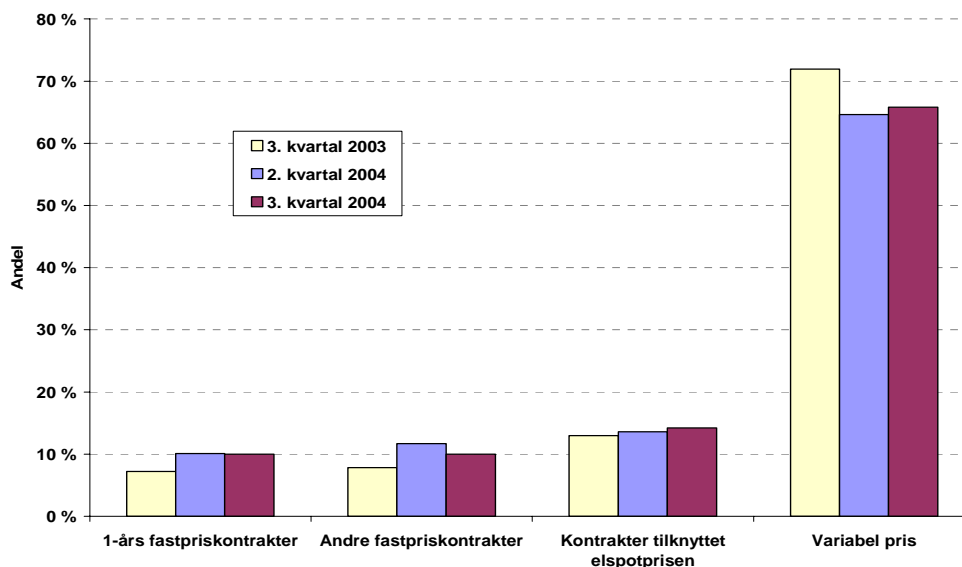
## 1.5 Sluttbrukermarkedet

### 1.5.1 Kontraktvalg

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

Kraftvolumet solgt til husholdninger med fastpriskontrakt lå i tredje kvartal 2004 på 20 prosent. Det er en nedgang på 1,8 prosent siden andre kvartal 2004, men betydelig høyere enn i tredje kvartal 2003 hvor andelen med fastpris var 15,0 prosent. Standard variabel kontrakt er fortsatt den mest vanlige kontraktsformen for husholdningskunder i Norge med volum i tredje kvartal 2004 på 65,8 prosent. Dette er en økning på 1,2 prosentpoeng fra foregående kvartal, mens det er en nedgang på 6,1 prosentpoeng fra tilsvarende kvartal i fjor. Kontrakter tilknyttet spotprisen lå i tredje kvartal 2004 på 14,2 prosent av kraftvolumet solgt til husholdninger, en økning på 0,6 prosentpoeng fra andre kvartal i år. I tredje kvartal i fjor hadde markedskraftkontraktene 13 prosent av kraftvolumet.

Figur 1.5.1 Utvikling i valg av kontraktstyper i husholdningsmarkedet, etter solgt kvantum i utvalget.  
Kilde: SSB



### 1.5.2 Priser og prisutvikling

Standard variabel kraftpris inkludert mva lå ved inngangen til tredje kvartal 2004 på 34,2 øre/kWh. Prisen har vært økende gjennom kvartalet, og endte i uke 39 på 37,9 øre/kWh. Ved inngangen til kvartalet var den markedsmessige marginen (standard variabel kraftpris – spotpris) 1,1 øre/kWh. Marginen steg i uke 28 til 2,8 øre/kWh, og sank deretter til 0,5 øre/kWh i uke 33 som følge av at spotprisen økte uten at dette umiddelbart resulterte i en økning i standard variabel kraftpris. Mot slutten av kvartalet sank

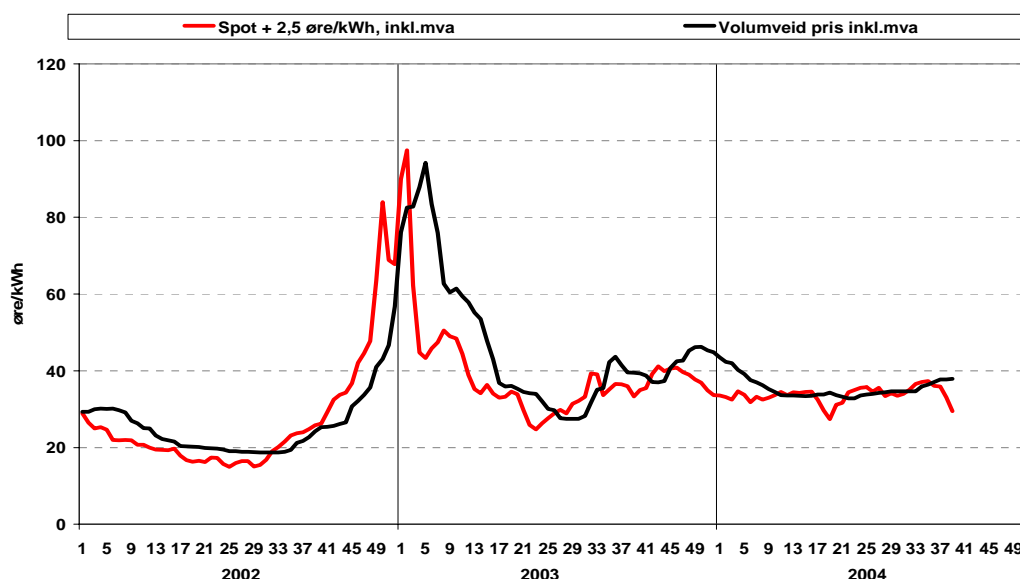
spotprisen betydelig, noe som ga en markant økning i den markedsmessige marginen. Ved utgangen av tredje kvartal var derfor den markedsmessige marginen hele 8,9 øre/kWh. Den markedsmessige marginen er eksklusiv mva.

I tilsvarende kvartal i fjor førte økende spotpris til negative markedsmessige marginer i begynnelsen av kvartalet. I uke 32 var den markedsmessige marginen -4,1 øre/kWh. Etter dette sank spotprisen fra 36,8 øre/kWh (inkludert mva) i uke 32 til 31,0 øre/kWh i uke 39. Dette førte til en økning i den markedsmessige marginen, som endte på 6,9 øre i uke 39.

Gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for tredje kvartal 2004 var 35,7 øre/kWh. Dette var en økning fra andre kvartal, da gjennomsnittsprisen var 33,6 øre/kWh. Tilsvarende gjennomsnitt for tredje kvartal i fjor var 34,4 øre/kWh.

Gjennomsnittlig spotpris inkludert mva lå i tredje kvartal 2004 på 31,5 øre/kWh. Dette er en liten økning fra andre kvartal, da prisen var 30,8 øre/kWh. I fjor var gjennomsnittsprisen for tredje kvartal 31,8 øre/kWh.

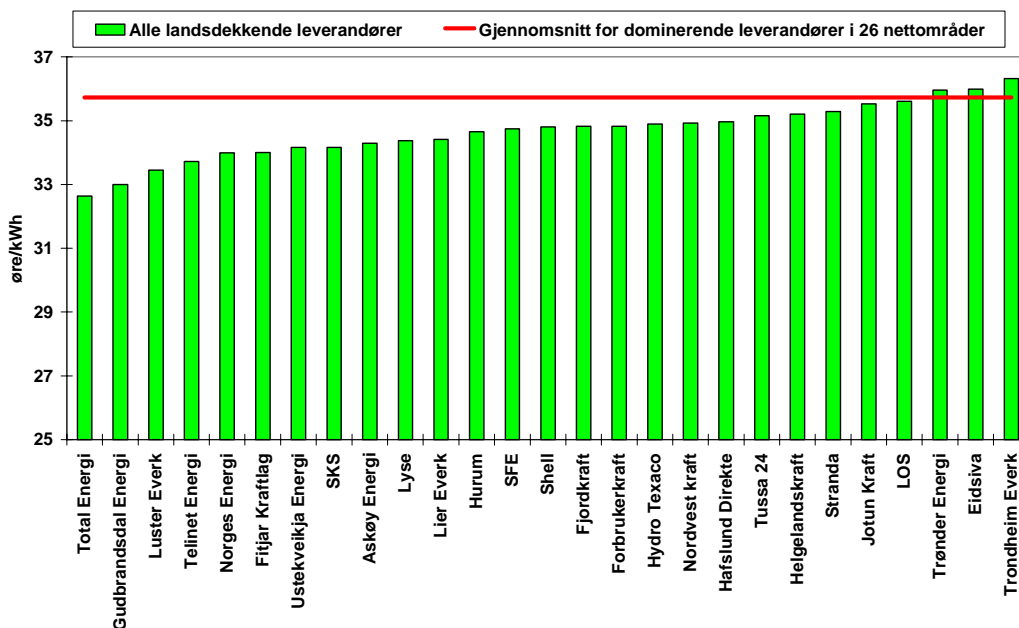
**Figur 1.5.2 Utviklingen i standard variabel kraftpris og spotpris m/ påslag på 2,5 øre/kWh. Alle priser inkludert mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE**



Figur 1.5.3 sammenligner gjennomsnittlig standard variabel kraftpris med gjennomsnittlig kraftpris for alle landsdekkende leverandører for tredje kvartal 2004. Den gjennomsnittlige standard variable kraftprisen er beregnet på bakgrunn av kraftprisen til dominerende kraftleverandør i 26 nettområder. En landsdekkende kraftleverandør tilbyr kraft uavhengig av hvilket nettområde kunden tilhører.

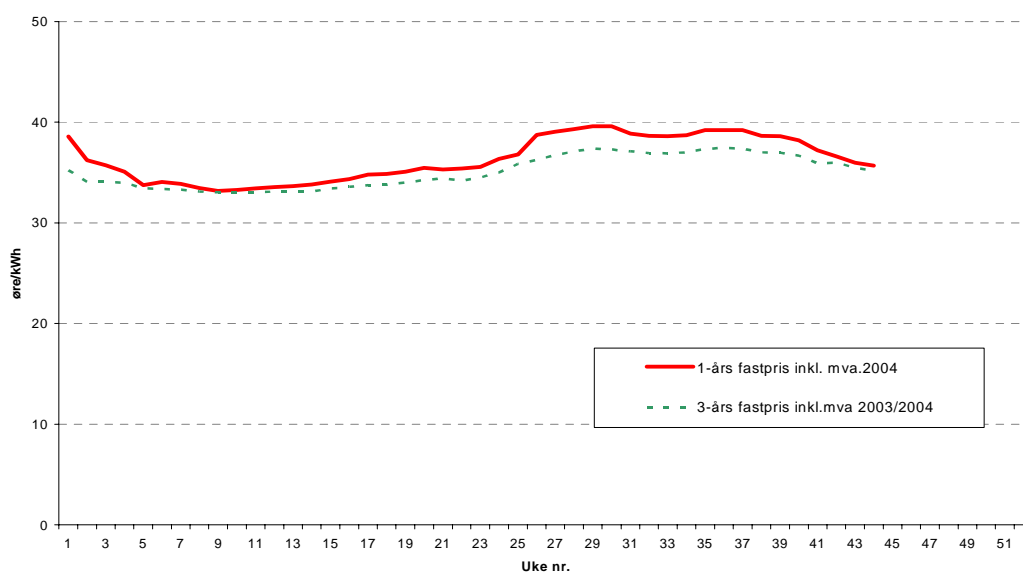
Gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for dominerende leverandører i 26 nettområder var i tredje kvartal 2004 på 35,7 øre/kWh. Av de landsdekkende leverandørene var det tre som lå over dette snittet, mens hele 24 leverandører hadde lavere pris enn snittet av de dominerende leverandørene i de 26 største nettområdene. Dette er samme tall som for andre kvartal.

Figur 1.5.3 Standard variabel kraftpris inkl. mva. Aritmetisk snitt for 3. kvartal 2004, øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



1-års fastpriskontrakt ble ved inngangen av 3. kvartal tilbudt til 39,1 øre/kWh. Prisen holdt seg stabil gjennom kvartalet, og endte på 38,6 øre/kWh i uke 39. Tilsvarende pris for en 3-års fastpriskontrakt var 36,7 øre/kWh ved inngangen til kvartalet og 37,0 øre/kWh ved utgangen. 1-års fastpriskontrakt er basert på et aritmetisk snitt av 21 landsdekkende leverandører, mens 3-års fastpriskontrakt er beregnet på bakgrunn av 13 landsdekkende leverandører.

Figur 1.5.4 Prisutviklingen for 1- og 3 års fastpriskontrakter med årsforbruk på 20 000 kWh fra uke 1 2004 tom uke 44 2004, øre/kWh inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet



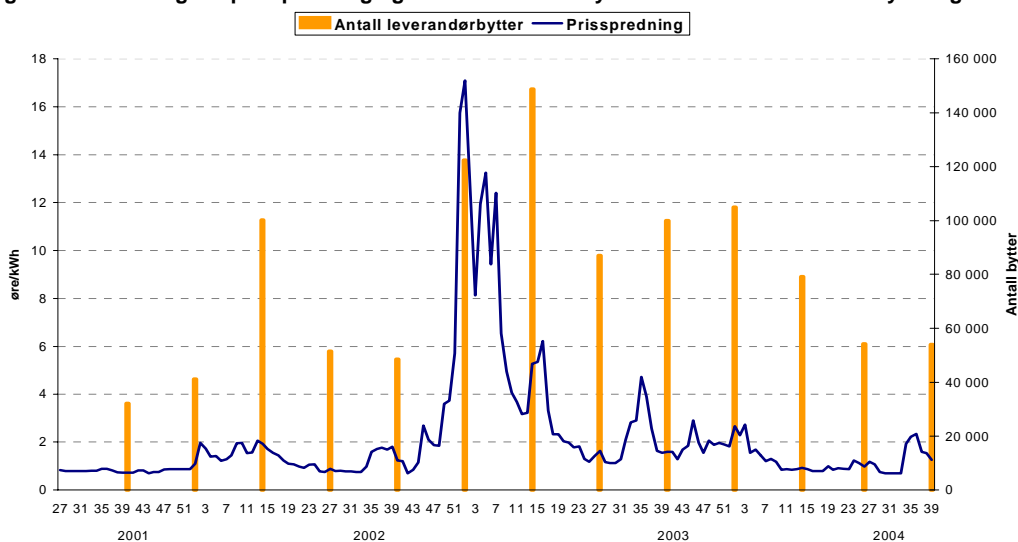
### 1.5.3 Leverandørbytter

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

Foreløpige tall viser at det i tredje kvartal 2004 ble det registrert om lag 54 000 leverandørbytter blant husholdningskundene. Dette er samme antall som i andre kvartal 2004. Gjennom både andre og tredje kvartal har det vært liten prisspredning mellom kraftleverandørene.

Videre viser de foreløpige tallene at omtrent 26 prosent eller 590 000 husholdningskunder har valgt en annen enn den dominerende kraftleverandøren i nettområdet<sup>3</sup>. Dette er en økning på om lag 10 000 fra andre kvartal i år og om lag 90 000 fra tilsvarende kvartal i fjor.

Figur 1.5.5 Utviklingen i prisspredning og antall leverandørbytter. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



### 1.5.4 Nettleie til husholdningskunder

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

Dagens inntektsrammeregulering gir selskapene motivasjon til å drive nettet effektivt og til lavest mulig kostnad. Størrelsen på inntektsrammene påvirkes av selskapets kjennetegn, som for eksempel kundestruktur, antall kilometer ledning og topografi. Enkelte selskap har inntektsrammer på knapt 1 million kroner, mens andre har inntektsrammer på over 1 milliard kroner. NVE fastsetter rammen slik at inntekten over

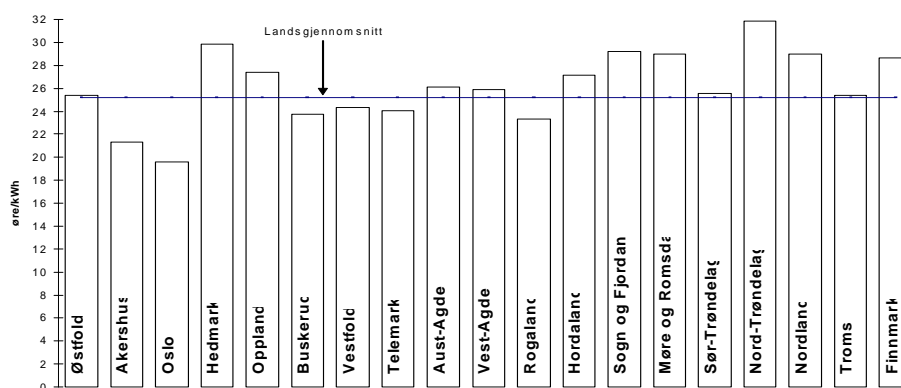
<sup>3</sup> Det vil si ofte den leverandøren som opprinnelig var tilknyttet nettselskapet før markedet ble deregulert i 1991.

tid skal dekke kostnadene ved drift og avskrivning av nettet, samt gi en rimelig kapitalavkastning gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet.

Ved slutten av tredje kvartal 2004 var den gjennomsnittlige nettleien for en husholdningskunde 25,2 øre/kWh (eksklusiv mva og forbruksavgift). Dette er en økning på 2,1 øre/kWh fra i fjor, mens det er uendret fra andre kvartal 2004. Økningen skyldes flere forhold. Den viktigste forklaringsfaktoren er selskapets innhenting av mindreinntekt. Mindreinntekten oppstår når et nettselskap får for lav inntekt i forhold til den inntekten de er tillatt til å ha (inntektsramme). En del nettselskap har de siste årene opparbeidet store mindreinntektssaldoer, og dette har de lov til å ta inn gjennom økt nettleie.

Det kan være stor spredning mellom høyeste og laveste nettleie til husholdningene både innenfor og utenfor fylkesgrensene. Oslo har det laveste veide snittet på 19,7 øre/kWh, mens Nord- Trøndelag ligger i andre enden av skalaen med en nettleie på 31,9 øre/kWh.

**Figur 1.5.6 Beregnet nettleie (ekskl. mva og forbruksavgift) per 27. september 2004. Forbruk lik 20 000 kWh. Veid gjennomsnitt for hvert fylke, der vektene er nettselskapenes overføringskvanta (GWh), øre/kWh. Kilde: NVE**



### 1.5.5 Husholdningenes samlede utgift til elektrisk kraft

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

Den forbruksveide totale utgiften for elektrisitet solgt over standard variable kontrakter for en norsk husholdningskunde i tredje kvartal 2004 var 1 091 kr. Tilsvarende beregning for tredje kvartal i fjor ga 1 399 kr, altså 28 prosent høyere enn i tilsvarende kvartal i år. Beregningen forutsetter et årlig forbruk på 20 000 kWh.

En tilsvarende beregning for markedskontrakter (spotpris) med et påslag på 2,5 øre/kWh vil gi en kostnad på 1 031 kr for tredje kvartal 2004. Det vil si om lag 60 kroner mindre enn en gjennomsnittlig standard variabel kontrakt. Tilsvarende regnestykke for tredje kvartal 2003 ga en kostnad på 1 025 kr, noe som var over 370 kr billigere en standard variabel kontrakt. Det vil si at kraftleverandørene solgte strøm med en høyere markedsmessig margin (standard variabel pris – spotpris) i tredje kvartal i fjor enn tilsvarende kvartal i år.

Den forbruksveide totale utgiften til nettleie og avgifter for en norsk husholdningskunde fra uke 27 til og med uke 39 i 2004 var 1291 kr. Tilsvarende beregning for tredje kvartal i fjor ga 1209 kroner, altså nesten 7 prosent lavere enn i tilsvarende kvartal i år. Beregningen forutsetter et årlig forbruk på 20 000 kWh.

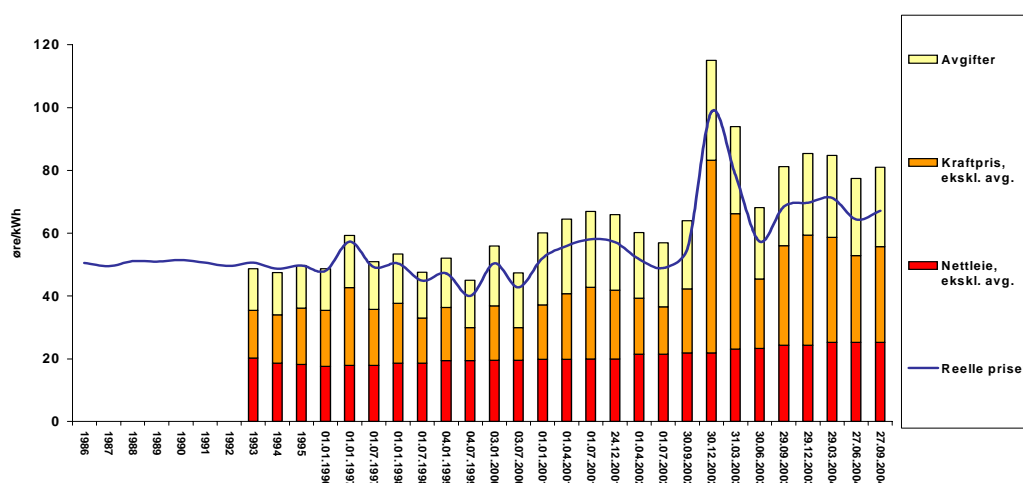
Den totale prisen bestod per 27. september 2004 av 36 prosent knyttet til kraftpris, 32 prosent til nettleie, og 32 prosent til avgifter.

Tabell 1.5.1 Utviklingen i totalkostnad til kraft, nettleie, og offentlige avgifter. Forutsatt et årlig forbruk på 20 000 kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE

	3. kvartal 2003	3. kvartal 2004	Endring
<b>Kraft (inkl. mva)</b>			
Standard variabel pris	1399	1091	- 308
Markedskontrakt	1025	1031	+ 6
<b>Nettleie (inkl. el.avg. og mva)</b>	1209	1291	+ 82
<b>Totalpris</b>			
Standard variabel pris	2608	2382	- 226
Markedskontrakt	2234	2322	+ 88

Figur 1.5.7 viser utviklingen i kraftpriser, nettleie, og avgifter<sup>4</sup> fra 1992 til og med 3. kvartal 2004. Fra 1996 har det vært en jevn stigning i nettleien. Dette skyldes i stor grad inflasjon. Kraftprisen er langt mer varierende, men har fra desember 2002 ligget vesentlig høyere enn tidligere. Også avgiftene har vært økende i perioden. Dette skyldes bl.a. merverdiavgiften, som øker når kraftpris og nettleie øker, men det skyldes også økning i forbruksavgiften gjennom perioden.

Figur 1.5.7 Utvikling i kraftpris, nettleie og avgifter. Nominelle priser. øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



<sup>4</sup> Inkluderer merverdiavgift, forbruksavgift og avgift til energifondet

## 2 Temaartikkel

Nedenfor presenteres en artikkel som redegjør for et fremtidig grønt sertifikatmarked i Norge. Artikkelen bygger på en utredning som NVE har utført på oppdrag fra Olje- og energidepartementet. Artikkelen er skrevet av to medarbeidere fra Seksjon for ressurser i Energi- og markedsavdelingen.

### 2.1 Økt kraftproduksjon gjennom et pliktig marked for elsertifikater

Av rådgiver Mari Hegg Gundersen og seniorrådgiver Trond Arnljot Jensen, Energi- og markedsavdelingen

Stortinget ba i mars 2003 Regjeringen om å ta initiativ til et felles norsk/svensk pliktig grønt sertifikatmarked med mulighet for samordning med et større internasjonalt sertifikatmarked. NVE fikk senere i oppdrag å utrede muligheter og forutsetninger for et slikt marked herunder vurdere mulige konsekvenser, ressurspotensialer, kostnader samt organisering av ordningen.

#### 2.1.1 Innledning

I denne artikkelen skal vi beskrive hva grønne sertifikater er, hva hensikten med en slik støtteordning er og hvor mye grønn kraft som kan realiseres ved hjelp av en slik ordning i Norge. I tillegg skal vi redegjøre for kostnader og konsekvenser av en innføring av grønne sertifikater i Norge.

Ideen om et marked for grønne sertifikater, som heretter kalles elsertifikater i tråd med den svenske ordningen, er ikke særnorsk. Lignende støttesystem er implementert i enkelte europeiske land og har også vært diskutert mye i EU, og ble særlig aktualisert i dokumentene som ledet frem til EUs fornybardirektiv<sup>5</sup>. Fornybardirektivet kom som et resultat av en politisk målsetning om å øke produksjonen av elektrisitet fra fornybare energikilder (RES).

I Fornybardirektivet formulerer EU sin målsetning om at 22 prosent av alt elektrisitetsforbruk i EU skal komme fra fornybare energikilder innen 2010. Innenfor direktivet står hvert medlemsland fritt til å velge hvordan de skal oppfylle sin del av RES-målet. Siden kraftmarkedet i EU nå dereguleres, vil imidlertid harmonisering av støtteordninger få stadig mer fokus, og følgelig har et markedsbasert støttesystem som handel med elsertifikater fått stadig mer oppmerksomhet. Endelig avgjørelse på om EU kommer til å harmonisere støttesystemene for fornybar energi vil først bli tatt etter 2005 når oppfølgingen av Fornybardirektivet er evaluert.

Det finnes i dag kun nasjonale markeder for pliktige elsertifikater, og ingen eksempler på internasjonal handel med elsertifikater. Det man derimot har eksempler på er at støttesystemer, som langsiktig fastsatt produksjonsstøtte<sup>6</sup> og avgiftsfritak stimulerer til ny produksjon av elektrisitet fra fornybare energikilder (eks Tyskland og Danmark). Et

---

<sup>5</sup> Directive 2001/77/EC on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market. 27. september 2001

<sup>6</sup> Feed-in tariff

velfungerende marked for elsertifikater mellom Norge og Sverige vil derfor være et svært interessant eksempel for EU når de på et senere tidspunkt skal vurdere harmonisering av støttesystemene for produksjon av elektrisitet fra fornybare energikilder i Europa. Slik samarbeidet mellom Norge og Sverige nå legges opp, vil et felles sertifikatmarked bygge på to nasjonale lover med to sertifikatregistre. Det er rammebetingelsene som avgjør hvordan dette vil fungere, og det er viktig at disse er så like som mulig, slik at man får et felles marked med en felles sertifikatpris. Det vil også legges til rette for at andre lands sertifikater, under gitte betingelser, kan godkjennes i et felles norsk/svensk sertifikatmarked

### **2.1.2 Utforming av markedet for elsertifikater**

Et pliktig marked for elsertifikater er et markedsbasert støttesystem som skal stimulere til økt produksjon av elektrisitet fra fornybare energikilder. NVE har i sin rapport (11/2004) anbefalt at all ny vindkraft, vannkraft, bioenergi, havbaserte teknologier, solenergi og energigjennvinning fra industriprosesser skal gi rett til elsertifikater. Systemet skal erstatte dagens støttesystem som er basert på investeringsstøtte og driftsstøtte (gjennom fritak for elavgiften).

#### *Kvoteplikten - etterspørsel etter sertifikater*

Etterspørselen etter sertifikater ivaretas av den såkalte kvoteplikten. Kvoteplikten er et lovpålagt krav om at en gitt andel av kraftforbruket skal komme fra fornybare energikilder. Elsertifikatsystemet er designet for å nå forbruksmålet for fornybar energi til lavest mulig kostnad.

Ansvar for at kvoteplikten oppfylles, kan enten legges direkte på forbrukerne eller på kraftleverandørene. Dette er et av mange punkter som vil bli avklart når lovforslaget foreligger. I Sverige har man valgt å legge kvoteplikten på forbrukerne som hovedsakelig har valgt å overlate den praktiske håndteringen av kvoteplikten til sin lokale kraftleverandør. Enkelte store aktører har imidlertid valgt å håndtere dette selv. Handel med elsertifikater oppstår ved at de kvotepliktige kjøper sertifikater for å oppfylle sin årlige plikt. En tilstrekkelig mengde sertifikater innløses som bevis på at kvoteplikten er oppfylt innen en gitt dato hvert år. Kvoteplikten utgjør dermed etterspørselsiden i sertifikatmarkedet.

Den årlige kvoteplikten kan enten fastsettes som et gitt antall TWh, eller som en prosentvis andel av kraftforbruket. Dersom man velger et gitt TWh-mål vil etterspørselen etter sertifikater være totalt uelastisk. Ved å velge kvoteplikten fastsatt som en prosentvis andel av kraftforbruket, kan man derimot oppnå en viss priselastisitet i sertifikatmarkedet.

#### *Sertifikatpris – tilbud av sertifikater*

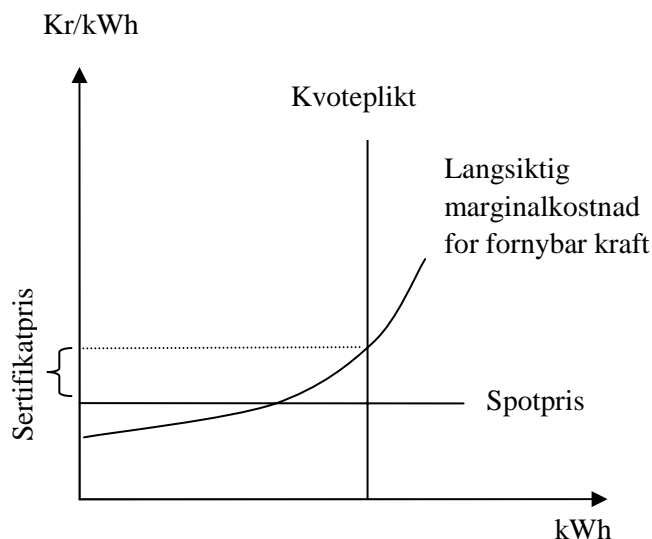
Et elsertifikat er et elektronisk dokument som beviser at det er produsert 1 MWh elektrisitet fra fornybare energikilder. Sertifikater tildeles for produksjon i anlegg som er godkjent av tilsynsmyndigheten etter at kraften er produsert. Dette betyr at kraftproduksjonen i sertifikatberettigede anlegg må måles og rapporteres. Når sertifikatene er tildelt, kan de selges uavhengig av kraften.

I og med at sertifikatkjøpet er pliktig, vil forbrukerne betale det som er nødvendig for å skaffe tilstrekkelig med sertifikater. Produsentene av fornybar kraft vil få sin inntekt fra salg av kraft i det vanlige kraftmarkedet, og salg av sertifikater i sertifikatmarkedet.



Produsenter som har prosjekter som kan bli lønnsomme gjennom kraft- og sertifikatmarkedet, utgjør tilbudssiden i sertifikatmarkedet. Disse sammenhengene er illustrert i figur 2.1.1.

Figur 2.1.1 Sammenheng sertifikatpris, spotpris og kostnad for fornybar kraftproduksjon



Sertifikatprisen vil, som illustrert i figuren, tilsvare differansen mellom markedspris på kraft og produksjonskostnad for den marginale produsent av fornybar kraft. Dette vil utgjøre et pengebeløp pr kWh fornybar kraft som produsenten får i støtte. For forbrukerne er imidlertid denne prisen relatert til totalt elektrisitetsforbruk. Dersom kraftleverandørene håndterer kvoteplikten, vil for eksempel kundene bli fakturert kostnaden ved kjøp av elsertifikater i forhold til sitt totale forbruk i form av et kr/kWh-påslag på kraftprisen. Sertifikatpåslaget til forbruker vil dermed utgjøre langt mindre pr kWh enn det sertifikatprisen utgjør for produsentene.

#### *Teknologinøytralitet*

Prisene som etableres i sertifikatmarkedet vil, om vi ser på figuren over, gi et høyere støttebeløp enn strengt tatt nødvendig til alle fornybare produsenter utenom den marginale og prissettende enheten. Dette kan ikke unngås så lenge en velger en ikke-individuell støttetildeling<sup>7</sup>.

Dersom det av ovennevnte grunn settes en lønnsomhetsgrense for anlegg som får rett til sertifikater, kan produsenter med bedriftsøkonomisk lønnsomme anlegg komme til å velge ikke-samfunnsøkonomisk optimale løsninger for å bli inkludert i ordningen. Alle nye produksjonsanlegg med fornybare energikilder bør med andre ord få være med i ordningen.

Det å ekskludere visse teknologier som normalt faller innenfor definisjonen av fornybare energikilder vil føre til at mindre lønnsomme teknologier kommer inn i stedet. Dette vil bidra til å øke de samfunnsøkonomiske kostnadene forbundet med sertifikatmarkedet.

<sup>7</sup> Prinsipielt gjelder dette i alle markeder med avtakende effektivitet. Innen vannkraftsektoren håndteres dette via grunnrentebeskatning.

Av nevnte grunner bør godkjenning av anlegg som gir rett til elsertifikater ikke baseres på lønnsomhetskrav eller teknologiunntak. NVE mener at alle nye anlegg som baserer sin elektrisitetsproduksjon på fornybare energikilder bør få rett til elsertifikater uavhengig av teknologi og lønnsomhet.

#### *Stabiliseringsmekanismer*

De teknologiene som favoriseres innen sertifikatordningen er typisk preget av varierende og usikker produksjon (vannkraft og vindkraft). Det vil kunne medføre svingninger i sertifikatprisene fra år til år, og skape stor usikkerhet. De viktigste virkemidlene for å stabilisere systemet er å tillate intertemporale tilpasningsmekanismer, det vil si låning og sparing av sertifikater. Lengde på tildelingsperioden, sertifikatordningens varighet og kvotepliktsavgiften vil også ha betydning for stabiliteten i markedet.

I enkelte år vil det bli produsert færre sertifikater, og i andre år flere sertifikater enn forventet. For å unngå at dette får store utslag i elsertifikatprisene i enkelte år, anbefaler NVE at sertifikater skal kunne spares på ubestemt tid. NVE anbefaler ikke låning av sertifikater med begrunnelse i usikkerhet knyttet til fremtidige leveranser. Dessuten er låning ikke tillatt innenfor den svenske ordningen.

NVE anbefaler videre at tildelingsperioden, som er den periode det enkelte anlegg har rett til sertifikater, bør settes til fra ti til femten år. Selve sertifikatmarkedet vare lenge nok til at de siste anleggene som godkjennes (for eksempel i år 10 av ordningen) også får rett til en full tildelingsperiode. NVE anbefaler derfor at elsertifikatordningen må vare i minst 20 år.

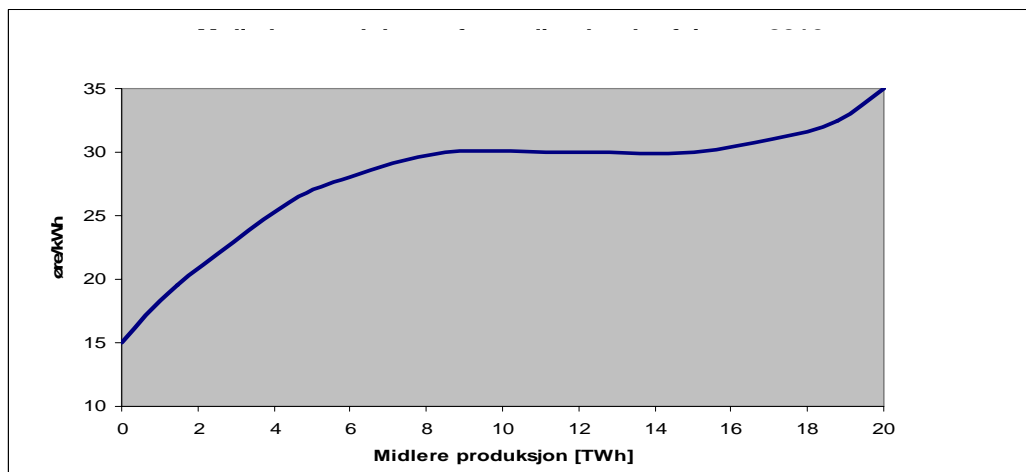
For at kvoteplikten skal være reell må eventuelle brudd følges opp av en straffereaksjon. Dette hensynet skal dekkes av kvotepliktsavgiften. Kvotepliktsavgiften er et straffegebyr som må betales per kWh de kvotepliktige ikke kan vise frem sertifikater for.

Kvotepliktsavgiften vil definere et pristak for sertifikater. Ingen vil ønske å betale mer for sertifikater enn det de kan komme unna med i kvotepliktsavgift. I Sverige har kvotepliktsavgiften fungert som en makspris og fullstendig definert sertifikatprisen.

### **2.1.3 Potensialet for kraft fra fornybare energikilder i Norge**

Hensikten med en elsertifikatordning er å få frem ny produksjon av elektrisitet fra fornybare energikilder. Det er derfor viktig å se på kvotepliktsnivået i forhold til hvilket ressursgrunnlag som finnes. NVE har i den forbindelse kartlagt Norges ressurser både når det gjelder vind-, vann- og bioenergibasert kraft.

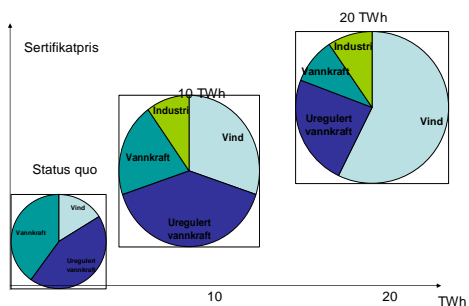
Figur 2.1.2 Kostnadskurve for de første 20 TWh fornybar kraft. Kilde NVE



Basert på NVEs beregninger er det mulig å få frem så mye som 20 TWh sertifikatberettiget kraft ved innføring av en elsertifikatorordning. Figur 2.1.2 viser en anslått kostnadskurve for de første 20 TWh kraft som eventuelt vil komme inn i markedet dersom man får tildelt sertifikater i minst 10 år. I denne figuren er det tatt hensyn til at ulike barrierer, som konsesjonsbehandlingstid, miljøhensyn og nettbegrensninger vil medføre at det ikke nødvendigvis er de billigste prosjektene som blir realisert først. Av disse 20 TWh utgjør vindkraft ca 11 TWh, små vannkraftverk ca 5 TWh, opprustning og utvidelse av eksisterende vannkraftverk ca 2 TWh og gjenvunnet kraft fra varme i energiintensiv industri og bioenergi til sammen ca 2 TWh. Denne fordelingen er også vist i figur 2.1.3.

Vi ser da at selv med en stor andel vindkraft i produksjonsporteføljen vil kostnadene ligge opptil 35 øre pr kWh. Tar vi utgangspunkt i en kraftpris på 22 øre pr kWh, vil for eksempel en sertifikatpris rundt 130 NOK (13 øre pr kWh) være tilstrekkelig til å få frem dette potensialet. I den sammenheng er det verdt å nevne at sertifikatprisen i Sverige det første året (2003) har ligget på gjennomsnittlig 220 SEK pr sertifikat.

Figur 2.1.3 Tre scenarier for kvotepliktsnivå



Ut fra potensialene vist ovenfor mener NVE at 20 TWh er realiserbart innen 2016. Hvor mange TWh man ønsker å oppnå med et sertifikatmarked er imidlertid et politisk spørsmål. Fastsettelse av dette målet bør gjøres på grunnlag av kunnskap om tilgjengelige ressurser, den tid det tar å utvikle disse samt hvilken total kostnad man er villig til å akseptere for å få inn denne nye kraften.

NVE har sett på tre ulike scenarier for kvotepliktsnivået. Det første som vist i figur 3 er status quo-scenariet. Dette forutsetter videreføring av dagens økonomisk rammebetingelser<sup>8</sup> og gir ca 5 TWh ny fornybar kraft innen 2016. Av de 5 TWh vil ca 4 TWh være vannkraft, der omtrent halvparten er vannkraftverk uten magasiner. Vind utgjør i underkant av 1 TWh, og dette er vindkraftverk som allerede er under bygging i dag. Dersom 5 TWh er en ønsket målsetning innen 2016, har man ikke bruk for en ordning med elsertifikater.

Det andre scenariet har et kvotepliktsnivå på ca 10 TWh. Et slikt nivå vil i likhet med status quo scenariet i hovedsak dekkes av vannkraftutbygging. Den økte produksjonen vil komme fra små kraftverk og fra opprustning og utvidelse av eksisterende anlegg. Et slikt kvotepliktsnivå vil ikke drive frem vindkraft i stor skala. Et kvotepliktsnivå på 20 TWh vil imidlertid kunne utløse store vindkraftutbygginger. Et kvotepliktsnivå på 20 TWh er mulig, men forutsetter at dagens konsesjonspraksis ikke endres når det gjelder vindkraft, samt at ressurser for å behandle konsesjonssøknader også tilpasses et slikt nivå.

#### **2.1.4 Elsertifikatenes virkning på kraftmarkedet**

Sertifikatordningen er designet for å frembringe økt produksjon av kraft fra fornybare energikilder. Ordningen vil påvirke forbrukere og produsenter i det ordinære kraftmarkedet (spesielt ved en felles svensk/norsk ordning), og det er naturlig å spørre om hvilke retning kraftpriser og produksjon vil bevege seg samt hvem som til slutt vil finansiere støtten til utbygging av nye anlegg gjennom sertifikatordningen.

Ved å støtte nye anlegg, vil sertifikatmarkedet bidra til å øke produksjonen av kraft. På kort til mellomlangt sikt (5-10 år) vil økt krafttilbud kunne gi rom for lavere spotpris og redusert inntekt for eksisterende produsenter. Muligheter for krafteksport vil bidra til å dempe prisfallet.

Samtidig som forbrukerne står overfor lavere spotpriser, vil elsertifikatene bli finansiert gjennom et sertifikatpåslag i forbruksprisen for kraft. Nettovirkningen for forbrukerne er ikke åpenbar fordi sertifikatpåslaget pr kWh i forbruket vil være vesentlig lavere enn sertifikatprisen per kWh (støtte per kWh fornybar produksjon). Dette kan gi rom for at prisen til forbrukerne etter sertifikatpåslaget vil kunne bli lavere enn uten et sertifikatsystem (se for eksempel Bye (2003), eller NVE (2004)).

Mulighet til å "eksportere bort" hele overskuddskapasitet som oppstår som en følge av et sertifikatmarked, vil bety at forbrukerne ikke får redusert spotpris, kun et sertifikatpåslag i kraftprisen. I så fall vil forbrukeren få hele belastningen ved støttesystemet mens subsidien tilfaller utlendinger som får kjøpe billig norsk kraft. I Sverige har den gjennomsnittlige sertifikatkostnaden for forbrukerne ligget mellom 1,5 og 2,5 svenske øre pr kWh.

I et felles svensk/norsk sertifikatmarked er eksportmuligheten til stedet, men begrenset. Enkle modellbetraktninger gir oss dermed grunn til å forvente at påslaget for sertifikatkostnad i store trekk vil motsvares av redusert spotpris. NVE forventer derfor

---

<sup>8</sup> Pr. 1/1 2004

ikke at forbrukerprisen på kraft vil bli dramatisk endret som følge av sertifikatsystemet (se NVE 2004). Eksisterende produsenter forventes dermed på kort sikt å måtte ta en del av belastningen med støtten til fornybar kraftproduksjon gjennom lavere spotpris. Virkningen av støtteordningen og den påfølgende inntektsomfordelingen fra eksisterende produsenter til nye produsenter av fornybar energi, vil imidlertid bidra til et velferdstap i økonomien fordi sertifikatsystemet gir et ikke-optimalt investeringsnivå. På langt sikt (over 10 år) vil avtakende lønnsomhet for ikke-fornybar elektrisitets produksjon bidra til reduserte investeringer i slik produksjonskapasitet. Hva som på langt sikt blir netto effekten av økte investeringer i fornybar kraftproduksjon og reduserte investeringer i ikke-fornybar kraftproduksjon er ikke åpenbart verken teoretisk eller empirisk.

### **2.1.5 Tidsplan videre**

NVE leverte sin rapport til OED mars 2004. Våren samme år nedsatte OED en arbeidsgruppe som skulle jobbe videre med selve lovforslaget for elsertifikater i Norge. Lovforslaget skal sendes på høring i løpet høsten 2004. Parallelt med arbeidet med lovforslaget har det vært et tett samarbeid mellom norske og svenske myndigheter. Et endelig lovforslag skal behandles i Stortinget våren 2005. Hensikten er å innføre sertifikatordningen 1. januar 2006.

### **Referanser:**

Bye, T. (2003): ”Grønne sertifikater – Skjult subsidiering av forurensning”. Økonomisk forum nr. 9 2003.

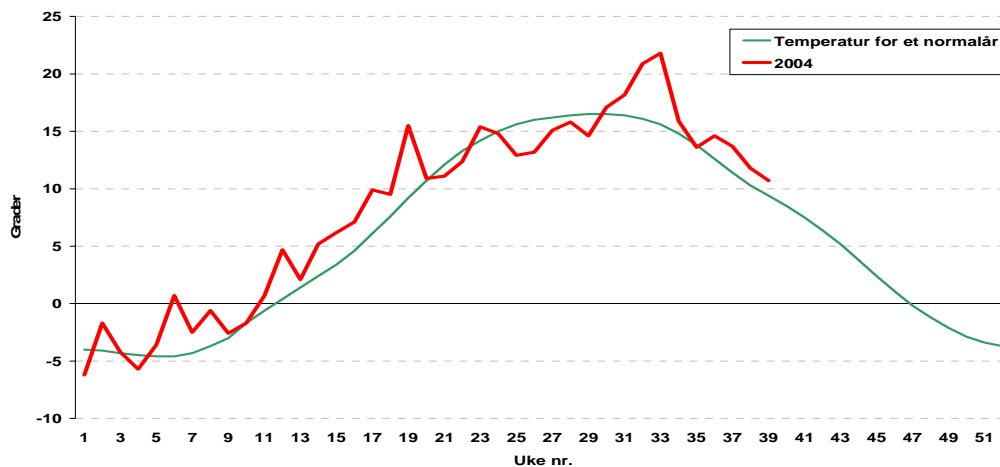
NVE (2004): ”Grønne Sertifikater. Utredning om innføring av et pliktig sertifikatmarked for kraft fra fornybare energikilder”, NVE rapport nr 11/2004, Norges vassdrags- og energidirektorat.

Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market. (Fornybardirektivet).

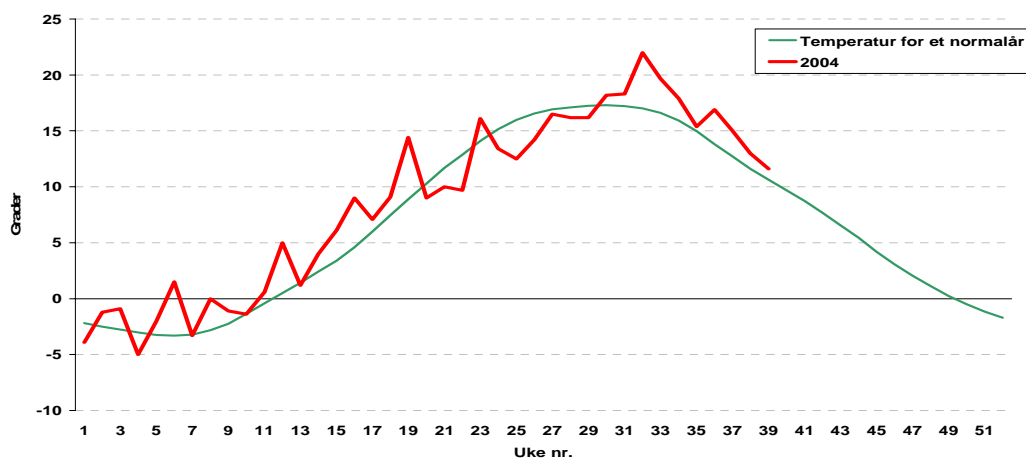
Stortingsmelding nr. 9 (2002-2003), Om innenlands bruk av naturgass (Gassmeldingen).

# 3 Figur- og tabellvedlegg

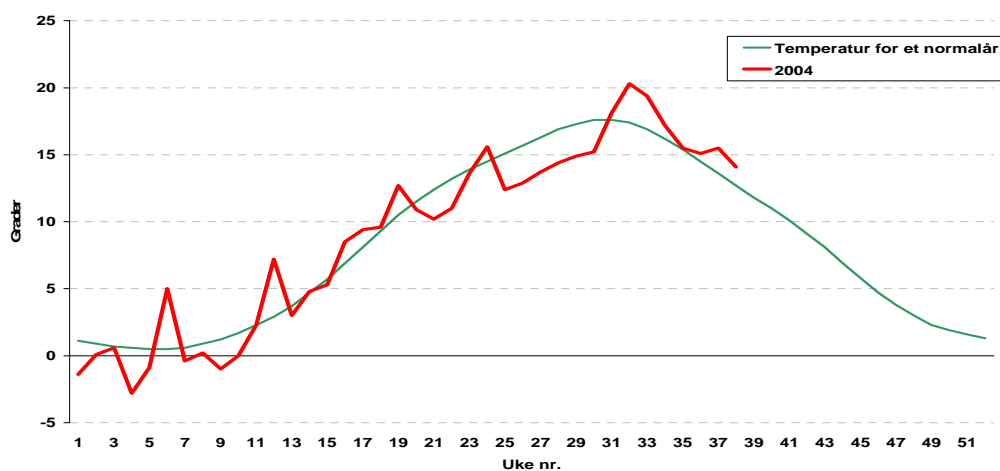
Figur 3.1 Temperaturutvikling Oslo, ukemiddel uke 1 – 39 2004 og middelår. Kilde: Nord Pool



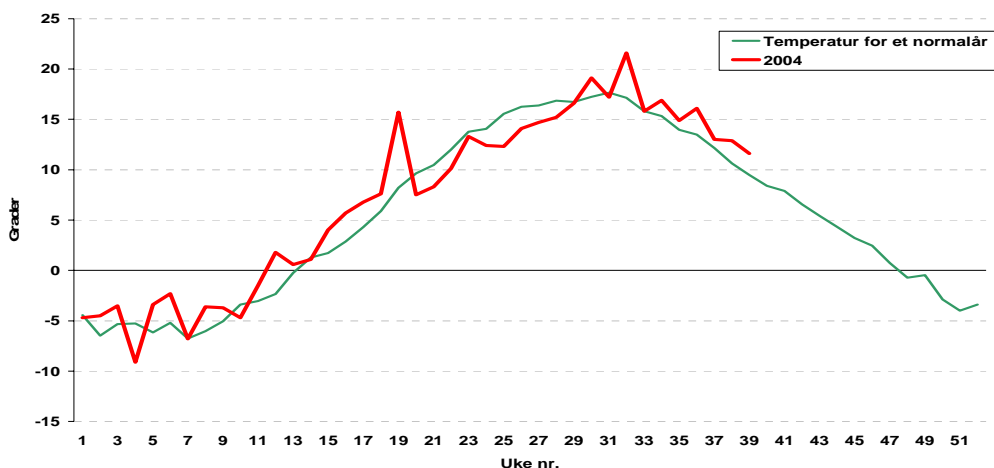
Figur 3.2 Temperaturutvikling Stockholm, ukemiddel uke 1 – 39 2004 og middelår. Kilde: Nord Pool



Figur 3.3 Temperaturutvikling København, ukemiddel uke 1 – 39 2004 og middelår. Kilde: Nord Pool



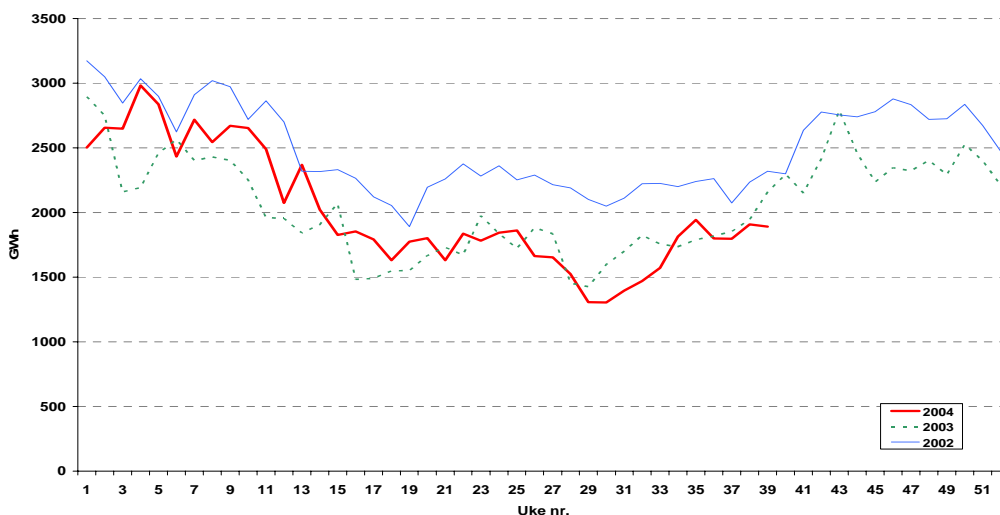
Figur 3.4 Temperaturutvikling Helsinki, ukemiddel uke 1 – 39 2004 og middelår. Kilde: Nord Pool



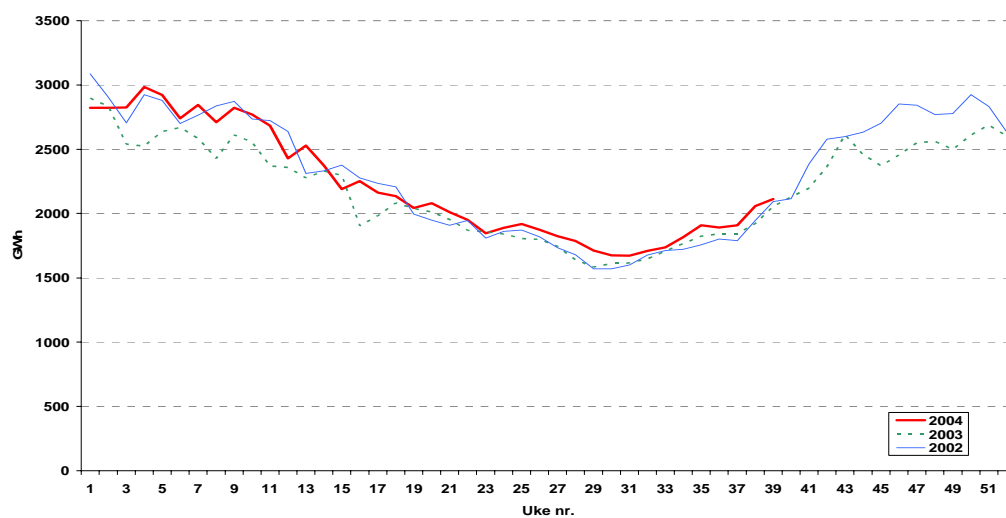
Tabell 3.1 Produksjon og forbruk av elektrisk energi i Norge. Foreløpige tall, GWh. Kilde: NVE

	Jan - Sep			Tolvmånedersperioder			September		
	2003	2004	Endring i %	Okt2002 t.o.m. Sep2003	Okt2003 t.o.m. Sep2004	Endring i %	2003	2004	Endring i %
Total produksjon	75910	78767	3,8	111649	110130	-1,4	8544	7959	-6,8
+ Import	10464	11190	6,9	12441	14197	14,1	464	1055	127,4
- Eksport	4132	3076	-25,6	6571	4531	-31,0	666	350	-47,4
= Brutto totalforbruk	82242	86881	5,6	117519	119796	1,9	8342	8664	3,9
- Elektrokjølforkbruk	1612	2462	52,7	2656	3315	24,8	224	227	1,3
- Pumpeforbruk	807	522	-35,3	824	565	-31,4	39	97	148,7
- Totale nettap	6260	6444	2,9	9124	8984	-1,5	629	623	-0,9
= Nettoforbruk	73563	77453	5,3	104915	106932	1,9	7451	7717	3,6
Kraftintensiv industri	22208	24652	11,0	29593	32827	10,9	2594	2797	7,8
Alminnelig forsyning	51355	52801	2,8	75322	74105	-1,6	4857	4920	1,3
Bruttoforbruk	79364	83473	5,2	113335	115327	1,8	8014	8293	3,5
Kraftintensiv industri	22874	25392	11,0	30481	33812	10,9	2672	2881	7,8
Alminnelig forsyning	56490	58081	2,8	82855	81515	-1,6	5342	5412	1,3
Bruttoforbruk alminnelig forsyning, temperaturkorrigert	58796	60532	3,0	83247	84371	1,4	5599	5507	-1,6

Figur 3.5 Norsk produksjon, 2002-2004. GWh. Kilde: Nord Pool



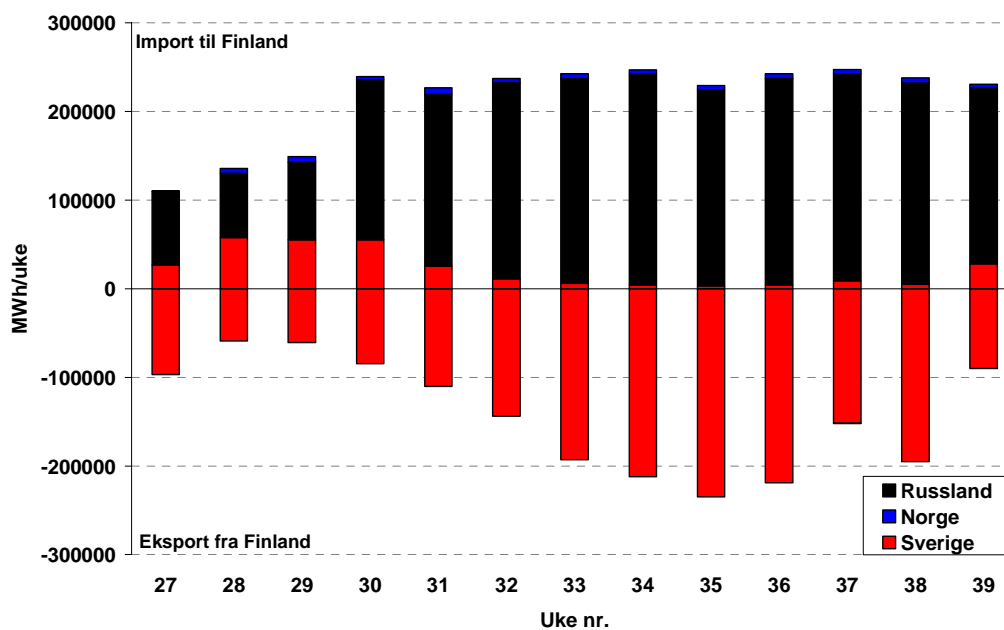
Figur 3.6 Norsk forbruk, 2002-2004. GWh. Kilde: Nord Pool



Tabell 3.2 Kraftutveksling i Norden, uke 27-39, TWh. Kilde: Nord Pool

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

Figur 3.7 Finsk utveksling av kraft, uke 27-39, 2004. TWh. Kilde: Nord Pool





Tabell 3.3 Produksjon, forbruk og kraftutveksling i Norden, uke 27 – 39 2004, TWh. Kilde: Nord Pool

<b>Norden</b>	2003 Uke 27 – Uke 29	2004 Uke 27 – Uke 39	Endring Uke 27 – Uke 39 2003 - 2004	Siste 52 uker
Totalproduksjon	74,3	76,6	2,3	368,4
- Vannkraft	34,8	37,6	2,8	176,3
- Kjernekraft	18,6	20,8	2,2	93,1
- Øvrig	20,8	18,2	-2,6	99,0
Totalforbruk	77,4	79,6	2,2	381,8
Nettutveksling	3,2	3,1	-	13,4
- Import	4,7	4,3	-0,3	19,5
- Eksport	1,4	1,2	-0,3	6,1
Systempris	255	253	-2	256

<b>Norge</b>	2003 Uke 27 – Uke 39	2004 Uke 27 – Uke 39	Endring Uke 27 – Uke 39 2003 - 2004	Siste 52 uker
Totalproduksjon	22,9	21,4	-1,5	109,1
- Vannkraft	22,7	21,2	-1,5	108,2
- Øvrig	0,2	0,2	-	0,9
Totalforbruk	22,8	23,8	1,0	118,6
Nettutveksling	-0,1	2,5	2,5	9,5
- Import	1,9	3,7	1,8	14,0
- Eksport	2,0	1,3	-0,7	4,6
Spotpris				
- NO 1	256	260	4	261
- NO 2	258	257	-1	257

<b>Sverige</b>	2003 Uke 27 – Uke 39	2004 Uke 27 – Uke 39	Endring Uke 27 – Uke 39 2003 - 2004	Siste 52 uker
Totalproduksjon	25,7	30,4	4,7	140,1
- Vannkraft	10,5	12,6	2,1	55,9
- Kjernekraft	13,6	16,0	2,4	71,6
- Øvrig	1,6	1,8	0,2	12,6

Totalforbruk	28,6	29,0	0,4	143,7
Nettoutveksling	2,9	-1,3	4,2	3,8
- Import	5,2	3,7	-1,5	19,0
- Eksport	2,3	5,0	2,7	15,3
Spotpris	259	246	-13	250

<b>Danmark</b>	2003 Uke 27 – Uke 39	2004 Uke 27 – Uke 39	Endring Uke 27 – Uke 39 2003 - 2004	Siste 52 uker
Totalproduksjon	9,0	6,8	-2,2	38,2
- Termisk/Vind	9,0	6,8	-2,2	38,2
Totalforbruk	7,8	7,9	0,1	34,7
Nettoutveksling	-1,2	1,1	2,3	-3,5
- Import	2,0	2,6	0,6	8,1
- Eksport	3,2	1,6	-1,6	11,7
Spotpris				
- DK 1	285	266	-19	249
- DK 2	264	249	-15	253

<b>Finland</b>	2003 Uke 27 – Uke 39	2004 Uke 27 – Uke 39	Endring Uke 27 – Uke 39 2003 - 2004	Siste 52 uker
Totalproduksjon	16,7	18,1	1,4	81,0
- Vannkraft	1,6	3,9	2,3	12,2
- Kjernekraft	5,0	4,8	-0,3	21,5
- Øvrig	10,0	9,4	-0,6	47,3
Totalforbruk	18,3	18,9	0,6	84,9
Nettoutveksling	1,8	0,9	-0,9	3,9
- Import	2,9	2,8	-0,1	12,0
- Eksport	1,1	1,9	0,8	8,1
Spotpris	246	243	-3	244

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

### **Utgitt i Rapportserien i 2004**

- Nr. 1 Stig Haugen (red.): Opprustning av kraftnettet for å redusere energitapet (40 s.)
- Nr. 2 Christian Johan Giswold: Omsetningskonsesjonærer, organisasjons- og struktur- utvikling per 1. august 2003 (50 s.)
- Nr. 3 Lars-Evan Pettersson: Totalavløpet fra Norges vassdrag 1961-2002 (67 s.)
- Nr. 4 Eva Næss Karlsen (red.): Prinsipper for regulering av nettvirksomhetens inntekter (79 s.)
- Nr. 5 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 1. kvartal 2004 (56 s.)
- Nr. 6 Amir Messiha: Avbruddsstatistikk 2003 (37 s.)
- Nr. 7 Knut Aune Hoseth, Ingvill Osland og Gunnar Kristiansen: EUs rammedirektiv for vann. Karakterisering av vannforekomster i Tanavassdraget – Reginenr. 234.Z (53 s.)
- Nr. 8 Hanne Marthe Østvold (red.): Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak i 2003 (123 s.)
- Nr. 9 Arne Tollan (red.): Prioritering av stasjonsnett (46 s.)
- Nr. 10 Birger Bergesen, Pål Tore Svendsen, Asle Selfors: Gass i Norge (61 s.)
- Nr. 11 Grønne sertifikater. Utredning om innføring av et pliktig sertifikat- marked for kraft fra fornybare energikilder (106 s.)
- Nr. 12 Pål Tore Svendsen: Naturgass -en generell innføring (75 s.)
- Nr. 13 Marit Astrup: Internasjonal pilotstudie i Suldalsvassdraget. Overvåking i lys av EUs ramme- direktiv for vann og gjennomgang av europeisk veileder (59 s.)
- Nr. 14 Asle Tjeldflåt (red.) Kartlegging av bruk og nytte av toveiskommunikasjon i Norge. Resultater fra spørreundersøkelser juni 2002 og mai 2004 (89 s.)
- Nr. 15 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 2. kvartal 2004 ( s.)
- Nr. 16 Lars-Evan Pettersson: Aktive vannføringsstasjoner i Norge (55 s.)
- Nr. 17 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 3. kvartal 2004 ( s.)