



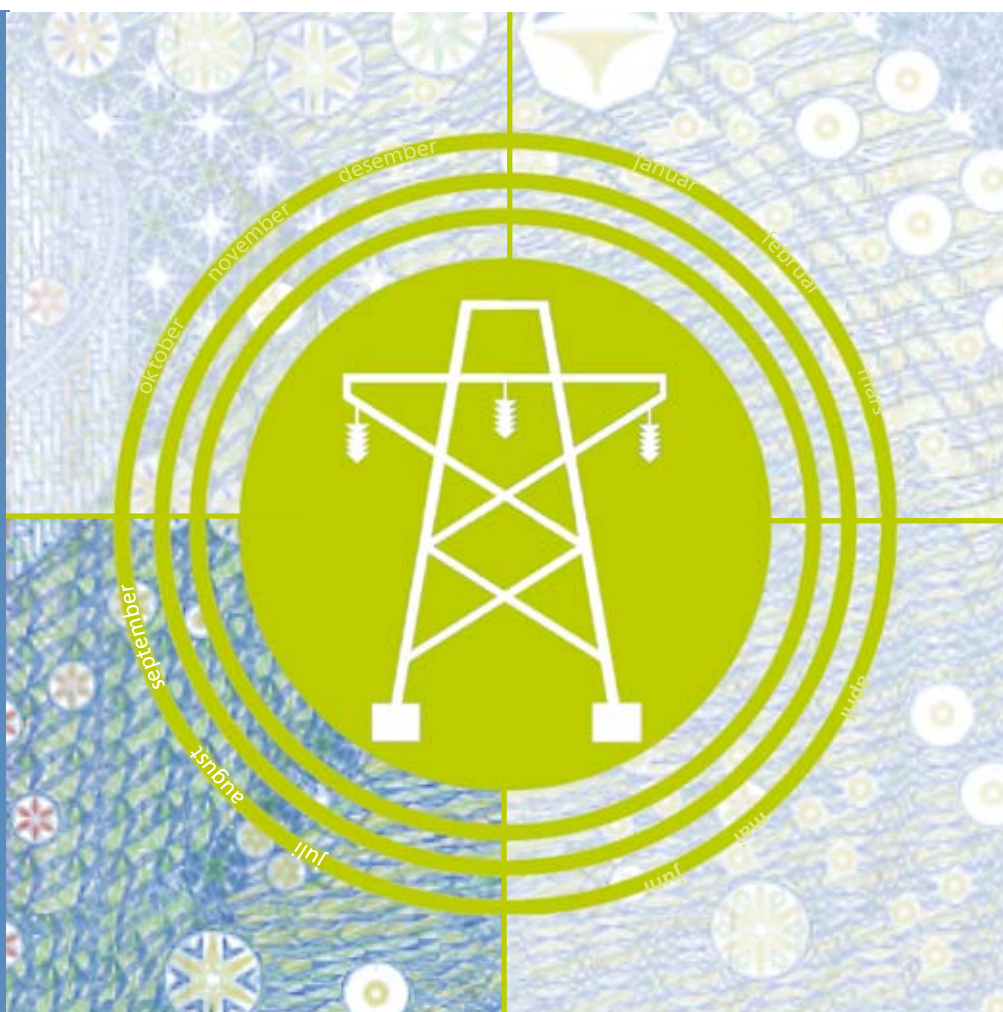
# Kvartalsrapport for kraftmarknaden

3. kvartal 2007

*Tor Arnt Johnsen (red.)*

17  
2007

R  
A  
P  
P  
O  
R  
T



# **Kvartalsrapport for kraftmarknaden 3. kvartal 2007**

## Rapport nr. 17

### Kvartalsrapport for kraftmarknaden

**Utgitt av:** Noregs vassdrags- og energidirektorat  
**Redaktør:** Tor Arnt Johnsen  
**Forfatter:** Hege Bøhler, Karl Magnus Ellinggard, Erik Holmqvist, Håkon Mørch Korvald, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Kjerstin Dahl Viggen

**Trykk:** NVEs hustrykkeri  
**Opplag:** 150  
**Forsidefoto:**  
**ISBN:** 978-82-410-0649-4

**Samandrag:** Tilsiget av vatn til dei norske kraftmagasina var 49,1 TWh i tredje kvartal, og det er 30 prosent meir enn normalt. Spesielt i Sør-Noreg har kvartalet vore prega av rikeleg med vatn, og produksjonen av elektrisk kraft har vore rekordhøg. I fjor var tredje kvartal prega av svært høge kraftprisar medan vi i år har hatt låge prisar. Høge tilsig og høg produksjon førte til svært låg pris i Sør-Noreg, og på det lågaste var prisen nede i 3 øre/kWh for ei veke sett under eitt. I snitt for kvartalet var prisen i Sør-Noreg 9,5 øre/kWh, medan prisen i Midt- og Nord-Noreg var 19,5 øre/kWh. Terminprisane tyder på aukande prisar fram mot årsskiftet. Ei årsak er truleg at det har vore nær gratis å sleppe ut CO<sub>2</sub> i 2007, medan utslepp i 2008 no er prisa til om lag 170 kroner/tonn CO<sub>2</sub>.

**Emneord:** Elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftmarknad, tilsig, magasinufylling, krafthandel, kraftforbruk, strømprisar

Noregs 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)

November 2007

# Innhald

<b>Forord .....</b>	<b>4</b>
<b>Samandrag .....</b>	<b>5</b>
<b>1 Kraftmarknaden i tredje kvartal 2007 .....</b>	<b>6</b>
1.1 Ressursgrunnlaget.....	9
1.1.1 Tilsig .....	9
1.1.2 Temperatur .....	11
1.1.3 Nedbør.....	12
1.1.4 Snø .....	13
1.2 Magasinutviklinga .....	15
1.3 Produksjon.....	18
1.3.1 Noreg.....	20
1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa.....	21
1.4 Forbruk .....	24
1.4.1 Noreg.....	25
1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa.....	28
1.5 Andre energiberaarar i Noreg .....	31
1.6 Kraftutveksling .....	35
1.6.1 Noreg.....	37
1.6.2 Andre nordiske land .....	37
1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden .....	38
1.7.1 Spotmarknaden.....	38
1.7.2 Terminmarknaden.....	40
1.7.3 Pris på CO <sub>2</sub> , kol og gass .....	42
1.8 Sluttbrukarmarknaden.....	45
1.8.1 Prisar og prisutvikling .....	45
1.8.2 Leverandørskifte .....	48
1.8.3 Kontraktsval .....	49
1.8.4 Hushalda si samla utgift til elektrisk kraft.....	50
<b>2 Vedlegg.....</b>	<b>52</b>

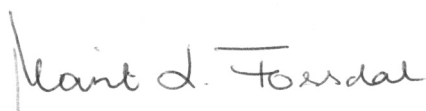
# Forord

Energi- og marknadsavdelinga i NVE legg med dette fram kvartalsrapport for kraftmarknaden i tredje kvartal 2007. Kvartalsrapporten vert laga til kvart kvartal, og dette er tredje utgåve i kvartalsrapportens fjerde årgang. På grunn av datainnsamling og handsaming vert kvartalsrapporten vanlegvis publisert to til fire veker etter utløpet av kvartalet. Vi tek sikte på å legge fram neste kvartalsrapport i januar 2008.

I kvartalsrapporten dokumenterer og kommenterer vi kraftmarknadsutviklinga i kvartalet og dei siste tolv månedane. I tillegg inneheld vanlegvis kvartalsrapporten eit par temaartiklar der medarbeidarar i Energi- og marknadsavdelinga eller frå andre avdelingar i NVE, legg fram egne analysar og utgreingar. Denne utgåva har diverre ikkje nokon temaartikkel.

Arbeidet med denne kvartalsrapporten er utført av medarbeidarar ved Energi- og marknadsavdelinga og Hydrologisk avdeling. Redaksjonen for denne utgåva har vore Hege Bøhler, Karl Magnus Ellingard, Erik Holmqvist, Håkon Mørch Korvald, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Kjerstin Dahl Viggen og Tor Arnt Johnsen som også har leia arbeidet.

Oslo, 2. november 2007

  
Marit Lundteigen Fossdal  
avdelingsdirektør

# Samandrag

Tilsiget av vatn til dei norske kraftmagasina var 49,1 TWh i tredje kvartal, og det er 30 prosent meir enn normalt. Spesielt i Sør-Noreg har kvartalet vore prega av rikeleg med vatn, og produksjonen av elektrisk kraft har vore rekordhøg. Samstundes har det vore full eksport av kraft ut av Sør-Noreg i store delar av kvartalet. Ved utgangen av tredje kvartal var kraftmagasina i Noreg, Sverige og Finland fullare enn normalt, og samla var det 6 TWh meir energi i magasina enn vanleg.

Samanlikna med i fjor er kraftsituasjonen snudd på hovudet. I fjor var det 35 TWh mindre vatn i magasina ved utgangen av tredje kvartal enn det vi har i år. I fjor var tredje kvartal prega av svært høge kraftprisar medan vi i år har hatt låge prisar. Høge tilsig og høg produksjon førte til svært låg pris i Sør-Noreg, og på det lågaste var prisen nede i 3 øre/kWh for ei veke sett under eitt. I snitt for kvartalet var prisen i Sør-Noreg 9,5 øre/kWh, medan prisen i Midt- og Nord-Noreg var 19,5 øre/kWh. I dei andre nordiske landa og i Tyskland var snittprisane høgare i tredje kvartal.

Terminprisane har falle gjennom tredje kvartal, og ei forklaring er dei høge tilsiga som har betra ressursituasjonen framom vinteren. Terminprisane tyder likevel på aukande prisar fram mot årsskiftet og ved årsskiftet. Ein årsak til dette prisbildet er auka i CO<sub>2</sub>-prisane ved nyttår. Medan det har vore nær gratis å sleppe ut CO<sub>2</sub> i 2007 vert utslepp i 2008 no prisa til om lag 170 kroner/tonn CO<sub>2</sub>. Jamvel om det i perioden 2005-2007 har vore eit prøvesystem for handel med utsleppsrettar er det fyrst ved nyttår at Kyoto-perioden startar. Prishoppet ved nyttår skuldast at det ikkje har vore mogleg å lagre utsleppsrettar frå 2007 til 2008. Kyoto-perioden held fram til 2012, og det er mogleg å lagre utsleppsrettar i perioden. Auka kraftprisar er ein følgje av ynskjet om å dempe veksten i CO<sub>2</sub>-utslepp. Sjølv om norsk kraftproduksjon til ein stor grad ikkje gjev CO<sub>2</sub>-utslepp, vil ein kWh nytta i Noreg i mange tilfelle alternativt kunne ha vorte nytta til å erstatta ein kWh produsert med forureinande kolkraft i utlandet.

# 1 Kraftmarknaden i tredje kvartal 2007

**Om lag 30 prosent meir tilsig enn normalt i tredje kvartal 2007**

Det nyttbare tilsiget til det norske kraftsystemet var 49,1 TWh i tredje kvartal 2007, og det er meir enn 30 prosent meir enn i eit normalår og om lag 22 TWh meir enn i tredje kvartal 2006. Dei siste tolv månadene har tilsiget vore 153 TWh, og det er 33 TWh meir enn i eit normalår. Det kom 36 TWh nedbør som kan nyttast til kraftproduksjon i tredje kvartal. Det er 7 TWh meir enn normalt. I Sverige var tilsiget 17,5 TWh i tredje kvartal – 0,6 TWh mindre enn normalt og 6,3 TWh meir enn i same periode i fjor.

**Snø: om lag som normalt ved inngangen til fjerde kvartal 2007**

Snøsmeltinga i fjellet skjer vanlegvis frå byrjinga av mai til eit stykke inn i tredje kvartal. Mot slutten av kvartalet legg det seg normalt snø i nokre av dei indre og høgareliggende områda. Ved inngangen til fjerde kvartal i år var det om lag normalt med snø. I fjor på same tid var det mindre snø enn normalt.

**Over 35 TWh meir vatn i nordiske vass- magasin enn for eit år sidan og 6 TWh meir enn normalt**

Ved inngangen til tredje kvartal i år var det berre Noreg som hadde høgare fylling i vassmagasina enn normalt. I løpet av kvartalet er magasina i alle dei nordiske landa fylt opp. Ved utgangen av kvartalet var fyllinga i Noreg 6,4 prosentpoeng høgare enn normalt. I Sverige og Finland var fyllinga 1,8 og 4,1 prosentpoeng høgare enn normalt. Samla var det ved utgangen av kvartalet omlag 6 TWh meir vatn i dei nordiske vassmagasina enn normalt. Magasinfyllinga var ved utgangen av tredje kvartal 35 TWh større enn for eit år sidan.

**Rekordhøg kraftproduksjon i Noreg og Norden i tredje kvartal**

I tredje kvartal 2007 var den norske kraftproduksjonen 33 TWh, og det er 36 prosent høgare enn i tredje kvartal i fjor. Produksjonen har aldri vore så høg i tredje kvartal. Nordens samla produksjon var 84 TWh, og det er og ny rekord. Dei siste tolv månadene har den norske kraftproduksjonen vore nær 130 TWh – ein prosent ned frå føregåande 12-månaders periode. I Sverige var produksjonen 28 TWh i andre kvartal, og det er 14 prosent høgare enn i fjor. I Danmark var kraftproduksjonen 7 TWh i andre kvartal – ned 18 prosent frå i fjor. I Finland var kraftproduksjonen 16 TWh i andre kvartal, og det er ein svak nedgang frå i fjor. Samla var den nordiske kraftproduksjonen tolv prosent høgare enn i same kvartal i fjor. Dei siste tolv månadene er det produsert 387 TWh elektrisk kraft i Norden – like mykje som i føregåande 12-månadersperiode.

**Auka forbruk i tredje kvartal**

Det nordiske kraftforbruket auka med seks prosent frå tredje kvartal i fjor til i år. Forbruket auka i alle dei nordiske landa.

**Lågt forbruk siste tolv mnd.**

Dei siste tolv månadane har Nordens kraftforbruk vore 397 TWh, og det er ein prosent lågare enn føregåande 12-månaders periode. Hovudårsaka til nedgangen er lågare forbruk i Sverige. I dei andre landa var forbruket uendra.

**Uendra forbruk i alminnelig forsyning (temperatur-korrigert) -fall i kraftintensiv industri**

I Noreg auka kraftforbruket i alminnelig forsyning med 1,5 TWh eller ti prosent frå tredje kvartal i fjor til tredje kvartal i år. Heile auken skuldast kaldare vêr i år enn i fjor. Sjølv om kraftprisane har vore lågare i år enn i fjor har det enno ikkje gjeve utslag i auka forbruk i alminnelig forsyning. Forbruket i kraftintensiv industri var 0,8 prosent lågare i tredje kvartal i år enn i same periode eit år tidlegare. Dei siste tolv månadane har forbruket i industrien vore 31,9 TWh, og det er ein nedgang på 3,1 prosent frå same periode for eit år sidan.

**Norsk krafteksport og svensk import i tredje kvartal**

Noreg hadde i tredje kvartal 6,9 TWh nettoeksport. I tredje kvartal i fjor hadde Noreg ein nettoeksport på 0,8 TWh. Dei siste 52 veker har Noreg hatt 6,1 TWh nettoeksport, og det er omlag som året før. Sverige importerte netto 1,9 TWh i tredje kvartal og Finland hadde ein nettoimport på 3,7 TWh fra Sverige, Russland og Estland. Danmark importerte 2,8 TWh elektrisk kraft hovudsakeleg frå Noreg og Sverige og eksporterte 1,7 TWh hovudsakeleg til Tyskland. Netto hadde Danmark en import på 1,0 TWh. Dei nordiske landa sin nettoeksport var 0,3 TWh i tredje kvartal – medan det var 4,5 TWh import i same periode i 2006. Dei siste 52 vekene har Norden hatt ein nettoimport på 3,3 TWh – mot 8,9 TWh føregåande 12-månaders periode.

**Spotpris 3. kv. 2007 (øre/kWh):**

- Sør-Noreg	9,5
- Rest-Noreg	19,5
- Sverige	19,5
- Finland	21,5
- Sjælland	23,7
- Jylland	22,5
- Tyskl./EEX	24,5

Dei hydrologiske forholda har ført til at Noreg har hatt dei lågaste prisane i Norden i tredje kvartal. Aller lågast har prisen vore i Sør-Noreg - i snitt i underkant av 10 øre/kWh. Det er 81 prosent lågare pris enn i same kvartal i fjor og 46 prosent lågare enn i andre kvartal. I resten av Noreg, det vil sei Midt- og Nord-Noreg har snittprisen vore 19,5 øre/kWh. Det er 60 prosent lågare enn i same periode i fjor, medan prisane har auka med tre prosent frå andre kvartal. I Sverige og Finland har prisen vore 21,5 øre/kWh – ein auke på tolv prosent frå andre kvartal. I



Aust-Danmark har prisane vore ni prosent høgare enn i andre kvartal, medan auka i Vest-Danmark er tre prosent. I Tyskland var prisen 25,2 øre/kWh i andre kvartal, og det er ein oppgang på sju prosent frå føregåande kvartal. I gjennomsnitt for de siste tolv månadene har elspotprisane lege under 26 øre/kWh i alle områder med unnatak for Tyskland som har eit snitt på 31,1 øre/kWh dei siste tolv månadene.

### **Svakt fall i CO<sub>2</sub>- prisen for 2008**

Prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter for innløyasing i 2007 har helde fram på eit nivå nær null. Det er med andre ord fleire kvoter tilgjengelig enn etterspurt. Kvotepreisen for 2008 har falle med tre prosent gjennom tredje kvartal, og den var 167 kr/tonn ved utgangen av andre kvartal. Det er på same nivå som prisen i desember 2005 då handelen med kvotar for 2008 starta.

### **Auka kolpris**

Prisen på kol til kraftproduksjon auka frå 80 til 100 dollar/tonn i løpet av tredje kvartal. Snittprisen for kvartalet vart 87 dollar/tonn. Kolprisen var berre så vidt over 60 dollar i 2006.

### **Terminpris første kvartal 2008: - Norden 38,0 øre/kWh - Tyskland 47,8 øre/kWh**

I terminmarknadene har det i tredje kvartal vore prisnedgang i Norden og Tyskland. Prisen på fjerdekvartalskontrakten 2007 og førstekvartalskontrakten 2008 på Nord Pool har gått ned med høvesvis 11,1 og 2,1 prosent sidan 1. juli. Prisen på førstekvartalskontrakten har vore over fjerdekvartalskontrakten heile perioden, og enda på 380 kr/MWh den 28. september. Fjerdekvartalskontrakten enda på 285 kr/MWh. På den tyske kraftbørsen EEX enda førstekvartalskontrakten på 478 kr/MWh og fjerdekvartalskontrakten på 342 kr/MWh. For førstekvartalskontrakten er det 5,1 prosent lågare enn prisen var ved byrjinga av kvartalet, og for fjerdekvartalet 5,5 prosent lågare.

### **Reduserte prisar til hushalda**

Kraftprisane til hushald fall med omlag ti prosent i tredje kvartal 2007. Unnataket er marknadspriskontrakten (spot) i Sør-Noreg som fall frå 63,3 øre/kWh i tredje kvartal i fjor til 13,7 øre/kWh i år. Det er 10 øre/kWh lågare enn i andre kvartal. Standard variabel kontrakt frå dominerande leverandør fall med 2,8 øre/kWh til 24,6 øre/kWh i 3. kvartal 2007. I andre kvartal hadde 37,8 prosent av norske hushald marknadspriskontrakt, og det er om lag uendra frå føregåande kvartal.

### **Omlag uendra fordeling på kontraktar**

# 1.1 Ressursgrunnlaget

## 1.1.1 Tilsig

### Noreg

Totalt var det nyttbare tilsiget i tredje kvartal 49,1 TWh eller 12,1 TWh meir enn normalt.

Det er nesten 22 TWh større enn for same periode i 2006.

Det er og det største berekna tilsiget for tredje kvartal sidan 1938.

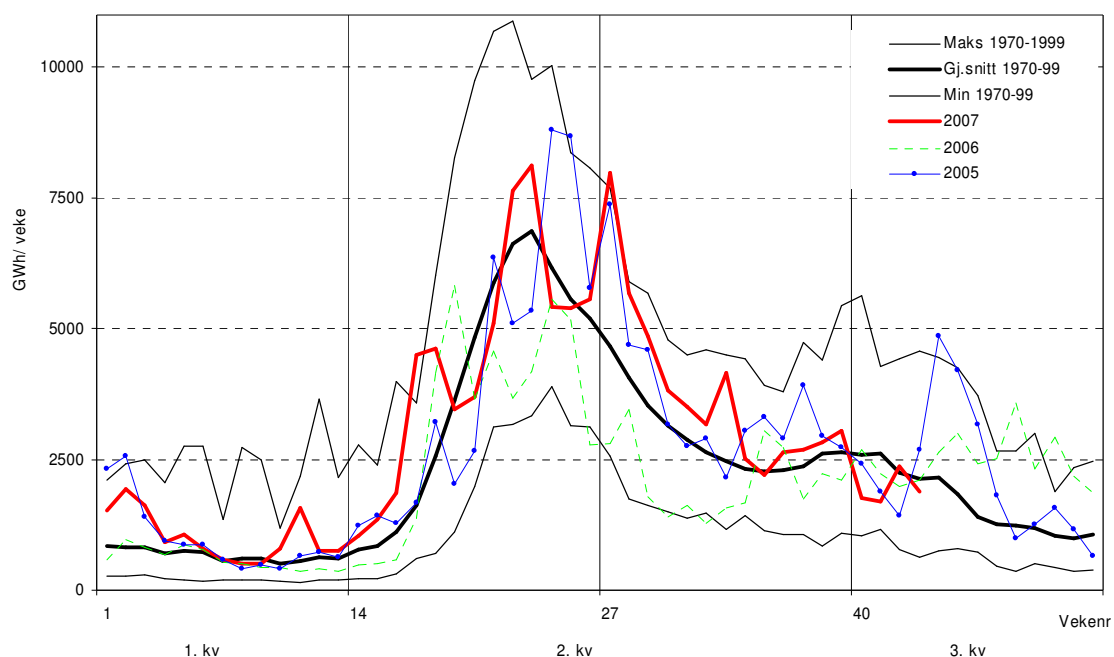
Ressurstilgang, TWh	3. kv. 2007	Avvik frå normalt	Siste 12 mnd.	Avvik frå normalt
Tilsig Noreg	49,1	+ 12,1	153	33
Nedbør Noreg	36	7	142	22
Tilsig Sverige	17.5	-0.6	76.6	14.4

Til no i år har tilsiget vore 120 TWh. Det er nesten 22 TWh meir enn normalt og 43 TWh meir enn i 2006.

Dei siste tolv månadene har tilsiget vært rekordstort med 153 TWh, eller 33 TWh meir enn normalt. Tilsiget har aldri tidlegare vore større enn 150 TWh for ein tilsvarande 12-månaders periode. Sommert for dei siste 24 månadene har tilsiget vore 258 TWh eller 18 TWh meir enn normalt.

Fordelinga av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.1. Gjennom heile kvartalet har tilsiget vore over det normale. Det skuldast både at det var meir snø enn normalt att i høgfjellet ved slutten av 2. kvartal, men også mykje nedbør gjennom kvartalet. På Austlandet kom det spesielt mykje nedbør i starten av kvartalet. I tillegg var det framleis noko snø att i fjellet, dette ga flaum i fleire vassdrag. I for eksempel Numedalslågen var flaumen i sommar den største sidan 1927. Dette gav også eit nyttbart tilsig på heile 8,0 TWh i veke 27.

Figur 1.1.1 Nyttbart tilsig i Noreg i 2005, 2006 og 2007. GWh/veke. Kjelde: NVE og Nord Pool

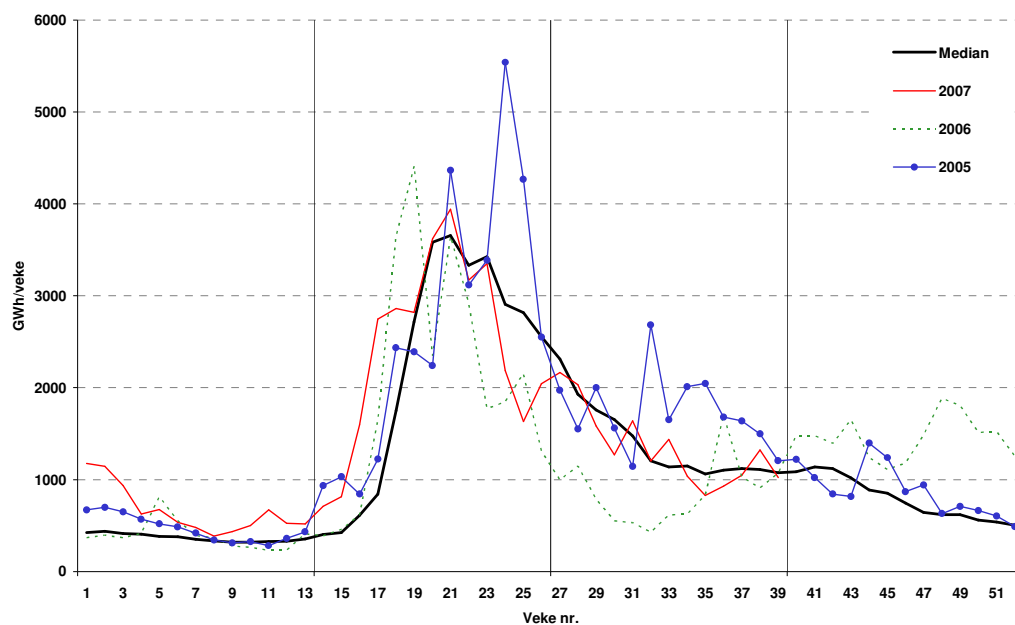


## Sverige

Tilsiget av vatn til svenske kraftmagasin var 17,5 TWh i tredje kvartal 2007. Det er 0,6 TWh mindre enn normalt, men 6,3 TWh meir enn i same periode i 2006. I dei ni første månadene av året har tilsiget vore 57,6 TWh. Det er 5,7 TWh meir enn normalt og 14,1 TWh meir enn i 2006.

Dei siste tolv månadene har tilsiget til dei svenske kraftmagasina vore 76,6 TWh. Det er 14,4 TWh meir enn normalt og 21,7 TWh meir enn i tilsvarande periode eit år tidlegare. Dei siste 24 månadene har tilsiget vore 131,6 TWh. Det er vel 7 TWh meir enn normalt.

Figur 1.1.2 Tilsig i Sverige i 2005, 2006 og 2007, GWh/ veke. Kjelde: Svensk energi

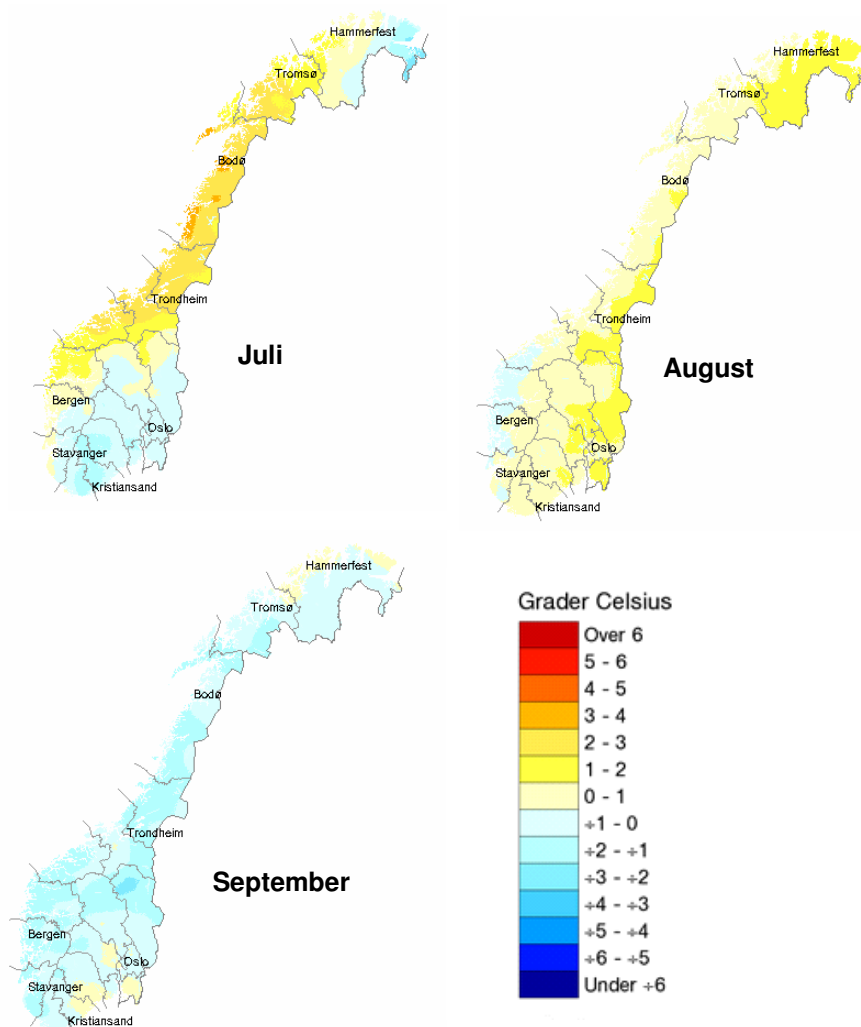


## 1.1.2 Temperatur

I juli var det to til tre grader varmare enn normalen i Trøndelag, Nordland og Troms, samtidig var temperaturen under normalen på i fjellet i Sør-Noreg, på Aust- og Sørlandet og i Aust-Finnmark. For landet under eitt var temperaturen omkring ein grad over normalen. Også i august var temperaturen for heile landet omkring ein grad over normalen. Dei største positive temperaturavvika var i dei austlege delane av landet.

I september var temperaturen under det normale i store deler av landet, unntaka var kysten av Finnmark, sørlege delar av Austlandet og delar av Sørlandet. Her var temperaturen litt høgare enn normalen. I sum for Noreg var temperaturen i september 0,3 grader under normalen.

**Figur 1.1.3 Temperatur, avvik i °C frå normalt (1971-2000) i juli, august og september 2007.**  
Kjelde: NVE og met.no

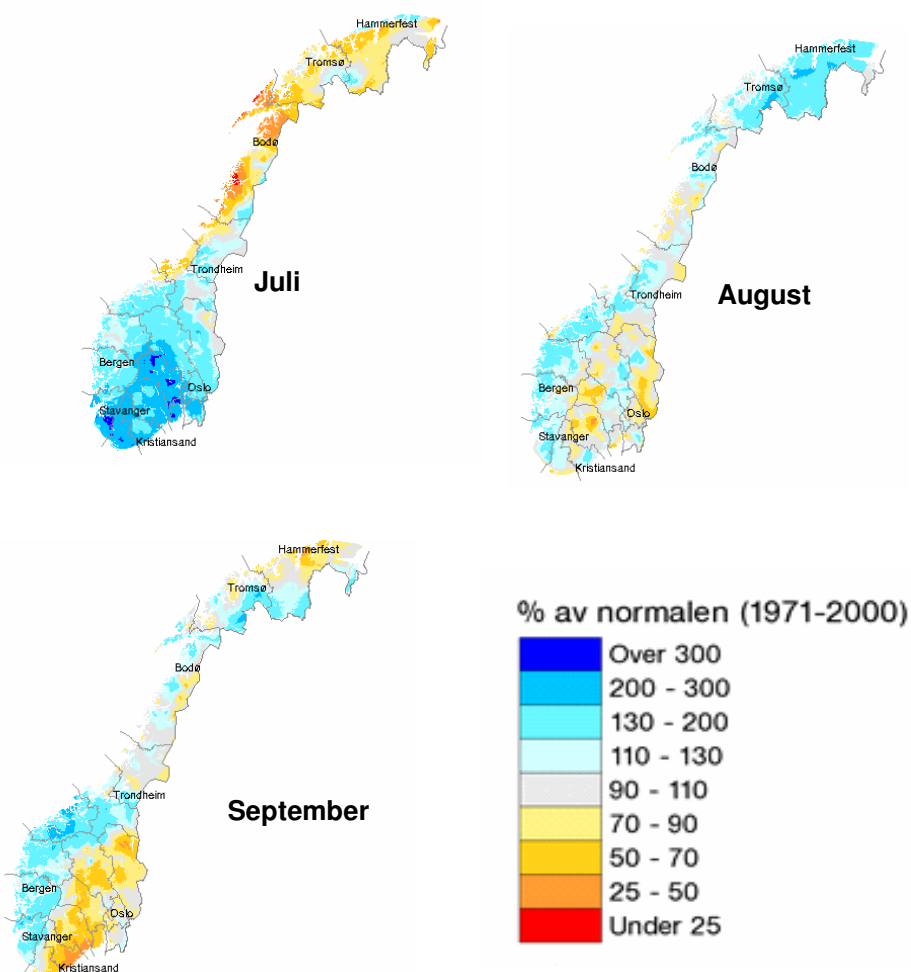


### 1.1.3 Nedbør

I juli kom det meir nedbør enn normalt i Sør-Noreg. Spesielt på delar av Austlandet kom det mykje nedbør i starten av månaden. I for eksempel Hemsedal, der ein har målingar tilbake til 1895, vart det sett ny julirekord med 291 millimeter. Samtidig var det lite nedbør i store delar av Nord-Noreg der kom det mange stader mindre enn 50 prosent av normalen.

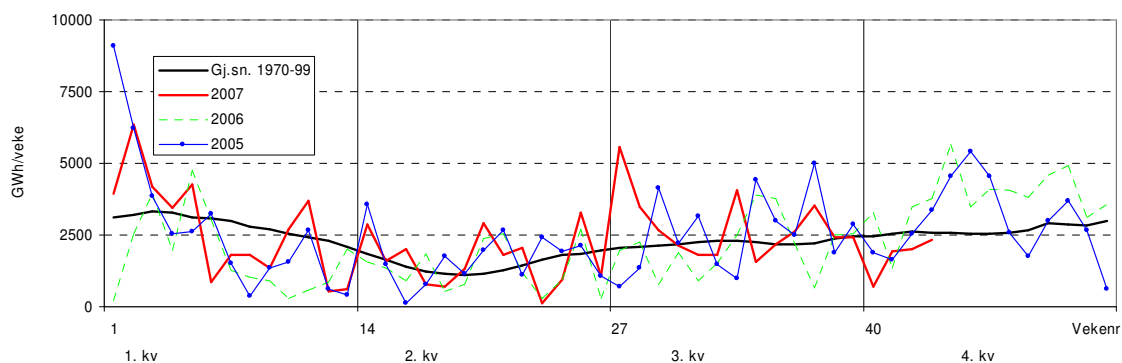
I august og september har det i store deler av Aust- og Sørlandet kome omkring eller mindre nedbør enn normalen, medan det på Vestlandet har kome meir nedbør enn normalen. I september kom det spesielt mykje nedbør i Møre og Romsdal med over det dobbelte av normalen fleire stader. I Midt- og Nord-Noreg har forholda vore noko meir varierende.

Figur 1.1.4 Nedbør, avvik i prosent frå normalt (1971-2000) i juli, august og september 2007.  
Kjelde: NVE og met.no



I tredje kvartal 2007 kom det ifølge NVEs utrekningar om lag 36 TWh nedbørenergi eller 7 TWh meir enn normalen. Hittil i år har det kome 93 TWh eller 8 TWh meir enn normalen, og summert for dei siste tolv månadene har det kome 142 TWh eller 22 TWh meir nedbørenergi enn normalen.

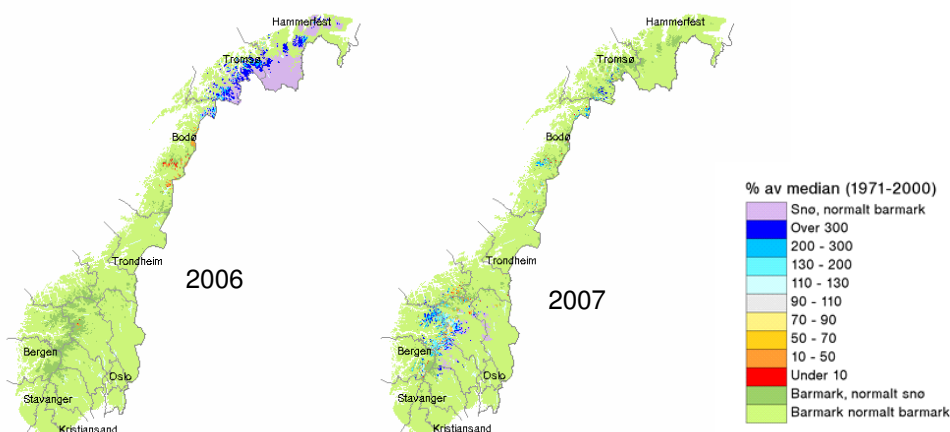
Figur 1.1.5 Beregna vekevis nedbøreneergi i 2005, 2006 og 2007. GWh/veke. Kjelde: NVE



### 1.1.4 Snø

Snøsituasjonen ved starten av fjerde kvartal i 2006 og 2007 er illustrert i figur 1.1.6. Som ein ser er det mindre snø lengst nord i landet, medan det er meir snø i fjellet i Sør-Noreg enn på same tid i fjor. Dei totale snømengdene er likevel små. Vekta mot kraftsystemet er snømengdene i år omtrent som normalen, medan det i fjor på same tid var litt under normalen.

Figur 1.1.6 Snømengde pr. 1. oktober 2006 og 2007 i prosent av median for perioden 1971 -2000. Kjelde NVE og met.no



### Eit hydrologisk paradoks?

Sum nyttbart tilsig dei siste 12 månadene er 153 TWh, eller 11 TWh høgare enn sum beregna nedbøreneergi for same periode. Det kan verke som eit hydrologisk paradoks.

Det nyttbare tilsiget vert rekna ut med utgangspunkt i magasinendringar og vasskraftproduksjon frå veke til veke. Medan nedbøreneergi vert beregna ved hjelp av hydrologiske modellar som skal representere kraftsystemet.

I tillegg syner våre berekningar at grunnvasstanden i store deler av landet er høgare ved utgangen av tredje kvartal i år enn for eitt år sidan, og at det i år ligg noko meir snø i fjellet i

Sør-Noreg enn på same tid i fjor (figur 1.1.6). Dette gjer ubalansen mellom nedbør og tilsig enda vanskelegare å forklare.

Om ein likevel skal prøve seg på forklaringar er det fleire forhold som er av betydning. For det første var det låg fyllingsgrad i dei norske vasskraftmagasina hausten 2006. Ved utgangen av tredje kvartal var magasininfyllinga omkring 25 prosent eller om lag 21 TWh lågare enn normalen. Med ei høgare og meir normal magasininfylling på denne tida i fjor, er det truleg at flaumtapet dei neste tolv månadene hadde vorte vesentleg høgare, noko som ville gjeve eit lågare nyttbart tilsig.

Ved berekning av nedbørenergi vert "sann" nedbør skalert med ein fast faktor ( $<1,0$ ) slik at sum nedbørenergi og sum nyttbart tilsig over ei lang rekke år vert den same (120 TWh). Denne skaleringa justerer for mellom anna den delen av nedbøren som vert nytta av vegetasjonen, fordamping frå innsjøar og flaumtap eller anna forbitapping i kraftsystemet.

For år med låg magasininfylling, som gjev mindre risiko for flaumtap enn normalt, er det mogeleg at denne faktoren burde vore auka. Likeeins vil ein i år med kalde somrar "miste" mindre vatn enn normalt gjennom fordamping, noko som også kan gje grunnlag for ein høgare faktor. På same vis vil nedbør som fell konsentrert i løpet av nokre få døgn gje eit mindre tap til fordamping enn om den same mengda nedbør vert fordelt over fleire døgn med tørperiodar mellom. Det er ikkje urimeleg at alle desse forholda har verka inn dei siste månadene.

Foreløpig er det vanskeleg å nytta ein faktor for skalering av "sann" nedbør for å finne ein nedbørenergi som dels er avhengig av korleis vatnet som vert disponert i dei mange vasskraftmagasina, dels av korleis nedbøren fordelar seg i tid og dels av temperatur og vegetasjon. Utan ein skalering av nedbøren som nemnt over, vert nedbørenergien høgare enn sum nyttbart tilsig for dei siste tolv månadene.

I tillegg kjenner ein heller ikkje "sann" nedbør. Ved berekning av nedbørenergi er data frå omkring 30 nedbørfelt spreidd over heile landet nytta. Det er ikkje gitt at disse felta representerer kraftsystemet på ein like god måte for alle vørsituasjonar. Ein kjenner heller ikkje "sann nedbør" i desse representative felta. Nedbøren her er basert på observasjonar av nedbør frå ein avgrensa mengd stasjonar. Mange av desse stasjonane ligg i låglandet, medan nedbørfelta til mange av kraftmagasina ligg i høglandet. Modellane er kalibrert for å ta omsyn til dette, men det er opplagt ein usikkerheit i slike berekningar. For mellom anna å redusere denne usikkerheita noko i framtida, er NVE i gang med eit prosjekt som tar sikte på å nytta langt fleire nedbørfelt til slike berekningar.

## 1.2 Magasinutviklinga

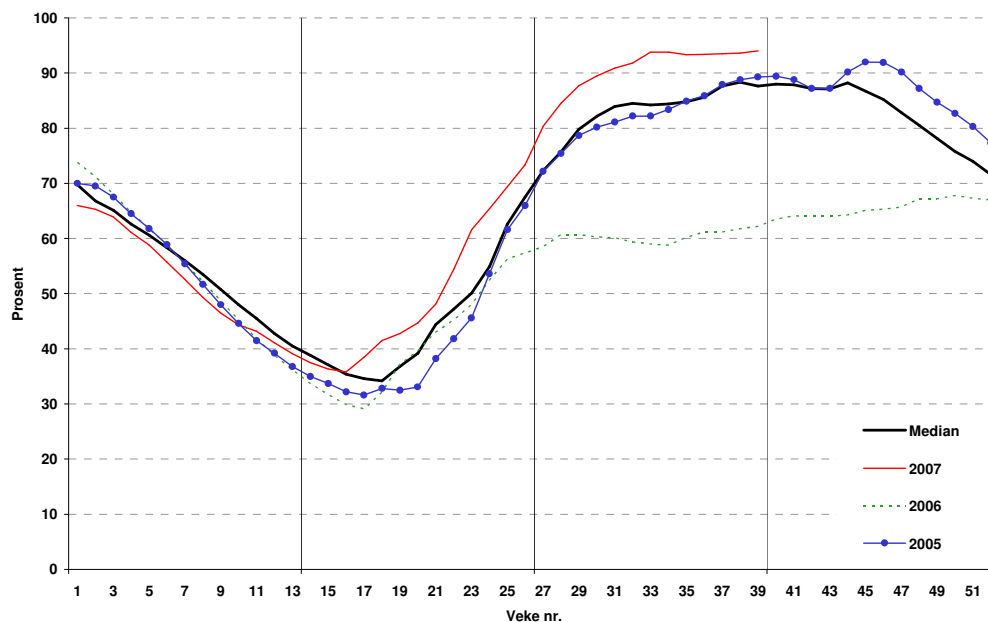
Mykje nedbør ga nær fulle magasin

Ved inngangen til tredje kvartal 2007 var fyllingsgraden for norske vassmagasin 73,4 prosent. Det er 5,9 prosentpoeng høgare enn det normale<sup>1</sup> for årstida og 16,0 prosentpoeng over

fjorårets nivå. Periodar med mykje regn førte til rikeleg tilsig i heile kvartalet og høg magasinfylfing trass i rekordproduksjon. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 94,0 prosent. Det er 2,5 prosentpoeng under maksimalverdien frå 1992, men 6,4 prosentpoeng over medianverdien til same tid. Ved utgangen av tredje kvartal var det 26,8 TWh meir energi i norske vassmagasin enn på same tid i fjor.

Magasin-fylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 3. kvartal (prosent)			Magasin-kapasitet TWh
	2007	2006	Median	
<b>Noreg</b>	94,0	62,2	87,6	84,3
<b>Sverige</b>	83,9	63,8	82,1	33,8
<b>Finland</b>	72,8	49,5	68,7	5,5

Figur 1.2.1 Fyllingsgrad for norske magasin (100 prosent = 84,3 TWh) i 2005, 2006 og 2007, prosent. Kjelde: NVE



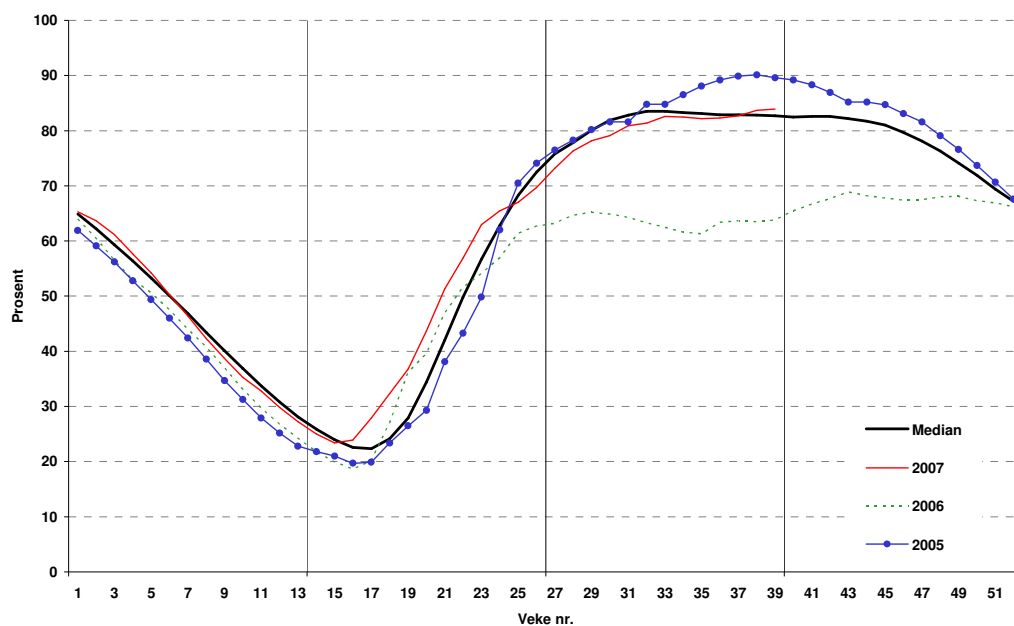
<sup>1</sup> Median for perioden 1990-2005



## Magasinutviklinga i Sverige og Finland

Ved inngangen til tredje kvartal 2007 var fyllingsgraden for svenske magasin 69,7 prosent. Det er 2,3 prosentpoeng under medianverdien<sup>1</sup> til same tid. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyltinga 83,9 prosent. Det er 1,8 prosentpoeng over medianverdien på same tidspunkt. Fyllinga ved utgangen av andre kvartal 2007 var 20,1 prosentpoeng høgare enn til same tid i 2006. Det svarer til ei energimengde på 6,8 TWh.

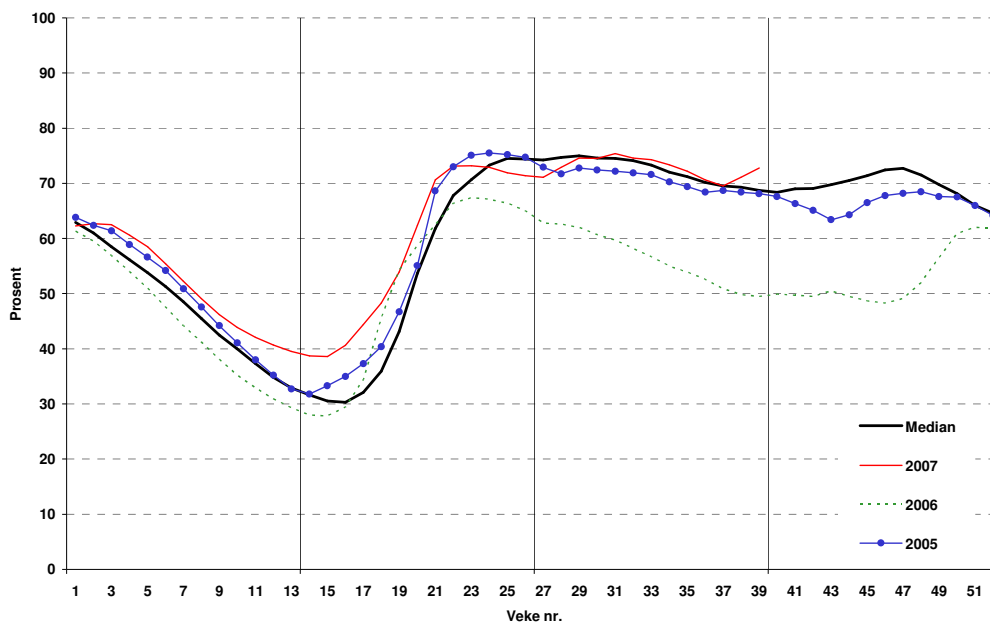
Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske magasin (100 prosent = 33,8 TWh) i 2005, 2006 og 2007, prosent. Kjelde: Nord Pool



Ved inngangen til tredje kvartal 2007 var fyllingsgraden for finske magasin 71,4 prosent. Det er 3,0 prosentpoeng under medianverdien til same tid for perioden 1978 til 2001. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyltinga 72,8 prosent. Det er 4,1 prosentpoeng over medianverdien på same tidspunkt. Fyllinga ved utgangen av andre kvartal 2007 var 23,3 prosentpoeng høgare enn til same tid i 2006. Det svarer til ei energimengde på 1,3 TWh.

<sup>1</sup> Middeler for perioden 1950-2001.

Figur 1.2.3 Fyllingsgrad for finske magasin (100 prosent = 5,5 TWh) i 2005, 2006 og 2007, prosent. Kjelde: Nord Pool



I sum er det dermed lagra 8,1 TWh meir energi i svenske og finske magasin enn ved utgangen av tredje kvartal i fjor. Den lagra vassmengda i Norden var ved utgangen av tredje kvartal i år 111,6 TWh, eller 34,9 TWh meir enn til same tid i 2006. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske vassmagasin er 123,6 TWh.

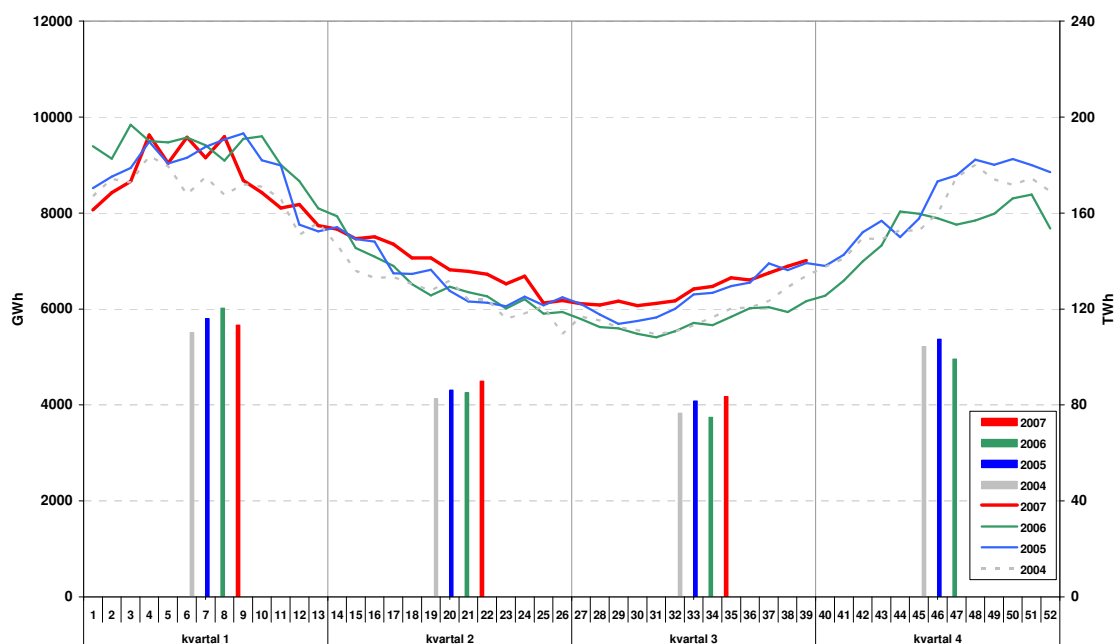
## 1.3 Produksjon

I tredje kvartal 2007 har det blitt produsert 84,3 TWh elektrisk kraft i dei nordiske landa. Det er den høgaste kraftproduksjonen nokon gong for dette kvartalet. Det unormalt høge tilsiget vara også i tredje kvartal. Dette har gjeve høg nordisk vasskraftproduksjon. I same kvartal i fjor var situasjonen den motsette, med låge tilsig og låg fylling i vassmagasina. Dei to kvartala samanlikna viser ein auke i den nordiske kraftproduksjonen på tolv prosent. Det er spesielt i Noreg og Sverige, kor det er mykje vasskraft, at produksjonen har auka sett i forhold til tilsvarende kvartal i fjor. Den finske produksjonen er omtrent uendra, medan det er ein sterk nedgang i den danske kraftproduksjonen.

Produksjon TWh	3. kv. 2007	Endring frå 3. kv. 2006	Siste 12 mnd.	Endring frå føregående 12 mnd.
<b>Noreg</b>	33,0	36 %	129,6	-1 %
<b>Sverige</b>	28,0	14 %	144,1	1 %
<b>Finland</b>	16,1	-1 %	76,0	1 %
<b>Danmark</b>	7,2	-18 %	37,5	-7 %
<b>Norden</b>	84,3	12 %	387,1	0 %

Det har vore ein auke i den norske kraftproduksjonen på ni prosent frå andre til tredje kvartal i år. Kraftproduksjonen i Sverige viser ein nedgang på 22 prosent, trass i høge tilsig. Dette skuldast lågare kjernekraftproduksjon som følge av årlige revisjonar.<sup>1</sup> Også i Finland har det vore revisjonar ved kjernekraftverka, og kraftproduksjonen fall med fire prosent. Den danske kraftproduksjonen auka derimot med tre prosent. Auken i den danske produksjonen skuldast i hovudsak høgare vindkraftproduksjon. Samla nordisk kraftproduksjon dei siste 52 vekene er 387,1 TWh. Dette er uendra sett i forhold til dei føregående 52 vekene.

Figur 1.3.1 Samla nordisk kraftproduksjon, 2004 – 2007, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool

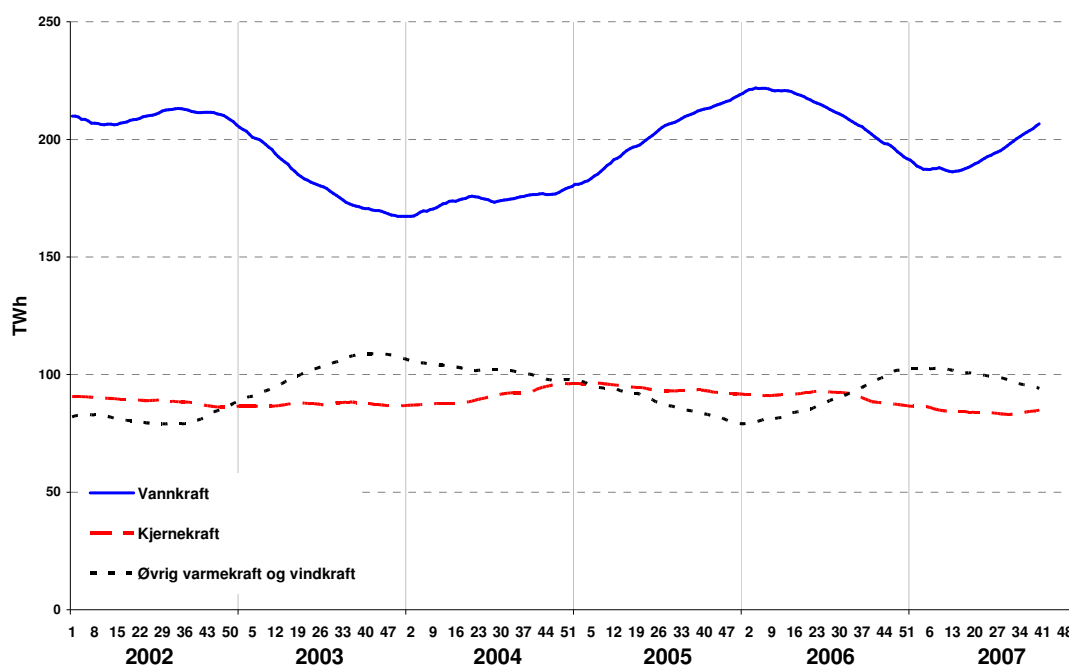


<sup>1</sup> Sjå vedlegg 2

Av den rekordhøge nordiske kraftproduksjonen i tredje kvartal har vasskrafta stått for 47,9 TWh, eller 57 prosent. Produksjonen frå dei nordiske kjernekraftverka var 18,3 TWh. Det er 1,9 TWh mindre enn i andre kvartal, og 1,4 TWh meir enn i tredje kvartal i fjor. På sommaren og hausten i fjor var fleire av dei svenske kjernekraftverka ute av drift på grunn av feil og inspeksjonar. Full produksjon i dei svenske og finske kjernekraftverka eit kvartal tilsvarar i overkant av 25 TWh. Ved inngangen til kvartalet låg vekevis kjernekraftproduksjon på omkring 1,4 TWh i veka, mens det siste veke i kvartalet var ein kjernekraftproduksjon på 1,6 TWh.

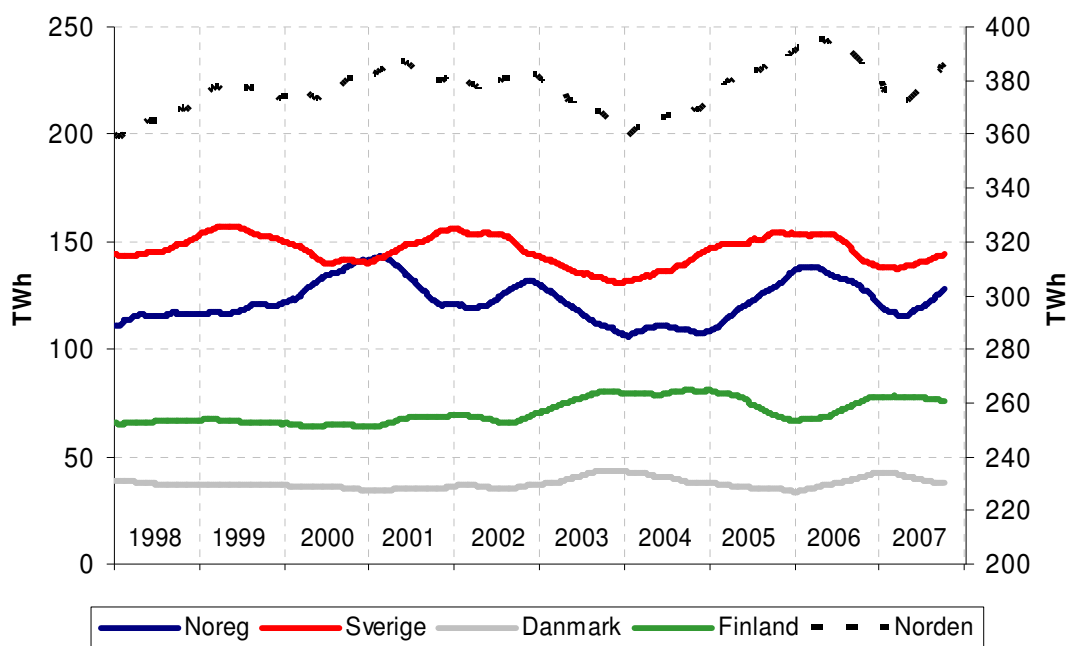
Anna kraftproduksjon i Norden var 17,3 TWh, eller 21 prosent av den samla produksjonen. Det er den same delen som i kvartalet før. I tilsvarande kvartal i fjor utgjorde likevel kategorien annan kraftproduksjon 6,2 TWh meir. Nedgangen skuldast først og fremst høgare vasskraftproduksjon og lågare kraftprisar. Samanlikna med år 2000 og 2005, då det også var høg nordisk vasskraftproduksjon, har det vore ein auke i produksjonen. Dette har samanheng med at vindkraft er plassert i denne kategorien. I tillegg har låg kvotepris gjeve lågare produksjonskostnader for termiske kraftverk som slepper ut CO<sub>2</sub>.

**Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2002 – 2007, sum for dei siste 52 vekene, TWh. Kjelde: Nord Pool**



Figur 1.3.3 viser nordisk kraftproduksjon dei siste 52 vekene. Utviklinga i kraftproduksjon fordelt på land atterspeglar produksjonen fordelt på dei ulike typar kraftproduksjon i figur 1.3.2 over. Kraftproduksjonen er høgast i Noreg og Sverige i våte periodar, medan det ofte er motsett i Danmark og Finland. Den finske og danske kraftproduksjonen er dominert av termiske kraftverk, og i desse landa har kraftproduksjonen gått ned. I perioden fjerde kvartal 2006 til og med tredje kvartal 2007 står norsk og svensk kraftproduksjon for høvesvis 33 og 37 prosent av den samla nordiske kraftproduksjonen. Danmark og Finland sine delar er høvesvis 20 og 10 prosent i same periode. Samanlikna med dei føregåande 52 vekene er det ein auke i kraftproduksjon i Noreg og Danmark, medan det er nedgang i produksjonen i Sverige og Finland. Nedgangen i den svenske kraftproduksjonen skuldast i hovudsak lågare kjernekraftproduksjon.

Figur 1.3.3 Nordisk kraftproduksjon fordelt på land, 2002 – 2007, sum for dei siste 52 vekene, TWh. Kjelde: Nord Pool



### 1.3.1 Noreg

#### Rekordhøg kraftproduksjon

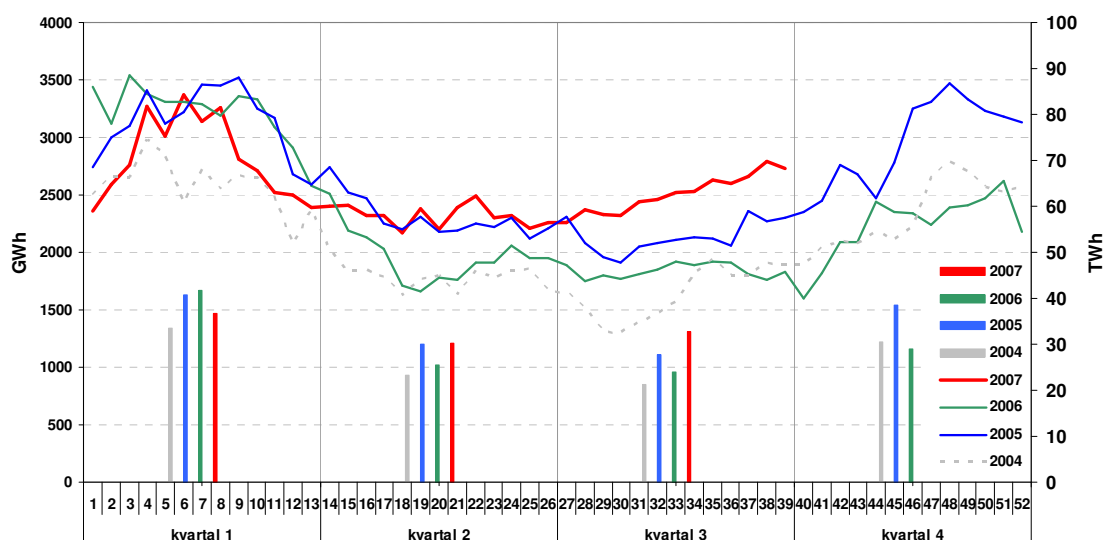
Elektrisitetsproduksjonen i Noreg var 33,0 TWh i tredje kvartal 2007. Dette er høgaste produksjonen i dette kvartalet nokon gong. Den tidlegare rekorden var på 32,1 TWh frå år 2000. I forhold til produksjonen i tredje kvartal 2006 på 24,3 TWh er det ei auke på 35,9 prosent. Den høge produksjonen heng saman med mykje tilsig og høg magasininfylling.

I dei ni første månadene av 2007 var produksjonen 100,0 TWh. Det er 8,0 TWh meir enn i same periode i 2006, dvs. ei auke på 8,7 prosent.

Dei siste tolv månadene er det produsert 129,6 TWh mot 131,0 TWh i tilsvarende periode året før. Det er ein nedgang på 1,1 prosent. Produksjonen dei siste 12 månadene er dermed 6,7 TWh høgare enn gjennomsnittleg årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vass-, varme- og vindkraft) som er berekna til 122,9 TWh. Det var først og fremst mykje tilsig som førte til den høge kraftproduksjonen dei siste tolv månadene.

Den norske kraftproduksjonen varierer i stor grad med tilsiget. Tørrvêrperiodane i 1996/97 og 2002/03 resulterte i låg produksjon, medan våtåra 2000 og 2005 gav høg produksjon. Tilsigssvikten hausten 2002 var så kraftig at den fikk følgjer for produksjonen heilt fram til utgangen av 2004. På same måte har lite snø vinteren 2005/2006 og den tørre sommaren og hausten 2006 ført til låg produksjon, og det høge tilsiget i 2007 til sterk auke i produksjonen.

Figur 1.3.4 Norsk produksjon, 2004 – 2007, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool

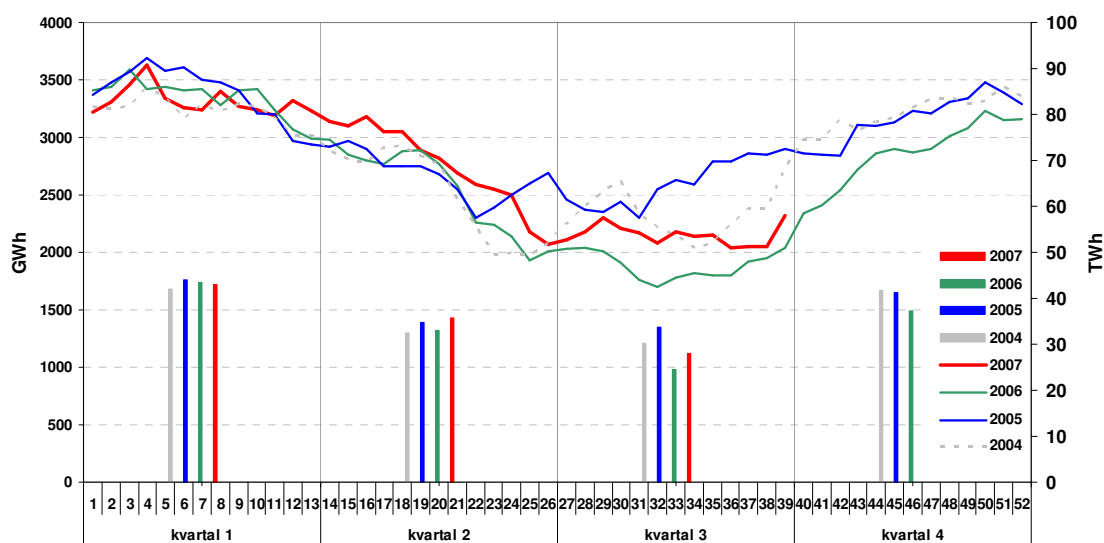


### 1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa

Svensk kraftproduksjon var på 28,0 TWh i tredje kvartal. Det er ein nedgang på 7,8 TWh frå kvartalet før. Mykje av nedgangen (2,9 TWh) skuldast lågare kjernekraftproduksjon. Mens utnyttinga av kjernekraftkapasiteten var 83 prosent i andre kvartal, var den 66 prosent i tredje kvartal. Det har gjeve 13,0 TWh svensk kjernekraftproduksjon i tredje kvartal, mot 16,1 TWh i kvartalet før. Kraftproduksjonen frå vasskraftverk har vore 12,7 i tredje kvartal, ein nedgang på 4,1 TWh sett i forhold til andre kvartal. Høgare import frå Noreg har kompensert for mykje av nedgangen i svensk kraftproduksjon. I tredje kvartal var den svenske importen frå Noreg 5,5 TWh, eller 18 prosent av det svenske kraftforbruket i perioden. Sett opp mot tredje kvartal i fjor, har det vore ein auke i den svenske kraftproduksjonen på 3,5 TWh, eller 14 prosent. Høgare kjernekraftproduksjon og vasskraftproduksjon står for denne auka.

Den samla svenske kraftproduksjonen dei siste 52 vekene har vore 144,1 TWh. Det er 1,7 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene. Dette skuldast i hovudsak låg vasskraftproduksjon også i Sverige i fjor sommar og haust, og den låge utnyttinga av kjernekraftkapasiteten etter at fleire kjernekraftverk vart stoppa for inspeksjon og reparasjon sommaren 2006.

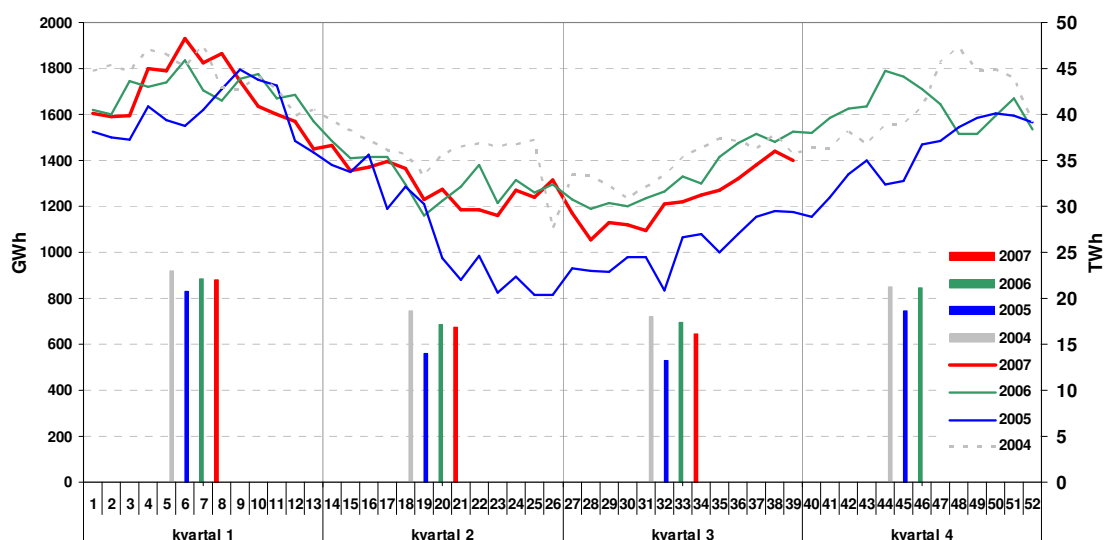
Figur 1.3.5 Svensk produksjon, 2004 – 2007, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool



I tredje kvartal har kraftproduksjonen i Finland vore 16,1 TWh. Det er ein nedgang på 0,7 TWh frå andre kvartal. Det er også ein nedgang i høve til tilsvarende kvartal i fjor. Den finske kraftproduksjonen var då 17,4 TWh. Samanlikna med tredje kvartal i fjor har det vore ein auke i finsk vass- og kjernekraftproduksjon. 3 TWh lågare produksjon frå andre typar kraftverk gjer at den finske kraftproduksjonen likevel har falt med 1,3 TWh, eller 8 prosent. Denne nedgangen tilsvarar omlag importen frå Estland så langt i år. Kabelen mellom Estland og Finland (Estlink) vart etablert ved årsskiftet 2006/2007. Dei finske kjernekraftanlegga Loviisa (2x485 MW) og Olkiluoto (2x860) har produsert til saman 5,3 TWh elektrisk kraft i tredje kvartal i år. Det tilsvarer 89 prosent av den maksimale kapasiteten for kjernekraftverka, og omlag ein tredjedel av den totale finske kraftproduksjonen i perioden. Kraftproduksjonen frå vasskraftverk og andre typar kraftverk har vore høvesvis 3,0 og 7,8 TWh i tredje kvartal i år.

Samla finsk kraftproduksjon dei siste 52 vekene er 76,0 TWh. Det er ein liten auke frå den føregåande 52-vekers perioden, då kraftproduksjonen i Finland var 75,2 TWh.

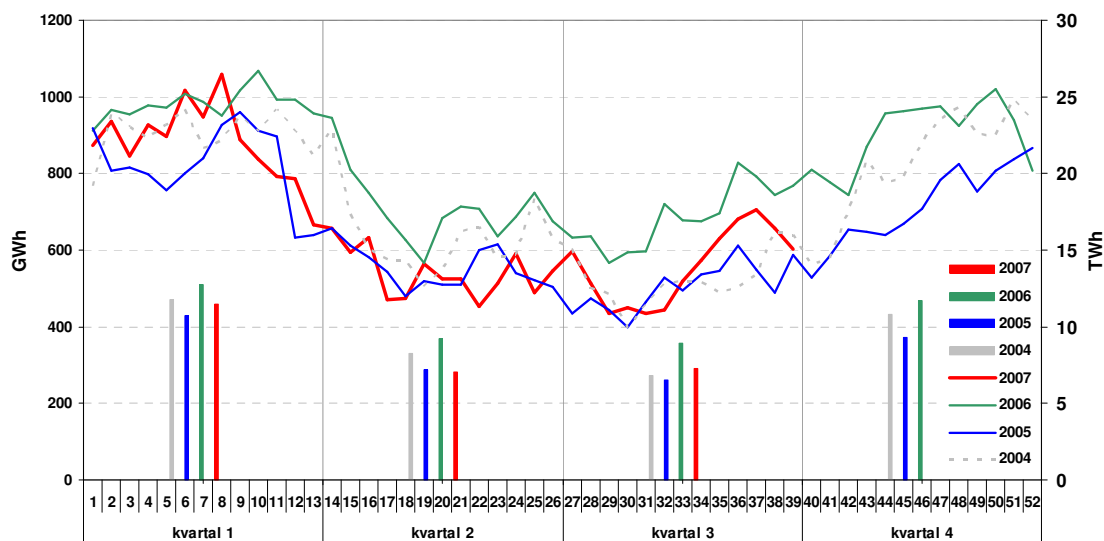
Figur 1.3.6 Finsk produksjon, 2004 – 2007, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool



Samla dansk kraftproduksjon var 7,2 TWh i tredje kvartal. Det vart produsert 4,8 TWh på Jylland og 2,5 TWh på Sjælland. Til samanlikning var den danske kraftproduksjonen 7,0 TWh i andre kvartal. I tredje kvartal i fjor vart det produsert 8,9 TWh elektrisk kraft i Danmark. Høgare nordisk vasskraftproduksjon og høg dansk import har saman med lågare kraftprisar ført til produksjonsnedgang i termiske kraftverk i Danmark. Den danske vindkraftproduksjonen viser derimot ein auke frå 1,0 TWh i tredje kvartal i fjor, til 1,6 TWh i tredje kvartal 2007.

Den danske kraftproduksjonen i dei føregåande 52 vekene har vore 37,5 TWh. Det er ein nedgang på 2,7 TWh sett opp mot føregåande 52-vekers periode. Det har vore låg kraftproduksjon i Danmark hittil i 2007 samanlikna med tilsvarende periode i fjor. Høgare import av vasskraft frå Noreg påverka nedgangen.

Figur 1.3.7 Dansk produksjon, 2004 – 2007, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool





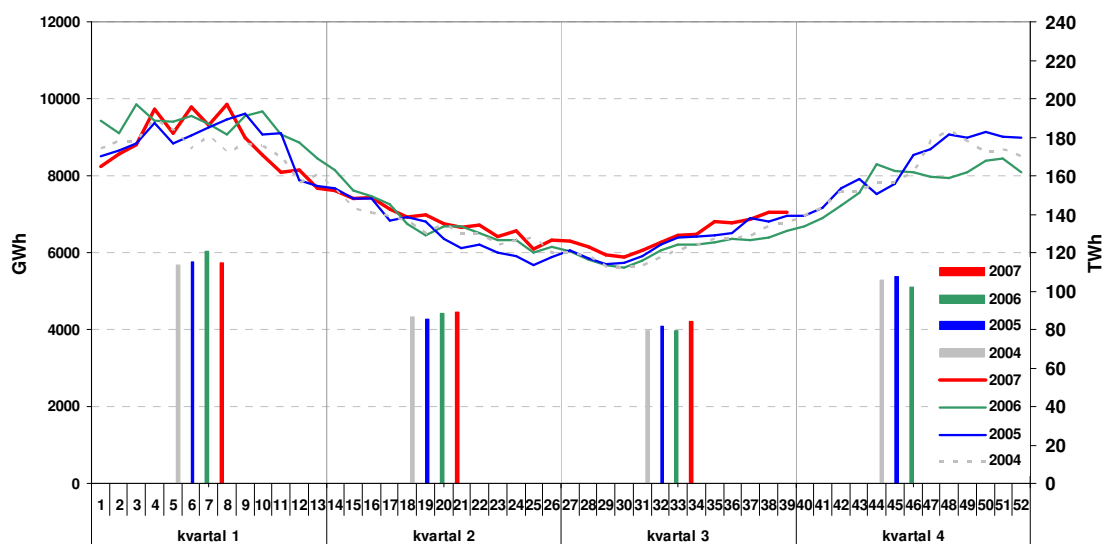
## 1.4 Forbruk

I tredje kvartal var det eit samla nordisk kraftforbruk på 84,2 TWh. Det nordiske kraftforbruket er det høgste forbruksnivået for denne perioden noko gong. Året med det nest høgste forbruksnivået i tredje kvartal var 2005, då det

Forbruk TWh	3. kv. 2007	Endring frå 3. kv. 2006	Siste 12 mnd.	Endring frå føregåande 12 mnd.
<b>Noreg</b>	26,1	11 %	123,4	0 %
<b>Sverige</b>	30,1	5 %	142,8	-3 %
<b>Finland</b>	19,8	3 %	89,0	0 %
<b>Danmark</b>	8,3	1 %	35,6	0 %
<b>Norden</b>	84,2	6 %	390,8	-1 %

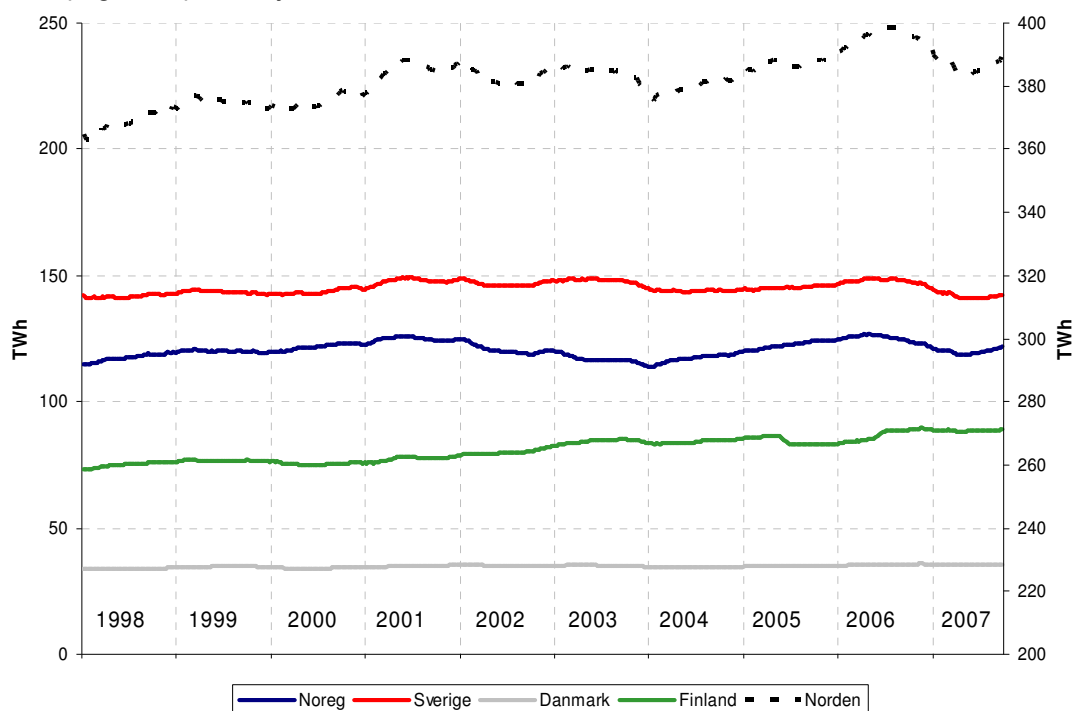
samla nordiske kraftforbruket var 81,8 TWh. Høgare temperaturar på sommaren gjer at forbruket har falle med 5 prosent frå andre til tredje kvartal. Sett i forhold til tredje kvartal i fjor har det vore ei auke i det nordiske kraftforbruket på 6 prosent. Det har vore størst auke i Noreg, der kraftforbruket var 11 prosent høgare. Auken skuldast i hovudsak lågare temperaturar. Også i dei andre nordiske landa har det vore ein auke i forbruket dei to periodane sett mot kvarandre. Forbruksauken har vore lågast i Danmark (1 prosent), der ein mindre del av elektrisitetsforbruket går til oppvarming.

Figur 1.4.1 Samla nordisk kraftforbruk, 2004 – 2007, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool



Kraftforbruket i Norden har vore 390,8 TWh dei siste 52 vekene. Det er 6 TWh lågare enn i føregåande 52-vekers periode. Den milde vinteren 2006/2007 har medverka til denne nedgangen. Høge kraftprisar sommaren og hausten 2006 kan også ha hatt ein dempane effekt på den nordiske kraftforbruken. I heile perioden tredje kvartal 1998 – tredje kvartal 2007 har det vore størst vekst i det finske forbruket, med 17 prosent. Det samla nordiske kraftforbruket målt for dei siste 52 vekene var 5 prosent høgare ved utgangen av tredje kvartal i år, samanlikna med tilsvarande periode i 1997/1998.

Figur 1.4.2 Nordisk forbruk føregående 52 veker, 1998 – 2007, dei nordiske landa (venstre akse) og samla for Norden (høgre akse), TWh. Kjelde: Nord Pool



### 1.4.1 Noreg

#### Rekordhøgt kraftforbruk

Det norske elektrisitetsforbruket var i tredje kvartal 26,1 TWh. Forbruket i dette kvartalet er det høgaste nokon gong. Den tidlegare rekorden var på 25,5 TWh frå 2005. I forhold til forbruket i tredje kvartal 2006 på 23,5 TWh er det ein auke på 11,3 prosent. Auken heng saman med at tredje kvartal 2007 var ein del kaldare enn same kvartal året før.

I dei ni første månadene av 2007 var elektrisitetsforbruket 91,0 TWh. Det er 0,9 TWh høgare enn i same periode i 2006, dvs. ei auke på 1,0 prosent.

Dei siste 12 månadene har elektrisitetsforbruket vore 123,4 TWh. Det er ein nedgang på 1,6 TWh eller 1,3 prosent i forhold til same periode eit år tidligare. Forbruket dei siste 12 månadene er litt høgare enn gjennomsnittleg årsproduksjon.

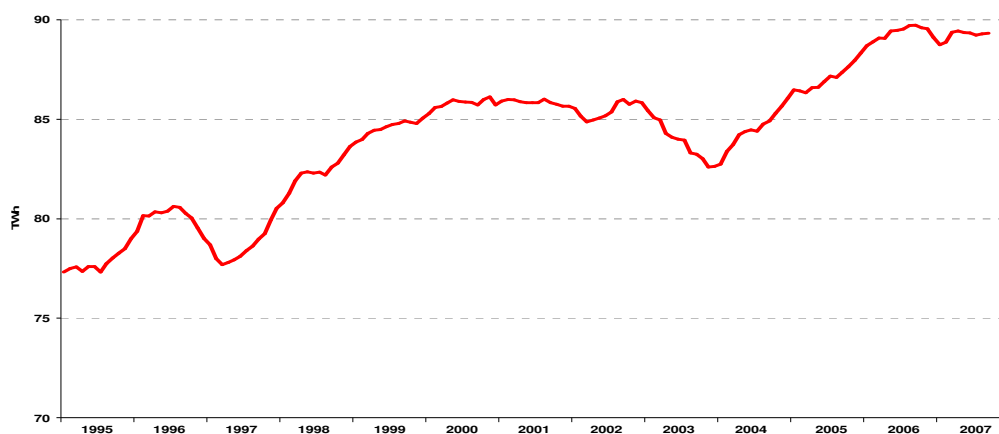
Forbruket har falle frå april 2006, men frå mai i år er det på veg oppover. Forbruket er no på nivå med sum forbruk dei siste 12 månadene frå våren 2005. Hovudårsakene til det forholdsvis låge forbruket er at siste 12-månadersperiode har vore varmare enn same periode året før, lågare forbruk i kraftintensiv industri og høge kraftprisar i siste kvartal 2006.

Forbruket i alminneleg forsyning var 16,2 TWh i tredje kvartal i år mot 14,7 TWh i tilsvarende kvartal i 2006. Det er ei auke på 10,1 prosent. I dei ni første månadene av 2007 var det ein nedgang på 0,9 prosent og for siste 12-månadersperiode ein nedgang på 2,2 prosent.

Tredje kvartal var ein del kaldare enn same kvartal i 2006, men likevel noko varmare enn normalt. Korrigert til normale temperaturforhold vart det alminnelege forbruket 16,4 TWh i tredje kvartal 2007 eller omtrent det same som i tilsvarande kvartal i 2006. I dei ni første månadene av 2007 var det ein auke på 0,3 prosent og for siste 12-månadersperiode ein nedgang på 0,5 prosent.

Det temperaturkorrigererte forbruket i alminneleg forsyning har auka jamt i heile perioden 1995-2002. Deretter gjekk forbruket ned i 2003, før det igjen fortsette å stige. Det temperaturkorrigererte forbruket i alminneleg forsyning i tredje kvartal 2007 er det nest høgaste som er registrert i dette kvartalet, litt lågare enn i same kvartal 2006.

**Figur 1.4.3 Forbruk i alminneleg forsyning, temperaturkorrigert, sum for dei siste 12 månadene, TWh. Kjelde: NVE**



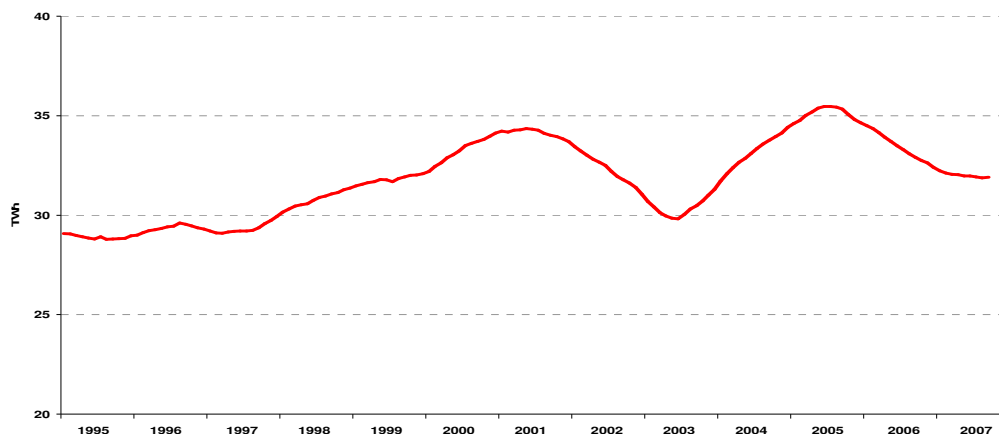
Figur 1.4.3 viser at det temperaturkorrigererte forbruket i alminneleg forsyning dei siste 12 månadene er i ferd med å stabilisere seg etter å ha falle sidan september 2006.

Kraftforbruket i kraftintensiv industri var i sterk vekst frå sommaren 2003 og fram til hausten 2005. Auken hadde samanheng med produksjonsauke for Hydro Aluminium på Sunndalsøra, god marknad for denne industrien og at denne sektoren i 2003 selde kraft tilbake til marknaden i staden for å bruke krafta sjølv. Sidan hausten 2005 har forbruket i denne sektoren gått ned på grunn av mellom anna redusert aktivitet og at deler av industrien er blitt lagt ned, som følge av høge kraftprisar og låge produktprisar. Dei siste månadene ser det ut som om nedgangen er i ferd med å minke.

Forbruket i kraftintensiv industri var i tredje kvartal 0,8 prosent lågare enn i same periode i 2006. I dei ni første månadene av 2007 var forbruket 2,0 prosent lågare enn i same periode eit år tidlegare.

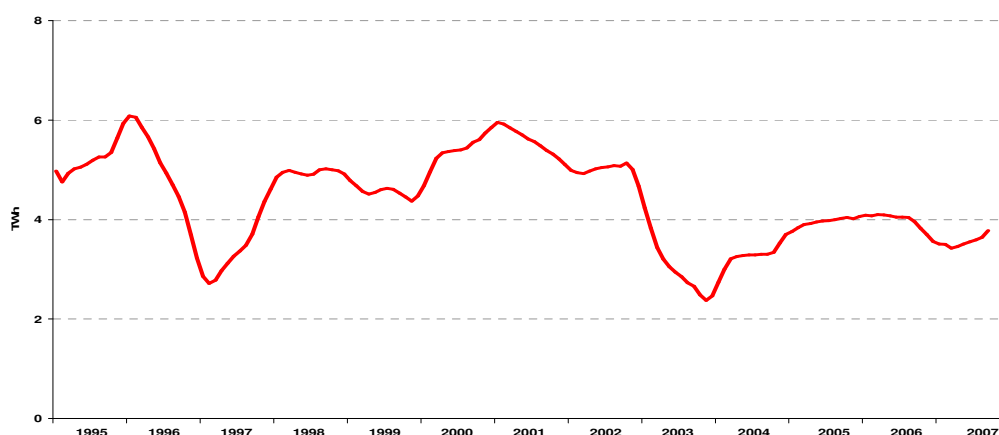
Dei siste 12 månadene har forbruket i kraftintensiv industri vore 31,9 TWh referert kraftstasjon. Det er ein nedgang på 3,1 prosent frå året før.

Figur 1.4.4 Forbruk i kraftintensiv industri, sum for dei siste 12 månadene, TWh. Kjelde: NVE



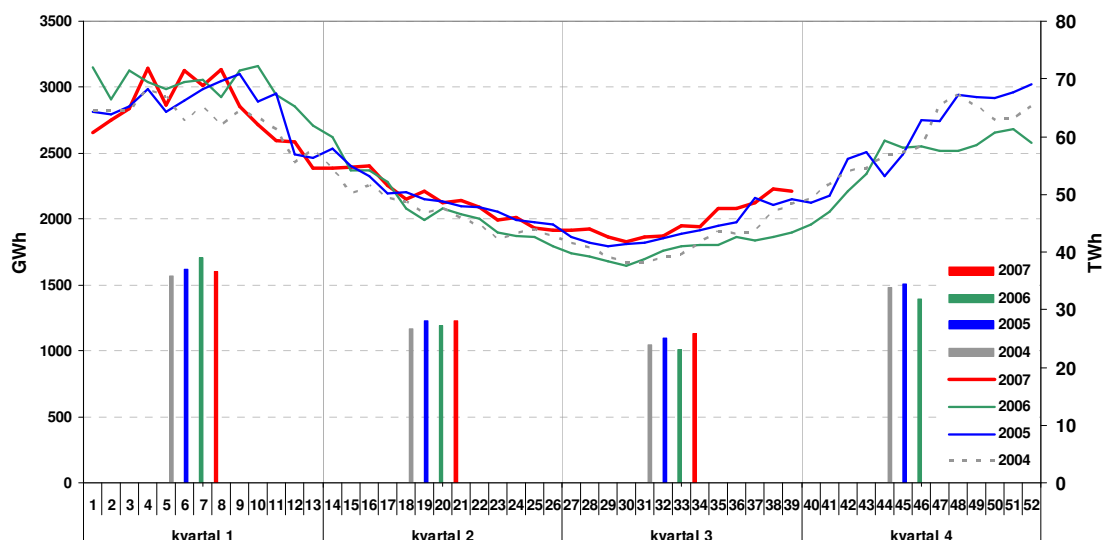
Forbruket av kraft til elektrokjeler var i tredje kvartal 71,7 prosent høgare enn i tilsvarende periode i 2006. I dei ni første månadene av 2007 var auka på 10,1 prosent. Dei siste 12 månadene har forbruket vore 3,8 TWh som er 3,5 prosent lågare enn i same periode eit år tidligare. Elektrokjelforbruket dei siste 12 månadene er no nesten to tredelar av kva det var i 1995 og 2000. I begge desse åra nådde forbruket opp i ca 6 TWh.

Figur 1.4.5 Forbruk av kraft til elektrokjeler, sum for dei siste 12 månadene, TWh. Kjelde: NVE



Elektrokjeler nyttar ofte olje i staden for elektrisitet om dette er lønsamt. I perioden 1995-2007 har kraftprisane variert betydelig, mens oljeprisen har logge på eit høgt nivå dei to siste årene. Ut frå figuren ser vi at variasjonsområdet for kraft til elektrokjeler i perioden 1995-2007 er frå rundt 2,5 TWh til vel 6 TWh. Omlag 2,5 TWh av dette forbruket ser ut til å ha høgare utkoplingspris enn det som er observert i perioden.

Figur 1.4.6 Norsk forbruk, 2004 – 2007, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool

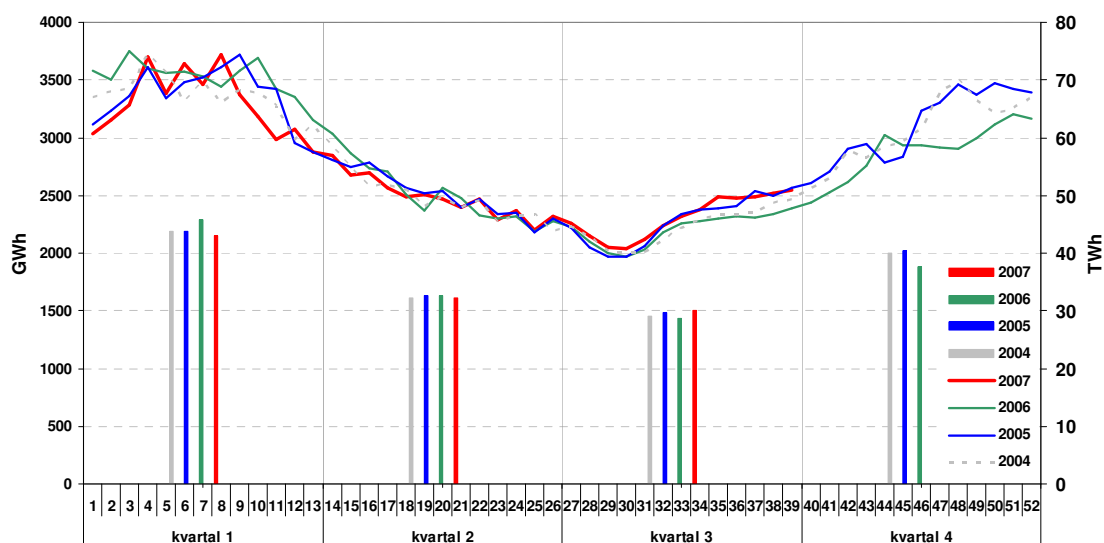


### 1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa

Kraftforbruket i Sverige har vore 30,1 TWh i andre kvartal, ned 7 prosent frå kvartalet før. I tilsvarande kvartal i fjor var det svenske kraftforbruket 1,3 TWh lågare. Forbruket var då lågare i alle vekene. I gjennomsnitt for kvartalet var temperaturen målt i Stockholm 3 grader lågare i tredje kvartal i år samanlikna med dei tilsvarande vekene i 2006.

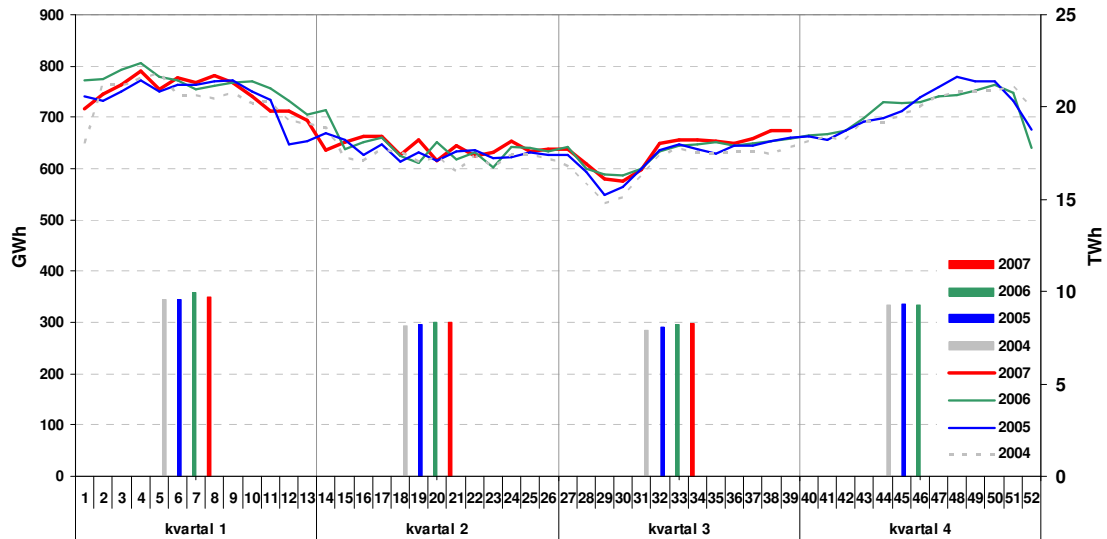
Samla svensk kraftforbruk dei siste 52 vekene er 142,8 TWh. Det er ein nedgang på 3 prosent sett i forhold til føregåande 52 vekers periode. Nedgangen skuldast i hovudsak den milde vinteren i 2007, ettersom det temperaturkorrigerte forbruket er uendra sett i forhold til føregåande 52 veker.

Figur 1.4.7 Svensk forbruk, 2004 – 2007, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool



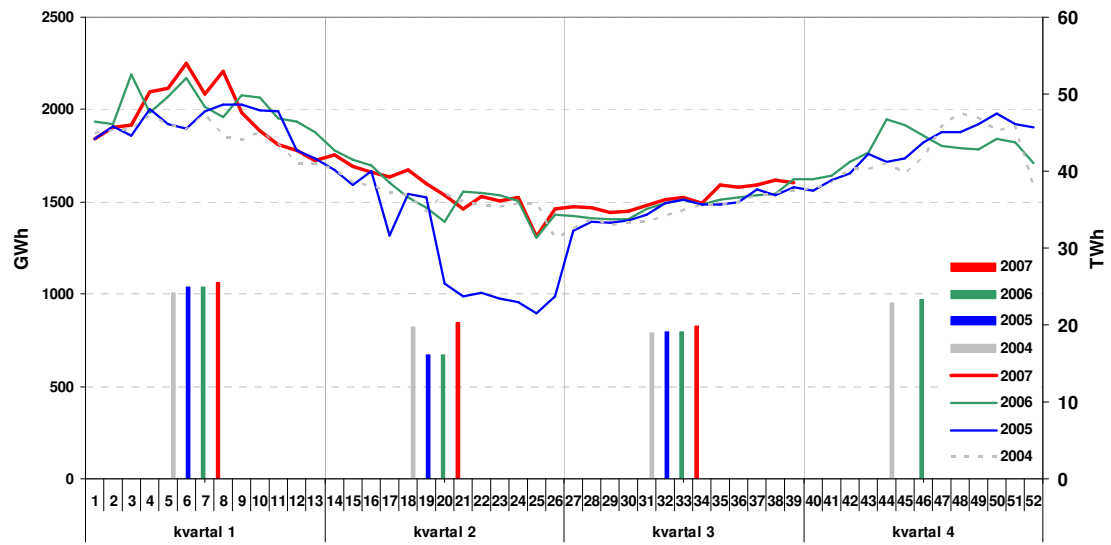
I tredje kvartal var kraftforbruket i Danmark 8,3 TWh. Det er 1 prosent høgare enn i same kvartal i fjor. Det brukast mindre elektrisk kraft til oppvarming i Danmark samanlikna med dei andre nordiske landa. Dette gir stabil utvikling i det danske kraftforbruket. I løpet av tredje kvartal har forbruket variert mellom 575 og 674 GWh. Forbruket dei siste 52 veker er 35,6 TWh. Det er uendra sett i forhold til dei føregåande 52 vekene. I perioden 1998 til 2007 har det danske forbruket mellom 33,8 og 35,8 TWh.

Figur 1.4.8 Dansk forbruk, 2004 – 2007 , veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool



Finland er det nordiske landet med høgast forbruksvekst dei siste åra. Det finske forbruket av elektrisk kraft var 19,8 TWh i tredje kvartal. Det er det høgste forbruket målt for dette kvartalet nokon gong. Forbruket var høgare i alle vekene i tredje kvartal sett i forhold til tilsvarende veker i fjor bortsett frå i den siste veka. I gjennomsnitt for kvartalet var det 2 grader kaldare i Helsingfors i 2007 samanlikna med dei tilsvarende vekene året før. Forbruket dei siste 52 vekene er uendra sett i forhold til føregåande 52-vekersperiode. Den milde vinteren i 2007 medfører til at kraftforbruket ikkje har auka.

Figur 1.4.9 Finsk forbruk, 2004 – 2007 , veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool



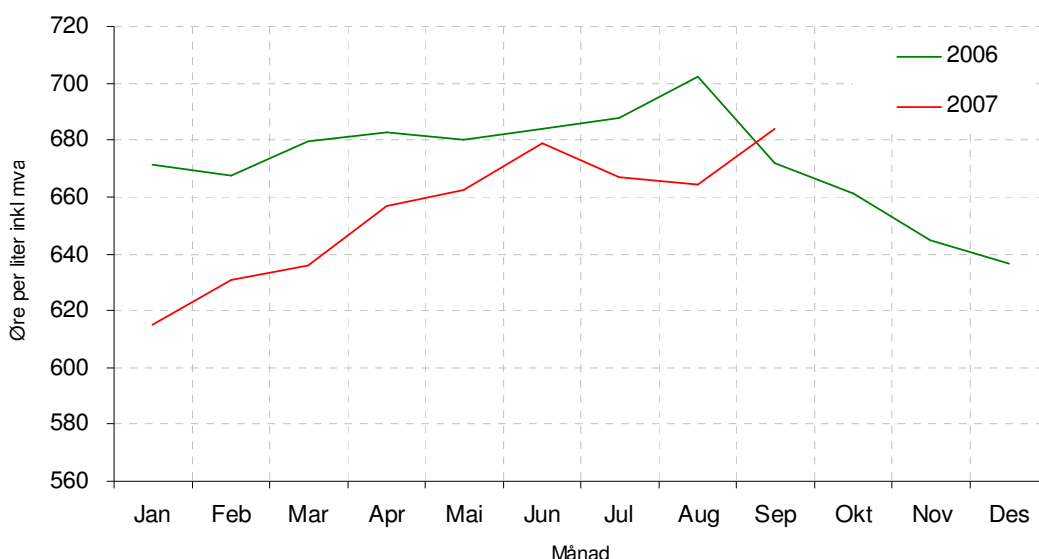
## 1.5 Andre energiberarar i Noreg

I tillegg til elektrisitet er olje, parafin, gass og biobrensel viktige energiberarar til stasjonær sluttbruk, og fjernvarme har aukande utbreiing. For andre energiberarar enn elektrisitet finns ikkje offisiell statistikk for kvartalsvis forbruk, men salstal for petroleumsprodukta kan nyttast som ein indikator på sluttbruk.

### Fyringsoljer

Av petroleumsprodukta til oppvarming i stasjonær sektor vert det i hovudsak nytta fyringsparafin og fyringsolje. Fyringsparafin vert stort sett nytta i hushald. Lett fyringsolje vert nytta i fleire sektorar, men vi fokuserer her på stasjonære formål; Industri, bergverk og kraftforsyning, Bustader, næringsbygg m.v, og Offentlig verksemd. Bruken av petroleumsprodukt til oppvarming avheng i stor grad av prisforholdet mellom olje og elektrisitet fordi mange sluttbrukarar har utstyr som tillet veksling til den til ei kvar tid rimelegaste energiberaren. Ikkje volumvekta gjennomsnittspris på lett fyringsolje har i tredje kvartal av 2007 vore rundt 2,3 prosent lågare enn for tilsvarende periode i fjor. Grafen under viser ein stigning for prisen i september.

Figur 1.5.1 Pris på lett fyringsolje, øre per liter inkl. mva. Kjelde Norsk Petroleumsinstitutt

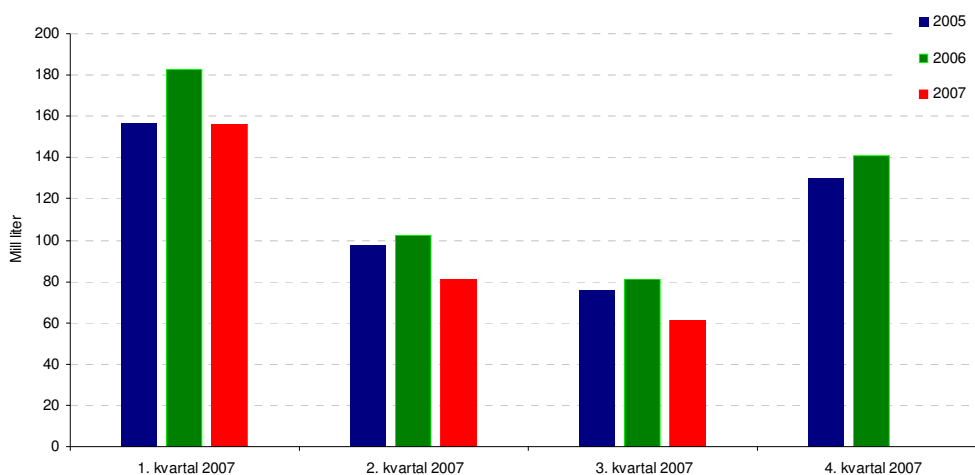


I tredje kvartal 2007 vart det seld 61 millionar liter lett fyringsolje til dei aktuelle sektorane (Industri, bergverk og kraftforsyning, Bustader, næringsbygg m.v, og Offentlig verksemd). Dette er en nedgang på ca. 25 prosent frå tredje kvartal 2006 og en nedgang på ca 20 prosent samanlikna med tredje kvartal 2005. Nedgangen kan skuldast betydeleg lågare elektrisitetsprisar i juli og august samanlikna med same periode i fjor, saman med høgare temperaturar enn normalt i juli og august. I september derimot steig kraftprisen, og temperaturen var noko lågare enn normalt.

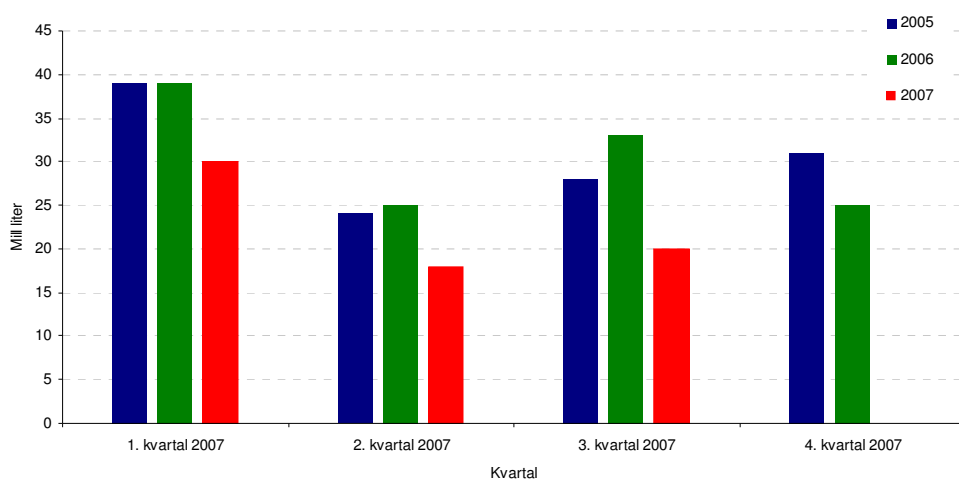
Salet gjekk ned i alle dei tre sektorane (Industri, bergverk og kraftforsyning, Bustader, næringsbygg m.v, og Offentlig verksemd) samanlikna med tredje kvartal 2006.



Figur 1.5.2 Kvartalsvis sal av lett fyringsolje for kjøpergruppene Industri, bergverk og kraftforsyning, Bustader, næringsbygg m.v, og Offentlig verksemd, 2004-2007. Kjelde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



Figur 1.5.3 Kvartalsvis sal av fyringsparafin for kjøpergruppene Industri, bergverk og kraftforsyning, Bustader, næringsbygg m.v, og Offentlig verksemd, 2004-2007. Kjelde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



I tredje kvartal ble det selt 20 millionar liter fyringsparafin mot 33 millionar liter i tredje kvartal av 2006, og 28 millionar i tredje kvartal 2005. Det er en reduksjon på nesten 40 prosent. Også denne nedgangen må sjåast i lys av lågare kraftpris og høgare temperaturar første del av tredje kvartal 2007.

## Ved

Det føreligg ikkje oppdaterte tal frå SSB for vedsal. Det vil verte presentert nye tal i 2007-4.

Norsk Ved gjennomfører årlig ei marknadsundersøking blant sine medlemmer. Tal frå undersøkinga for 2006 viser at heile 64 prosent av vedprodusentane er gards- /skogbrukarar og ikkje reine vedprodusentar. I gjennomsnitt utgjer vedproduksjonen 0,5 årsverk hjå medlemmene, og gjennomsnittlig vedomsetning per produsent ligg på ca 85 000 kroner.

Halvparten av produsentane forventar å ha same produksjon i år i forhold til i fjor, mda tre av ti aukar produksjonen sin. Dei fleste seier dei vil halde som i fjor. Tabellen under viser kva for prisar medlemmene oppgav å operere med i fjor.

**Tabell 1.5.1 Priser ved førre vinter, oppgitt av medlemmer i Norsk Ved. Kjelde: Norsk Ved**

		Østlandet		Sørlandet		Vestlandet		Nord-Norge		Landsgj.snitt	
		Pris	*Komm	Pris	*Komm	Pris	*Komm	Pris	*Komm	Pris	*Komm
60 ltr bjørk	Kr	67,-	60,-	57,-	55,-	63,-	65,-	63,-	62,-	63,-	61,-
60 ltr furu	Kr	49,-	43,-	46,-		54,-	55,-	56,-	35,-	51,-	44,-
60 ltr annet	Kr	47,-	50,-	48,-	60,-	49,-	45,-	49,-	42,-	48,-	49,-
80 ltr bjørk	Kr	67,-	65,-	65,-	62,-	68,-	67,-	65,-	65,-	66,-	65,-
Eurosekk bjørk	Kr	649,-	612,-	595,-	525,-	679,-	750,-	744,-	760,-	667,-	662,-
Eurosekkfuru	Kr	519,-	450,-	511,-		546,-	500,-	567,-		536,-	475,-
Eurosekk annet	Kr	525,-	650,-	525,-		579,-	400,-	550,-		545,-	503,-
Hydrosekk bjørk	Kr	825,-	850,-	828,-	1062,-	800,-		887,-		835,-	956,-
Hydrosekk furu	Kr	656,-		683,-		755,-		617,-		678,-	
Hydrosekk annet	Kr	655,-		750,-		667,-		650,-		680,-	
Favn bjørk	Kr	1793,-	1933,-	1689,-	1650,-	1688,-		1623,-		1698,-	1791,-
Favn furu	Kr	1267,-		1525,-		1381,-		1440,-		1403,-	
Favn annet	Kr	1269,-	1500,-	1350,-	1550,-	1400,-		1117,-		1284,-	1525,-

\* Komm = Kommunale foretak

## Annan bioenergi

Det finns ikkje kvartalsvis rapportering for sal av pellets. For utfyllande informasjon om 2006, sjå NVEs kvartalsrapport 1-2007.

## Fjernvarme

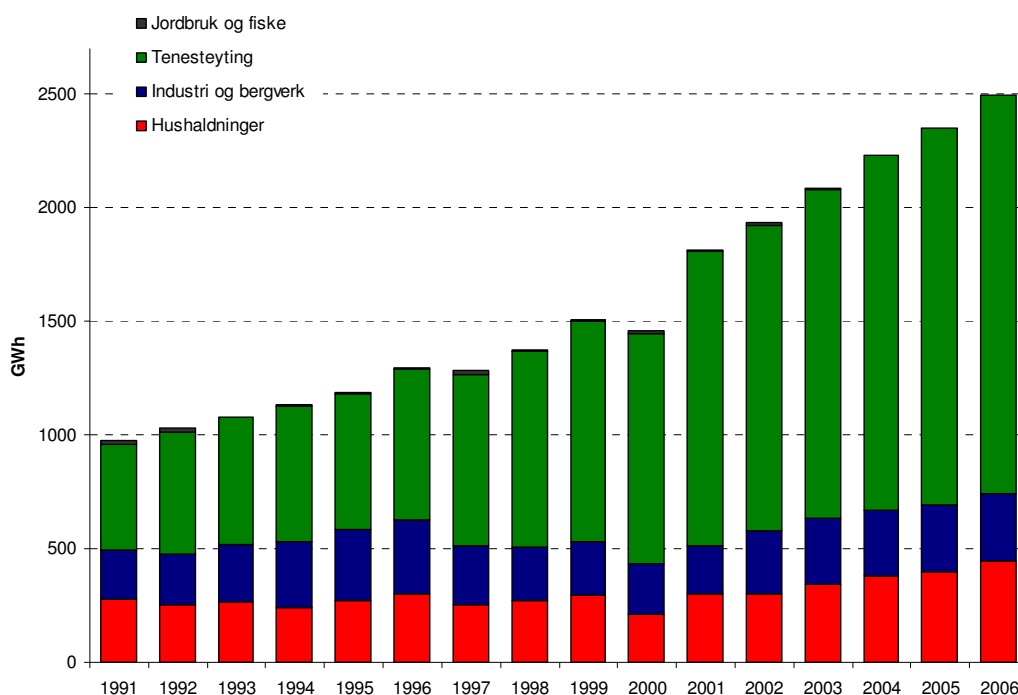
Tall frå SSB viser at forbruket av fjernvarme i 2006 var 2 494,5 GWh. Det er ein vekst på 6,2 prosent frå 2005. Forbruket har stege nesten kvart år sidan 1983 då det var på 193 GWh. Årleg gjennomsnittleg auke dei siste 10 åra er 6,4 prosent.

Nettoproduksjon av fjernvarme var i 2006 2 745 GWh, medan bruttoproduksjonen var på ca 3 220 GWh (bruttoproduksjonstalet inkluderer avkjøling til luft og produksjon av kraft).

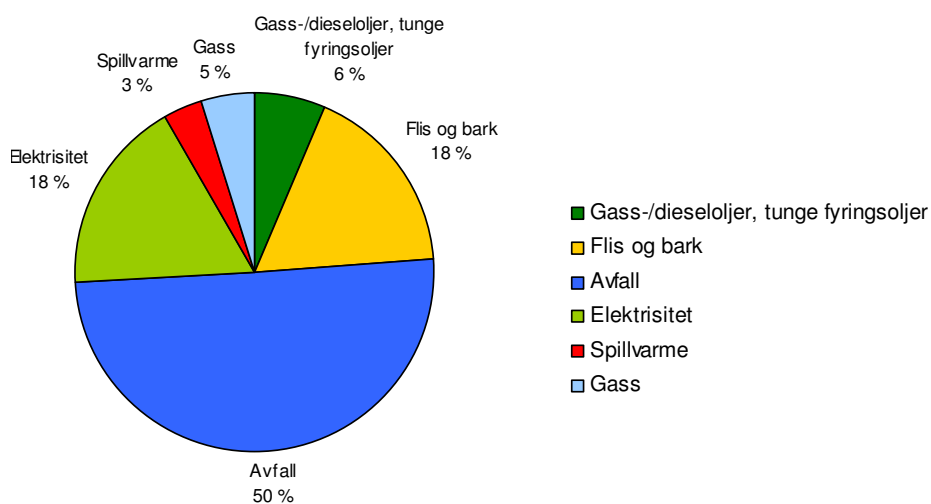
NFV (Norsk Fjernvarme) opererer med noko høgare tal: 3 042 GWh netto produsert og 2 676 GWh levert forbruker. Tala til NFV inkluderer i tillegg til SSBs tal, tal frå små fjernvarmebedrifter som ikkje er registrert i næringskoden, samt at ein del ikkje innrapportert skriftleg til SSB, men har oppgitt produksjonstal pr telefon.

Prisen på fjernvarme i 2006 var i følge SSB i gjennomsnitt 53,2 øre/kWh eksklusive meirverdiavgift, medan den i 2005 var 45,9 øre/kWh. Saman med auka sal av fjernvarme medførte den auka prisen til at salsinntektene steig med 22,9 prosent i 2006, til 1 327 millionar kroner.

Figur 1.5.4 Forbruk fjernvarme 1991-2006, netto levert forbruker, GWh. Kjelde: SSB



Figur 1.5.5 Forbruk av brensel til bruttoproduksjon av fjernvarme 2006, prosent. Kjelde: SSB



### Gass

Sjå NVEs kvartalsrapport 1-2007 for informasjon om bruk av gass til stasjonære formål i 2006.

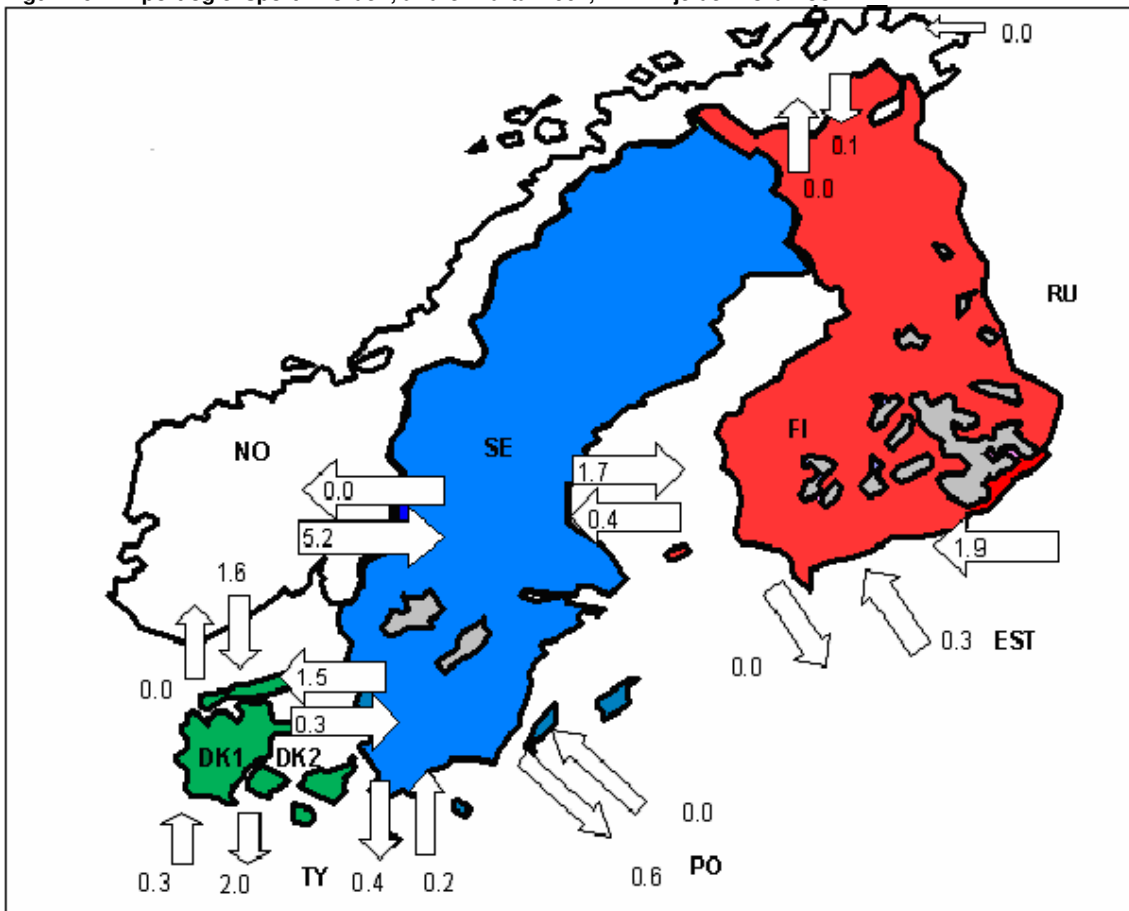
## 1.6 Kraftutveksling

Nettoeksport frå Noreg og nettoimport til Sverige, Finland og Danmark gav ein samla nordisk nettoeksport på 0,3 TWh i tredje kvartal. I tredje kvartal i fjor var det nettoimport til Norden. Høgt tilsig og fulle vassmagasin har gitt høg vasskraftproduksjon

Utveksling (import(+)/eksport (-), TWh)	3. kv. 2007	3. kv. 2006	Siste 12 mnd.	Føregående 12 mnd.
Noreg	-6,9	-0,8	-6,1	-6,0
Sverige	1,9	4,2	-1,8	5,3
Finland	3,7	2,0	12,1	14,1
Danmark	1,0	-0,8	-1,9	-4,5
Norden	-0,3	4,5	3,3	8,9

og lågare prisar enn tilsvarende kvartal i fjor. Det er fyrst og fremst i Sør-Noreg det har vore stor vasskraftproduksjon. I Sverige har det vore nedgang i både vasskraftproduksjonen og kjernekraftproduksjonen samanlikna med førre kvartal. Dette har gitt høg svensk import av norsk vasskraft i tredje kvartal. Det har for det meste vore nettoimport av elektrisk kraft i Norden i 2006 og 2007, og det er berre i andre og tredje kvartal i år det har vore nordisk nettoeksport. Den nordiske nettoimporten var 3,3 TWh dei siste 52 vekene, og det er 5,6 TWh lågare enn dei føregående 52 vekene.

Figur 1.6.1 Import og eksport i Norden, andre kvartal 2007, TWh. Kjelde: Nord Pool

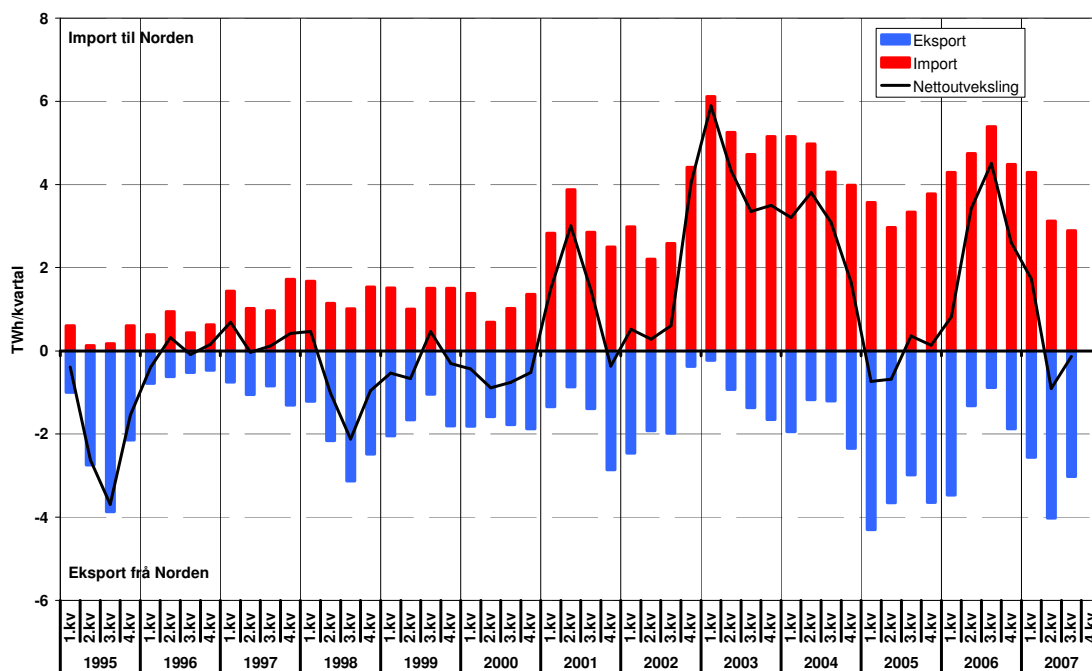


Den nordiske nettoimporten frå Russland og Estland var høvesvis 1,9 og 0,3 TWh i tredje kvartal. Importen frå Russland var 2,7 TWh i tilsvarende kvartal i 2006. Kabelen mellom Estland og Finland, som har vore i drift sidan nyttår, vert hovudsakeleg nytta til finsk import,

medan importen frå Estland er vesentleg lågare enn importen frå Russland. Det har vore ein periode med låg kapasitet på overføringslinja mellom Russland og Finland mot slutten av andre kvartal og i byrjinga av tredje kvartal. Kapasiteten har deretter auka gradvis opp mot normalt nivå. Nordisk nettoeksport til Polen og Tyskland var 1,9 TWh i tredje kvartal. Det har for det meste vore eksport til Polen, men kapasiteten har vore redusert av den polske systemoperatøren store deler av året. Mønsteret frå andre kvartal med eksport til Tyskland på dagtid og import nattetid vedvarte i tredje kvartal og samla nordisk nettoeksport til Tyskland var 1,9 TWh. I tilsvarende kvartal i fjor var det 1,4 TWh nordisk nettoimport frå Tyskland.

Det var redusert kapasitet på overføringslinja mellom Sør-Noreg og Sverige i fyrste delen av tredje kvartal for å handtera interne kapasitetsproblem i Sør-Noreg. Den gjennomsnittlege overføringskapasiteten var 1600 kWh desse vekene. I midten av veke 35 førte bortfallet av Skagerak 3-kabelen til halvert overføringskapasitet mellom Sør-Noreg og Danmark (500 MWh). Dette gjorde det mogleg å auke kapasiteten mot Sverige til nominell kapasitet lik 2050 MWh. Det var sjeldan eksporten frå Sør-Noreg til Sverige ikkje tilsvare full kapasitetsutnytting i tredje kvartal.

Figur 1.6.2 Nordens netto kraftimport andre kvartal, 1999-2007. TWh. Kjelde: Nord Pool



### **1.6.1 Noreg**

Rekordhøg vasskraftproduksjon som følgje av vedvarande høgt tilsig har resultert i 6,9 TWh norsk nettoeksport i tredje kvartal. Det har aldri vore registrert høgare nettoeksport for noko kvartal tidlegare. I tilsvarande kvartal i fjor var det 0,8 TWh norsk nettoeksport. Den norske krafthandelen går hovudsakeleg føre seg med Sverige og Danmark. Spesielt for tredje kvartal var utvekslinga mellom Sør-Noreg og Sverige høg, der det var einseitig eksport frå Sør-Noreg i alle kvartalet sine timar. Nettoeksporten til Sverige og Danmark var høvesvis 5,2 TWh og 1,6 TWh.

Det var norsk nettoeksport i alle vekene i tredje kvartal. Nettoeksporten til Sverige auka gradvis i løpet av kvartalet og låg gjennomsnittleg på 0,3 TWh per veke frå og med veke 35.

Nettoeksporten til Danmark hadde motsett utvikling og sank etter veke 35. Dette skuldast bortfallet av Skagerak 3-kabelen mellom Noreg og Jylland.

### **1.6.2 Andre nordiske land**

Det var svensk nettoeksport til Danmark, Finland, Tyskland og Polen i tredje kvartal, men den høge importen frå Noreg leidde til 1,9 TWh samla svensk nettoimport. I andre kvartal var det nettoeksport frå Sverige. Denne utviklinga kan i hovudsak tilskrивast redusert svensk kraftproduksjon som følgje av revisjonane ved svenske kjernekraftverk i tredje kvartal. Det var fire veker med svensk nettoeksport i byrjinga av kvartalet. Aukande import frå Noreg bidrog til nettoimport resten av kvartalet.

Det har for det meste vore dansk nettoeksport i 2006 og 2007. Det er berre i andre og tredje kvartal i år det i sum har vore dansk nettoimport. Dei låge kraftprisane som følgje av høg vasskraftproduksjon har ført til lågare termisk kraftproduksjon i Danmark. Den danske nettoimporten var 1 TWh i tredje kvartal. Det er noko lågare enn andre kvartal i år. I tilsvarande kvartal i fjor var det 0,8 TWh dansk nettoeksport. Det var høvesvis 1,6 og 1,2 TWh dansk nettoimport frå Noreg og Sverige, medan utvekslinga med Tyskland var tilnærma i balanse i tredje kvartal.

Lågare produksjon og høgare forbruk ga ein auke i finsk nettoimport frå 3,5 TWh i andre kvartal til 3,7 TWh i tredje kvartal. Det er 1,7 TWh meir enn i tredje kvartal i fjor. Nettoimporten frå Sverige var 1,3 TWh i tredje kvartal. Den fyrste halvdel av kvartalet var det gjennomsnittleg 0,18 TWh import frå Sverige per veke og ingen eller lite eksport til Sverige. I andre halvdel av kvartalet var det ein auke i eksporten og halvering i importen som ga 0,03 TWh gjennomsnittleg nettoimport per veke. Dette skuldast fyrst og fremst auka russisk import som følgje av auka kapasitet på Russlands-kabelen i siste del av tredje kvartal.

## 1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden

### 1.7.1 Spotmarknaden

Samanlikna med tal frå tredje kvartal 2006 har det vore stor nedgang i kraftprisane i alle prisområda. Nedgangen i prisane i Sør-Noreg er på heile 81 prosent. Endringane er også store i dei andre prisområda. I desse områda har prisane gått ned 44 til 60 prosent samanlikna med same kvartal i fjor. Kraftprisane gjekk noko opp for dei fleste prisområda frå andre til tredje kvartal i 2007, medan dei gjekk noko ned i Tyskland og mykje ned i Sør-Noreg. I Sør-Noreg gjekk prisane ned heile 46 prosent.

Dei gjennomsnittlege prisane i tredje kvartal ligg godt under dei gjennomsnittlege prisane dei siste tolv månadene. Dette gjeld spesielt Sør-Noreg, der prisen ligg 122 kr/MWh under gjennomsnittet. Samanlikna med føregåande 12-månadersperiode er prisnedgangen mellom 30 til 34 prosent for alle områda utan Sør-Noreg. For dette området låg prisane 41 prosent lågare.

Prisane har falle mykje frå tredje kvartal 2006 til tredje kvartal 2007. Årsaka er at tilsig og fyllingsgrad er høgare enn normalt, og at 2006 var eit tørt år. I Noreg var fyllingsgraden ved inngangen av tredje kvartal 5,9 prosent høgare enn det normale for årstida, og 16 prosent over nivået i fjor. Tilsig og fyllingsgrad var spesielt høgt i Sør-Noreg. Slike forhold gjer at vasskraftproduzentane i området ønskjer høg produksjon.

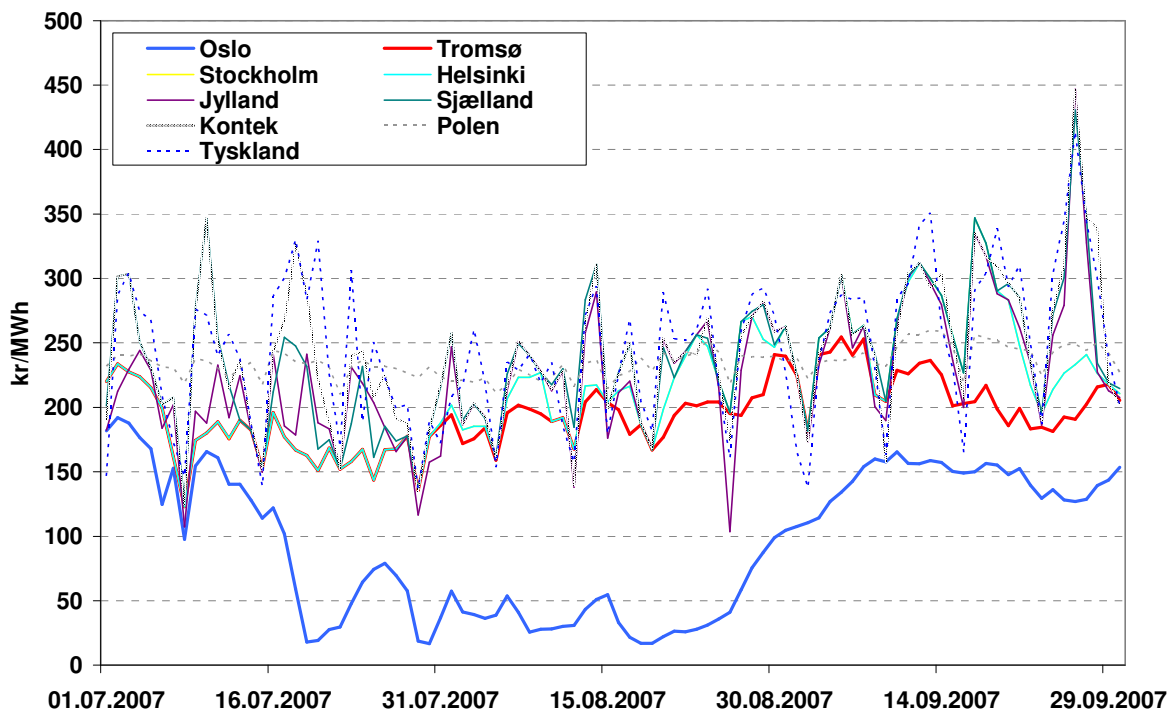
I tredje kvartal var det Sør-Noreg som hadde den lågaste døgnprisen. Måndag 30. juli var prisen nede i 16,61 kr/MWh. Høgast pris i dette området var 192,1 kr/MWh. Til samanlikning var lågaste døgnpris i NO2 og NO3 123 kr/MWh og på det høgaste var prisen 254,6 kr/MWh. For heile den nordiske marknaden var det Jylland som hadde den høgaste døgnprisen i tredje kvartal. Onsdag 26. september låg prisen på heile 446,8 kr/MWh. Som ein kan forvente er differansen mellom minimumspris og maksimumspris høgast i dei danske prisområda. Kraftproduksjonen i desse områda er basert på fossile brensel og vindkraft.

På den tyske kraftbørsen (EEX) var den gjennomsnittlege prisen i tredje kvartal 245 kr/MWh. Dette tilsvarar ein nedgang på 44 prosent i forhold til tredje kvartal 2006. Ei forklaring på nedgangen i prisane i den tyske marknaden er at det har vore høgare vindkraftproduksjon samanlikna med same kvartal 2006. Vidare har det ikkje vore kostnadar forbunde med utsleppskvotar i 2007. Sjølv om prisane på fossilt brensel er på veg opp, har dei totale

Elspot- prisar kr/MWh	3. kv. 2007	Endring frå 3. kv. 2006	Endring frå 2. kv. 2007	Siste 12 mnd.	Endring frå føregåande 12 mnd.
<b>Sør-Noreg (NO1)</b>	95	-81 %	-46 %	217	-41 %
<b>Midt-Noreg (NO2)</b>	195	-60 %	3 %	247	-32 %
<b>Nord-Noreg (NO3)</b>	195	-60 %	3 %	247	-32 %
<b>Sverige</b>	215	-56 %	12 %	247	-32 %
<b>Finland</b>	215	-56 %	12 %	246	-33 %
<b>Danmark Øst</b>	237	-47 %	9 %	258	-34 %
<b>Danmark Vest</b>	225	-44 %	3 %	247	-31 %
<b>Tyskland (EEX)</b>	245	-44 %	-9 %	311	-30 %

produksjonskostnadane (kostnadar knytte til brensel og CO<sub>2</sub>-kvotar) ved termiske kraftverk vore mindre i tredje kvartal 2007 enn i tredje kvartal 2006.

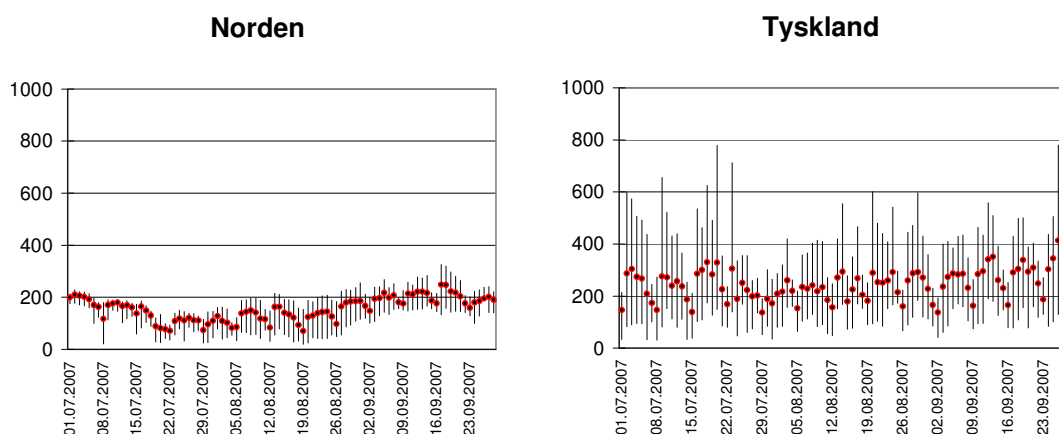
Figur 1.7.1 Spotprisar i andre kvartal 2007, døgngjennomsnitt, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool, POLPX og EEX



Den nordiske kraftmarknaden har høgt innslag av vasskraft. Vasskraftproduksjon er relativt billig å regulere, og følger i stor grad forbruket. I den tyske marknaden dominerar termisk kraftproduksjon. I et termisk system vil prisane variere meir over døgnet enn i eit system som baserar seg på vasskraft. Prisane vil typisk vere høge på dagtid når etterspørselen er høg, medan prisen går ned om natta når etterspørselen er låg. Figurane på neste side illustrerar at dei nordiske kraftprisane i tredje kvartal varierar mindre gjennom døgnet enn dei tyske. Gjennomsnittleg døgnavariasjon i den nordiske systemprisen var 103 kr/MWh, medan den tyske gjennomsnittlege døgnavariasjonen var 294 kr/MWh. Til samanlikning var gjennomsnittleg døgnavariasjon i prisane 57 kr/MWh og 436 kr/MWh i andre kvartal.



Figur 1.7.2 Nordisk og tysk døgngjennomsnitt og prisvariasjonar over døgnet, kr/MWh. Kjelde Nord Pool og EEX



I løpet av tredje kvartal har det vore lik pris i alle prisområda i berre 1,9 prosent av timane. Til samanlikning var det lik pris i 29 prosent av timane i andre kvartal 2007. I løpet av tredje kvartal har prisane i Sør-Noreg lege under prisane i alle dei andre områda i minst 88,3 prosent av timane. Når det gjeld områdeprisane i Nord-Noreg, Sverige og Finland har desse lege over områdeprisen i Sør-Noreg i 97,6 prosent av timane.

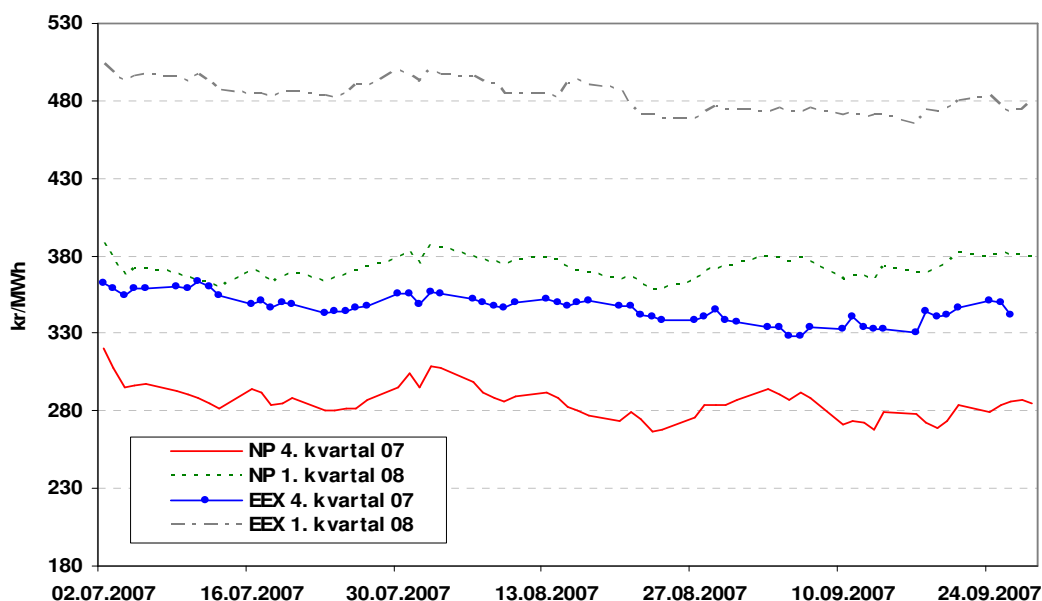
Tabell 1.7.1 Omfanget av prisforskjellar mellom prisområda, andre kvartal 2007. Kjelde: Nord Pool

3. kvartal 2007		Lavest elspot-pris							
		NO1	NO2	NO3	Sverige	Finland	Jylland	Sjælland	Kontek
Høgast elspot-pris	NO1		0.3 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	1.3 %	1.2 %	2.5 %
	NO2	97.3 %		4.2 %	0.0 %	0.0 %	15.6 %	3.3 %	11.1 %
	NO3	97.6 %	1.1 %		0.0 %	0.0 %	15.8 %	3.3 %	11.4 %
	Sverige	97.6 %	33.9 %	33.7 %		0.0 %	16.3 %	3.4 %	11.5 %
	Finland	97.6 %	34.1 %	33.9 %	0.3 %		16.6 %	3.5 %	11.7 %
	Jylland	88.3 %	49.3 %	49.0 %	27.9 %	27.9 %		9.7 %	2.1 %
	Sjælland	95.4 %	53.0 %	52.9 %	30.8 %	30.8 %	27.0 %		8.9 %
	Kontek	92.5 %	55.1 %	54.6 %	35.8 %	35.8 %	25.0 %	12.3 %	

### 1.7.2 Terminmarknaden

I terminmarknadene har det i tredje kvartal vore prisnedgang i Norden og Tyskland. Prisen på fjerdekvartalskontrakten 2007 og førstekvartalskontrakten 2008 på Nord Pool har gått ned med høvesvis 11,1 og 2,1 prosent sidan 1. juli. Prisen på førstekvartalskontrakten har vore over fjerdekvartalskontrakten heile perioden, og enda på 380 kr/MWh den 28. september. Fjerdekvartalskontrakten enda på 285 kr/MWh. På den tyske kraftbørsen EEX enda førstekvartalskontrakten på 478 kr/MWh og fjerdekvartalskontrakten på 342 kr/MWh. For førstekvartalskontrakten er det 5,1 prosent lågare enn prisen var ved byrjinga av kvartalet, og for fjerdekvartalet 5,5 prosent lågare.

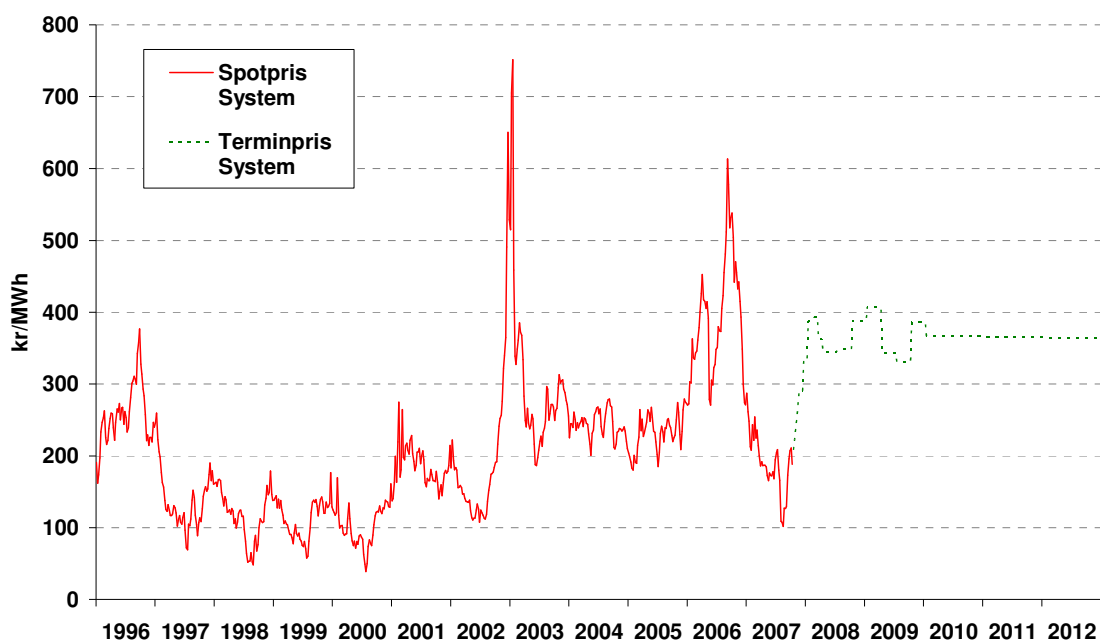
Figur 1.7.3 Prisutvikling på utvalte finansielle kraftkontraktar i andre kvartal 2007, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool



Figur 1.7.4 viser utviklinga i systemprisen på den nordiske kraftbørsen frå 1995 fram til tredje kvartal 2007. Vidare ser ein forwardprisar i det nordiske marknaden notert 28. september 2007. Kraftprisane på den nordiske kraftbørsen har vore stigande sidan år 2000. I perioden 1997 til og med 2000 var gjennomsnittlig systempris 117 kr/MWh, medan det har vore ein gjennomsnittspris på 231 kr/MWh frå 2000 og til i dag. I 1996 var det lite nedbør i Norden, og kraftprisen kom opp i over 350 kr/MWh på hausten. Prisen gjekk ned utover vinteren i 1997, og heldt seg under 200 kr/MWh fram til februar 2001. Låge nedbørsmengder bidrog til at kraftprisen steig til den hittil høgaste observerte vekeprisen ved årsskiftet 2002/2003. I veke to i 2003 var gjennomsnittleg systempris heile 752 kr/MWh. Høgare produksjonskostnader i kraftproduksjon basert på fossile brensel har medverka til at kraftprisen sidan ikkje har felle tilbake til nivået før vinteren 2002/2003. Innføringa av kvotesystemet for utslepp av CO<sub>2</sub> i 2005 gav eit ytterligere kostnadsbidrag for kraftproduksjon basert på fossile brensel. Utover sommaren og hausten 2006 steig kraftprisane i Norden som følgje av lite nedbør og høgare prisar på kol og gass. I tillegg var fleire av dei svenske kjernekraftverka i periodar ute av drift. Prisane toppa seg i slutten av august da vekevis systempris var oppe i 613 kr/MWh. Utover vinteren 2006/2007 auka tilsigete til dei nordiske vasskraftstasjonane samtidig som det var nedgang i brensels- og kvoteprisane. Ein relativt mild vinter gav i tillegg lågare kraftforbruk. Dette har medverka til at det har vore ein vedvarande nedgang i kraftprisen sidan hausten 2006. Gjennomsnittleg systempris var 198 kr/MWh i september i år.

Terminmarknadene viser ein betydelig vekst i kraftprisen fram mot 2008. Forwardprisen for januar 2008 var 388 kr/MWh i slutten av veke 39. Det er meir enn det dobbelte av prisen i spotmarknaden den veka. Oppgangen mot årsskiftet skuldast delvis at CO<sub>2</sub>-kvoteprisen er forventa å auke markant frå 2007 til 2008. Samtidig går normalt tilsiga ned og dermed også faren for overløp i dei nordiske vassmagasina utover sommaren og hausten. Terminprisane ligg mellom 208 og 407 kr/MWh i perioden 2008 – 2012, med dei høgaste prisane på vinterstid.

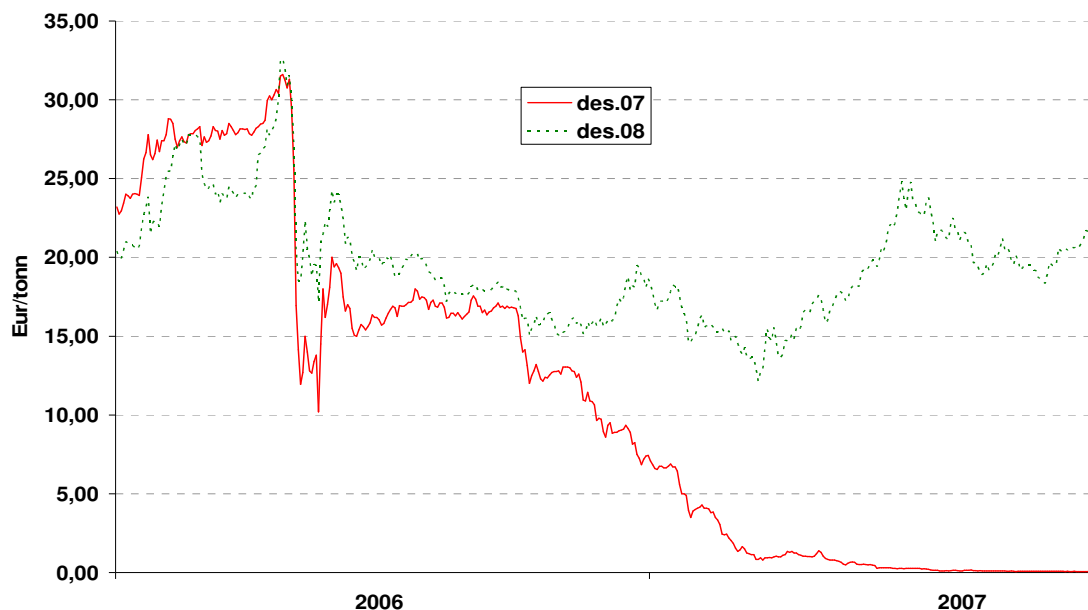
Figur 1.7.4 Nordisk observert systempris og prisar i terminmarknaden, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool



### 1.7.3 Pris på CO<sub>2</sub>, kol og gass

Overskot av kvotar har ført til ein kraftig nedgang i prisen på utslippsrettigheitar for 2007 sidan hausten 2006. Kvoteprisen har lege under 1 kr/tonn i nesten heile tredje kvartal. Fram mot årsskiftet har utslippsforhold lite å seie for den totale kostnaden ved å produsere elektrisitet i termiske kraftverk. Det er ikkje mogeleg å spare kvotar frå 2007 til 2008, og meir restriktive utslippskvantum i Kyoto-perioden (2008 – 2012) medverkar til at kvoteprisen etter kvart har vorte høgare for 2008 enn for 2007. Prisen på utslippskvotar i 2008 har gått ned med 3,1 prosent i løpet av tredje kvartal. Den 28. september var prisen på denne kontrakten 167 kr/tonn. Det er omtrent på nivå med det prisen var i desember 2005, då det vart opna for handel på denne kontrakten. Figur 1.7.5 viser utviklinga i prisen for utslippskvotar i 2007 og 2008.

Figur 1.7.5 Prisutvikling på utslippskvotar for CO<sub>2</sub> i EU ETS, Euro/tonn. Kjelde: Nord Pool

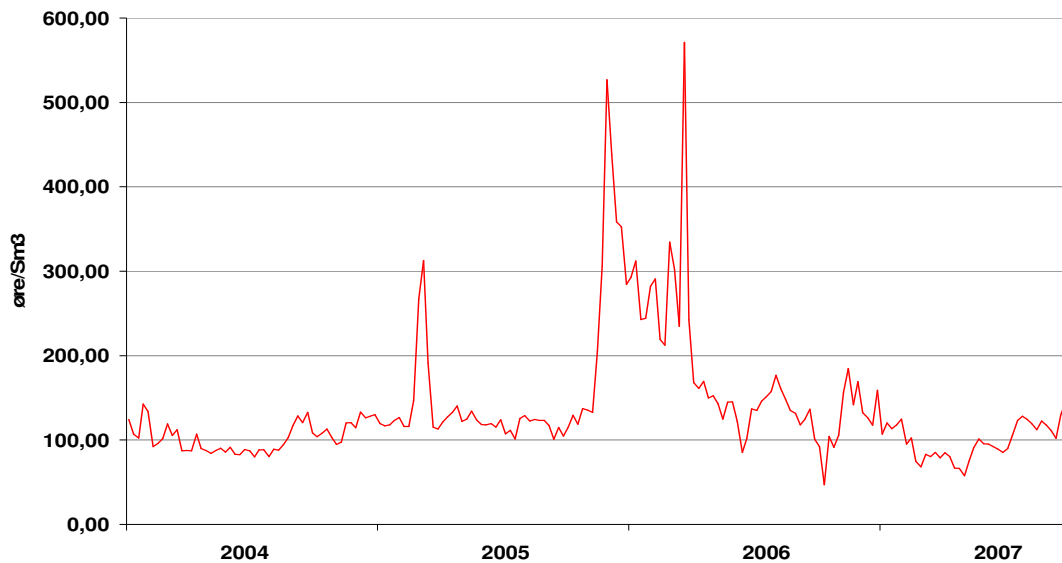


Figur 1.7.5 visar utviklinga i gassprisar i Storbritannia. I dei siste åra har gassprisane vore volatile, spesielt i 2006 då prisen var på 571 øre/Sm<sup>3</sup> i veke 11 og 47 øre/Sm<sup>3</sup> i veke 40. I første kvartal 2007 gjekk prisane ned, men sidan veke 17 har prisane auka og låg i veke 39 på 149 øre/Sm<sup>3</sup>. Gjennomsnittlig gasspris i tredje kvartal var 122 øre/Sm<sup>3</sup>.

Prisane i figuren kan avvike betydelig frå det kvar enkelt kraftprodusent betalar. Årsaka til dette er både forskjellar i transportkostnader og at kraftprodusentane kan ha langsiktige avtalar som er bunde til terminprisar på alternative energibærarar. Av Tyskland sin samla kraftproduksjonskapasitet utgjer gasskraftverk omlag 15 prosent. Desse kraftverka kan ofte sette prisen i periodar med høgt kraftforbruk, og dermed kan gassprisane ha betydning for prisen på elektrisitet i Tyskland og Norden i periodar.

Brenselkostnaden i eit gasskraftverk med 55 prosent verknad ville ha vore ca 220 kr/MWh basert på gassprisen i Storbritannia i tredje kvartal 2007.

Figur 1.7.6 Gassprisar i Storbritannia (NBP), 2004 – 2007, øre/Sm<sup>3</sup>. Kjelde: Syspower og Spectron Group Limited



Figur 1.7.7 viser at det har vore ein klar auke i prisane på kol det siste året. I veke 39 var prisen på kol 100 \$/tonn, medan den gjennomsnittlege prisen på kol var 87 \$/tonn i tredje kvartal 2007. Ein stor del av den samla tyske kraftproduksjonen kjem frå kolkraftverk, og prisen på kol utgjer for mange av desse ein betydeleg del av produksjonskostnaden. Også i Danmark og Finland kjem store deler av kraftproduksjonen frå termiske kraftverk med kol som innsatsfaktor.

Med kolprisen for tredje kvartal 2007 ville brenselkostnaden i eit kolkraftverk med 40 prosent verkingsgrad vore omtrent 160 kr/MWh.

Figur 1.7.7 Kolprisar eksklusive frakt (API2), \$/tonn, Europa. Kjelde: Syspower og Spectron Group Limited



## 1.8 Sluttbrukarmarknaden

### 1.8.1 Prisar og prisutvikling

Som følge av lågare kraftprisar i engrosmarknaden, har utgiftene til hushalda til elektrisk kraft vorte lågare i tredje kvartal 2007 enn i same periode i fjor. Eit hushald med eit årlig forbruk på 20 000 kWh hadde i snitt ei utgift på 1948 kroner for standard variabel kontrakt og ei utgift på 1647 kroner for ein spotpriskontrakt i tredje kvartal 2007. Det er ein nedgang på høvesvis 1004 og 1412 kroner frå i fjor.

Prisforskjellen mellom standard variabel kontrakt og spotpriskontrakt minka i tredje kvartal 2007, og utgjorde i snitt 10,8 øre/kWh. Snittprisen på standard variabel kontrakt for dominerande leverandørar var 24,5 øre/kWh i tredje kvartal medan ein spotpriskontrakt med påslag på 1,9 øre/kWh gav ein snittpris på 13,7 øre/kWh.

Hushalda	3. kv. 2007	Endring frå 2. kv. 2007	Endring frå 3. kv. 2006
<b>Forbruksvegd<sup>1</sup> kraftpris (øre/kWh)</b>	24,5	-3,3	-35,7
<b>Marknadspriskontrakt (spot)<sup>2</sup>:</b>			
<b>Sør-Noreg (NO1)</b>	13,7	-10,2	-49,6
<b>Midt- Noreg (NO2)</b>	26,3	+0,7	-36,8
<b>Nord- Noreg (NO3)</b>	26,2	+0,7	-36,9
<b>Standard variabel:</b>			
<b>Dominerande leverandørar<sup>3</sup></b>	24,6	-2,8	-34,5
<b>Landsdekkande<sup>4</sup></b>	22,7	-3,5	-33,4
<b>Talet leverandørskifte (1000 stk.)</b>	35,8	-10,6	-22,7
<b>Kontraktsval (%):</b>			
<b>Marknadspris/spot</b>	37,8	+0,8	+9,2
<b>Fastpris</b>	11,4	-0,1	0
<b>Standard variabel</b>	50,7	-1,0	-9,4

35 810 hushaldskundar skifta kraftleverandør i tredje kvartal 2007. Dette er færre leverandørskifte enn det var i tredje kvartal i 2006. Mest truleg er dette på grunn av dei lågare kraftprisane. Standard variabel kontrakt er framleis den mest vanlige kontraktsforma for hushaldskundar i Noreg med i overkant av 50 prosent tilslutning.

Prisen for standard variabel kontrakt inkludert mva låg i veke 27 i år på 25,4 øre/kWh for eit utval beståande av dominerande kraftleverandørar i 22 av dei største nettområda. Prisen har falle gjennom kvartalet, og den enda på 23,7 øre/kWh i veke 39.

Den volumvegne gjennomsnittprisen for dominerande leverandørar var 24,6 øre/kWh i tredje kvartal. Dette var omlag 1 øre/kWh lågare enn den aritmetiske snittprisen. Med andre ord hadde dei store leverandørane lågare prisar enn dei små dominerande leverandørane i tredje kvartal.

Den aritmetiske gjennomsnittprisen for dei 15 billigaste landsdekkande leverandørane var 22,7 øre/kWh i tredje kvartal 2007. Dette er 1,9 øre/kWh lågare enn volumvegne snitt av dominerande leverandørar i same kvartal.

<sup>1</sup> Vegd snitt av pris for standard variabel kontrakt for dominerande leverandør over kvartalet, der vektene er bestemt av forbrukets fordeling over kvartal og år.

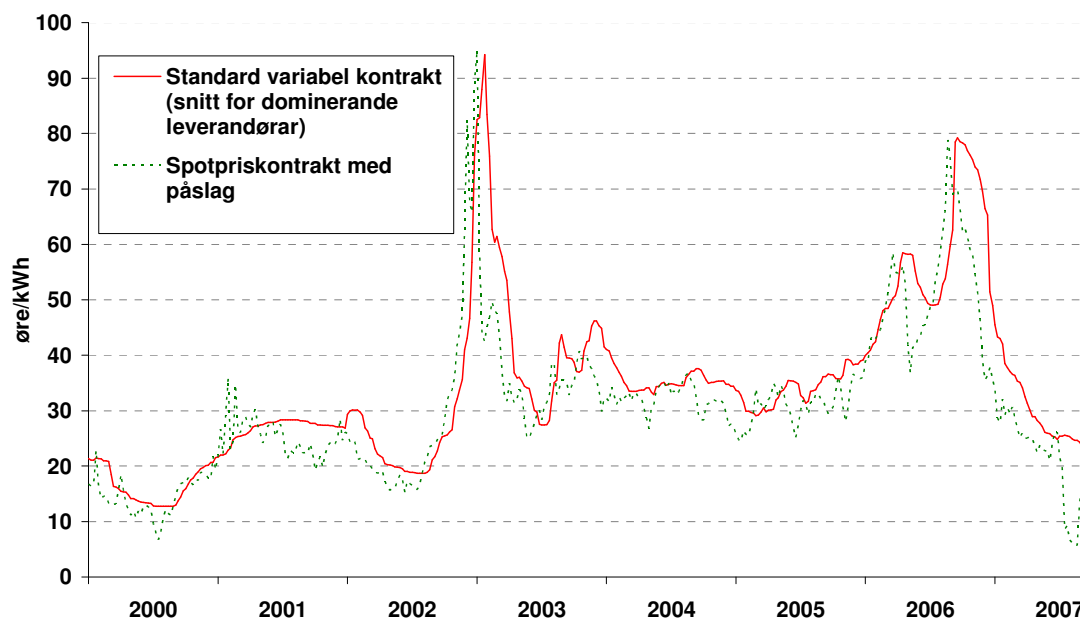
<sup>2</sup> Områdepris frå Nord Pool Elspot med påslag på 1,9 øre/kWh.

<sup>3</sup> Volumvegd snitt av dei dominerande leverandørane prisar frå dei 22 største nettområda.

<sup>4</sup> Gjennomsnitt av leverandørane prisar (ikkje vegd).

Prisen for ein spotpriskontrakt med eit påslag på 1,9 øre/kWh gjekk kraftig ned i tredje kvartal og var på 5,7 øre/kWh på sitt lågaste i veke 34. Prisen auka att på slutten av kvartalet og gjekk frå 21,5 øre/kWh i veke 27 til 19 øre/kWh i veke 39. I gjennomsnitt var prisen for ein spotpriskontrakt 13,7 øre/kWh i tredje kvartal.

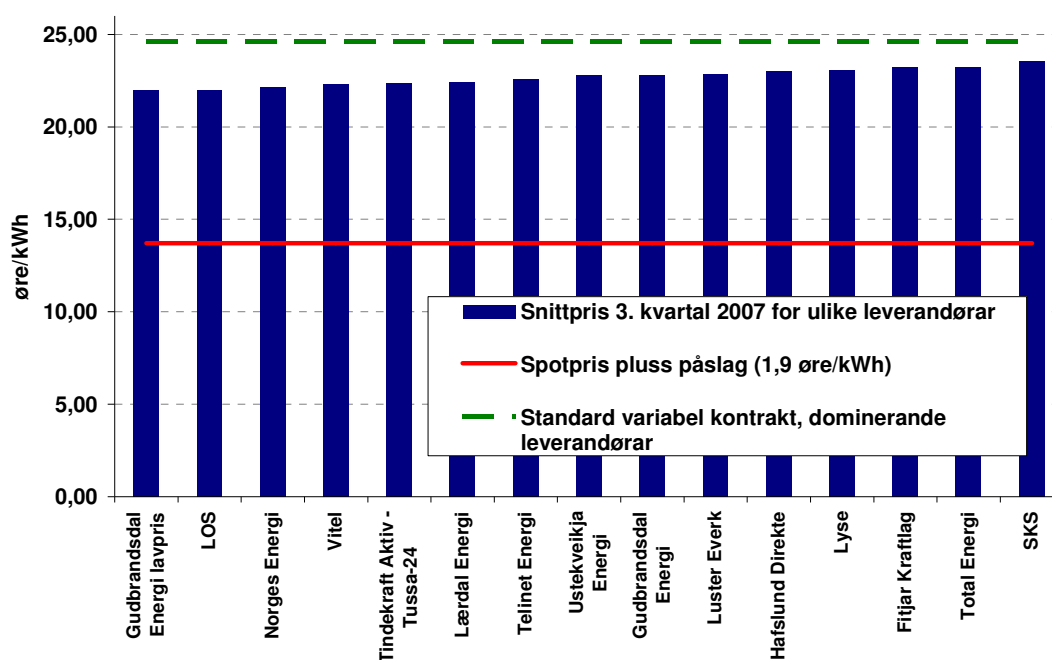
**Figur 1.8.1 Standard variabel kraftpris og spotpris med påslag frå NO1, øre/kWh inkl. mva. Kjelde: Konkurransetilsynet og NVE**



Figur 1.8.1 samanliknar gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for dei dominerande leverandørane med vekevis spotpris plus 1,9 øre/kWh påslag.

Alle dei landsdekkande leverandørane som var på Konkurransetilsynet sin prisoversikt gjennom heile kvartalet, låg under snittet for dei dominerande leverandørane. Dei landsdekkande leverandørane sin standard variabel pris låg i snitt 9 øre/kWh over ein spotpriskontrakt med påslag.

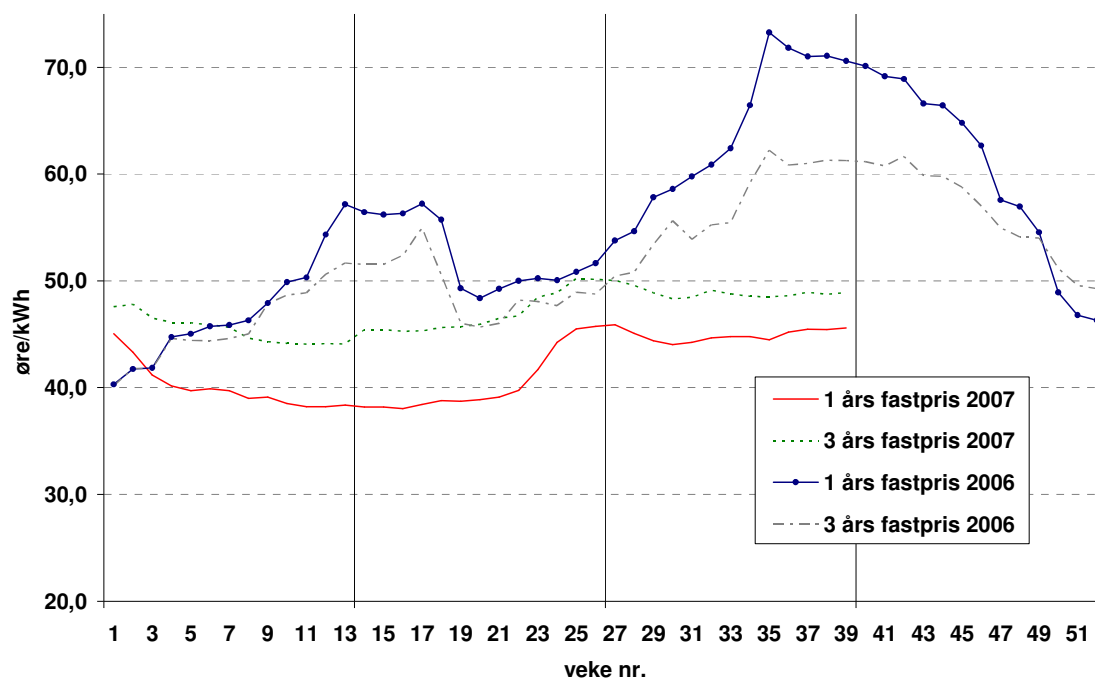
Figur 1.8.2 Aritmetisk snitt for 17 landsdekkende kraftleverandører samanlikna med snittet for utvalet av dominerande leverandører, begge standard variabel kontrakt, og med ein spotpriskontrakt med påslag på 1,9 øre/kWh, prisar inkl. mva, øre/kWh. Kjelde: Konkurransetilsynet og NVE



Gjennomsnittet av landsdekkende kraftleverandørers 1-års fastpriskontrakt ved inngangen til tredje kvartal var 45,9 øre/kWh. Ved utgangen av andre kvartal var prisen på 45,8 øre/kWh. Prisen på 3-års fastpriskontrakt var 50,1 øre/kWh i veke 27 og 48,9 øre/kWh i veke 39. Det vil seie at både 1-års- og 3-årskontraktene har gått ned i pris gjennom tredje kvartal. Ved utgangen av tredje kvartal var det 16 landsdekkende leverandører som selde 1-års fastpriskontrakt og 6 landsdekkende leverandører som selde 3-års fastpriskontrakt.



Figur 1.8.3 Prisutviklinga for 1- og 3 års fastpris kontraktar med eit forbruk på 20 000 kWh/år, øre/kWh inkl. mva.  
Kjelde: Konkurransetilsynet og NVE.



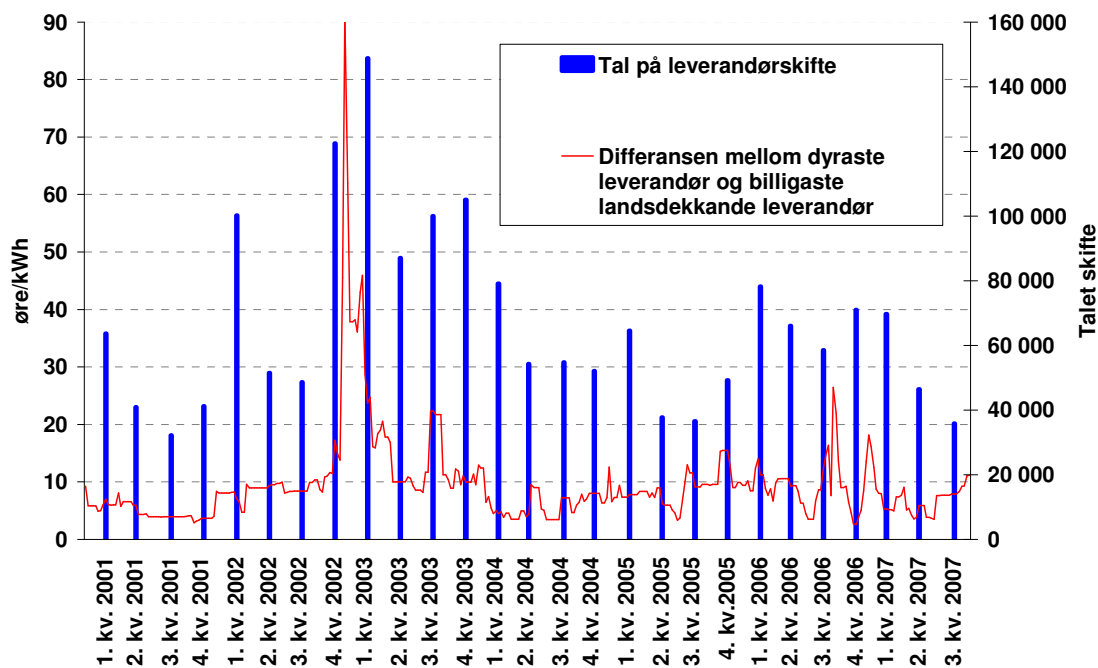
## 1.8.2 Leverandørskifte

Norske hushald står fritt til å skifte kraftleverandør dersom dei ikkje har knytt seg til ein leverandør gjennom for eksempel ein fastpris kontrakt. Normalt skal det ikkje ta meir enn to veker å skifte frå ein kraftleverandør til ein annan.

I andre kvartal 2007 var det 35 810 hushald som skifta leverandør. Det er om lag 22 700 færre leverandørskifte enn same kvartal i fjor. Årsaka til dette er mellom anna dei låge prisane og lite mediemerksemd siste kvartal.

Forskjellen mellom billigaste landsdekkande leverandør og dyraste dominerande leverandør har i snitt vore mindre dette kvartalet, samanlikna med same kvartal i fjor. Differansen har lege på mellom 7,6 og 8,5 øre/kWh, og har i snitt vore 8,5 øre/kWh.

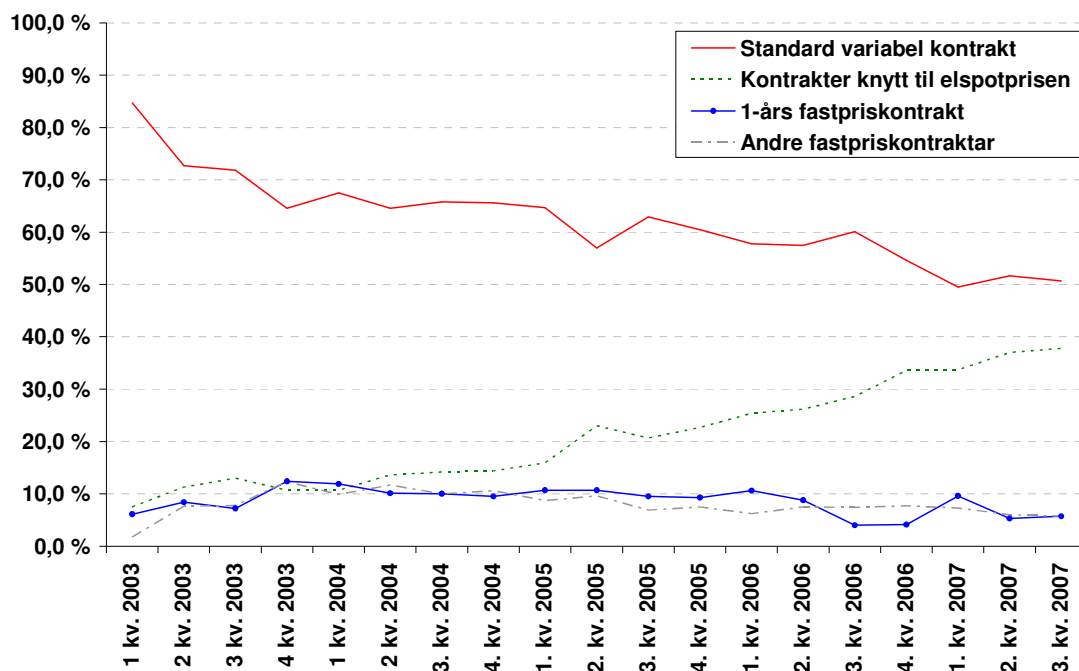
Figur 1.8.4 Prisspreiing og tal på leverandørskifte. Kjelde: Konkurransetilsynet og NVE



### 1.8.3 Kontraktsval

Som figur 1.8.5 viser, er standard variabel kontrakt framleis den mest vanlege kontraktsforma for hushaldskundar i Noreg. I løpet av tredje kvartal har talet på hushald med denne typen kontrakt gått ned frå 51,7 prosent til 50,7 prosent. Dette er ein reduksjon på eitt prosentpoeng frå andre kvartal i år. Samanlikna med tredje kvartal i fjor har det vore ein nedgang på 9,6 prosentpoeng. For eit år sidan kjøpte 60,1 prosent av hushalda kraft på ei slik kontrakt. Av all kraft seld til hushald i tredje kvartal 2007, utgjorde delen kontraktar med faste pris 11,4 prosent. Dette er like stor del som i tredje kvartal i fjor. Frå andre til tredje kvartal i år var det ei auke i delen fastpriskontraktar på 0,1 prosentpoeng. I same periode har delen av 1-årskontraktar auka frå 5,3 prosent til 5,7 prosent. Delen kontraktar tilknytt spotprisen var 37,8 prosent i tredje kvartal 2007. Dette er ei auke frå andre kvartal på 0,7 prosentpoeng, og ein auking på heile 9,2 prosentpoeng samanlikna med tredje kvartal 2006.

Figur 1.8.5 Prosentvis fordeling av ulike typar kontraktar i hushaldsmarknaden. Kjelde: SSB



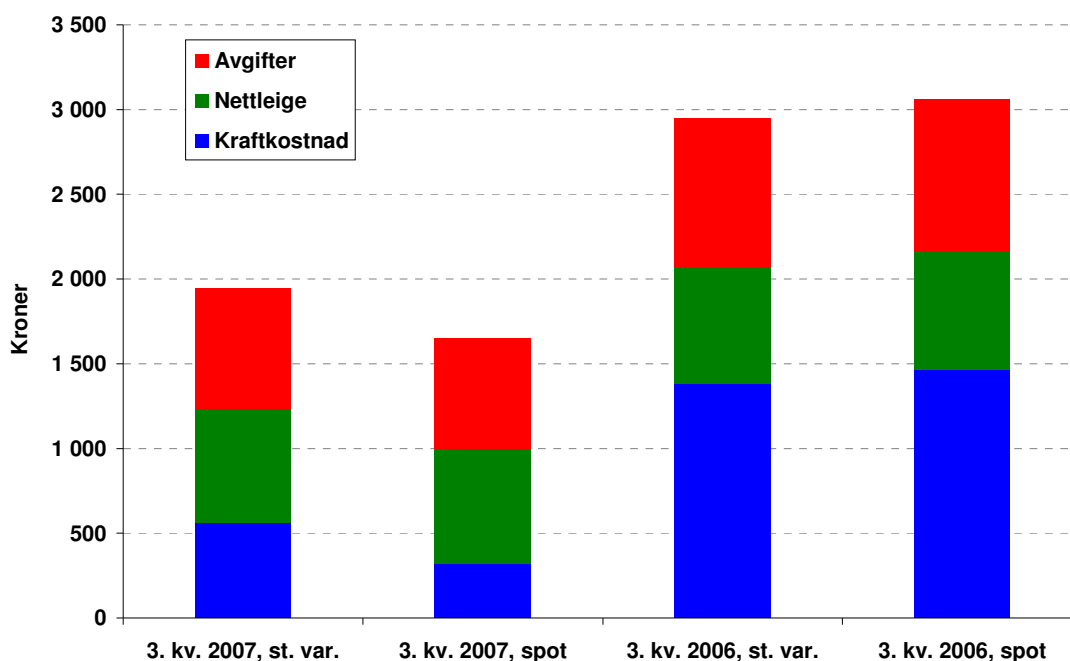
#### 1.8.4 Hushalda si samla utgift til elektrisk kraft

Totalprisen på elektrisitet for ein forbrukar er sett saman av kraftpris, nettleige og avgifter. Den totale utgiften til elektrisk kraft for ein norsk hushaldskunde inkludert avgifter var kr 1948 i tredje kvartal 2007 ved standard variabel kontrakt og kr 1647 ved marknadskontrakt (spotpris).<sup>1</sup> Dette er ein nedgang på høvesvis 20,4 og 14,1 prosent frå same kvartal i fjor. Ei årsak til dette er lågare kraftpris.

Den totale kostnaden for ein gjennomsnittsfbrukar (standard variabel kontrakt) var i tredje kvartal 2007 sett saman av 28,9 prosent til kraft, 34,6 prosent til nettleige og 36,5 prosent til avgifter (meirverdiavgift og forbrukaravgift). Tilsvarende tall for tredje kvartal 2006 var 46,8 prosent til kraft, 23,4 prosent til nettleige og 29,8 prosent til avgifter.

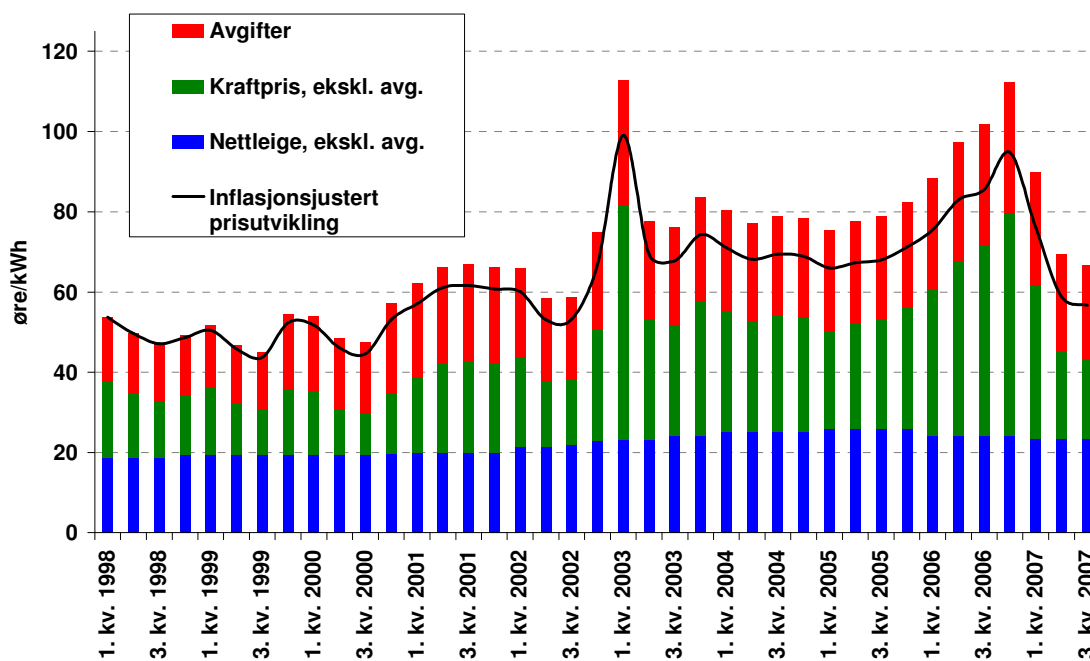
<sup>1</sup> For marknadskontraktane er det nytta spotpris inkl. mva pluss eit påslag på høvesvis 1,9 og 2,2 øre/kWh for 2007 og 2006. For standard variabel kontrakt er det brukt eit volumvege snitt av pris frå dominerande leverandør i eit utval av 22 nettområder. Sida dominerande leverandør ofte ligg over resten av marknaden i pris, vil dette vere noe høgare enn om man brukte eit snitt av alle landsdekkande leverandørar. Vidare er det brukt ei justert innmatingsprofil (JIP) frå 2006 som er eit vekta gjennomsnitt av JIP for dominerande leverandør i 11 større nettområder. JIP er berekna på grunnlag av det totale årlige kraftforbruket i eit nettområde minus timemålt forbruk (over 100.000 kWh) og nettap. Dette brukast til å rekne ut det relative kraftforbruket per veke for sluttbrukarar.

Figur 1.8.6 Totalkostnad i første kvartal til kraft, nettleige, og offentlige avgifter i kroner ved eit årlig forbruk på 20 000 kWh. Kjelde: Konkurransetilsynet og NVE



Figur 1.8.7 viser utviklinga i kraftprisar, nettleige, og avgifter frå 1998 til og med tredje kvartal 2007. Som i dei to føregåande kvartala har det vore ein nedgang i kraftprisen i tredje kvartal. Også avgiftsbetalinga er redusert som følge av at dei lågare kraftprisane inngår i berekningsgrunlaget for meirverdiavgifta.

Figur 1.8.7 Kraftpris (standard variabel, volumvege), nettleige og avgifter, snitt for kvartalet, øre/kWh. Kjelde: Konkurransetilsynet og NVE

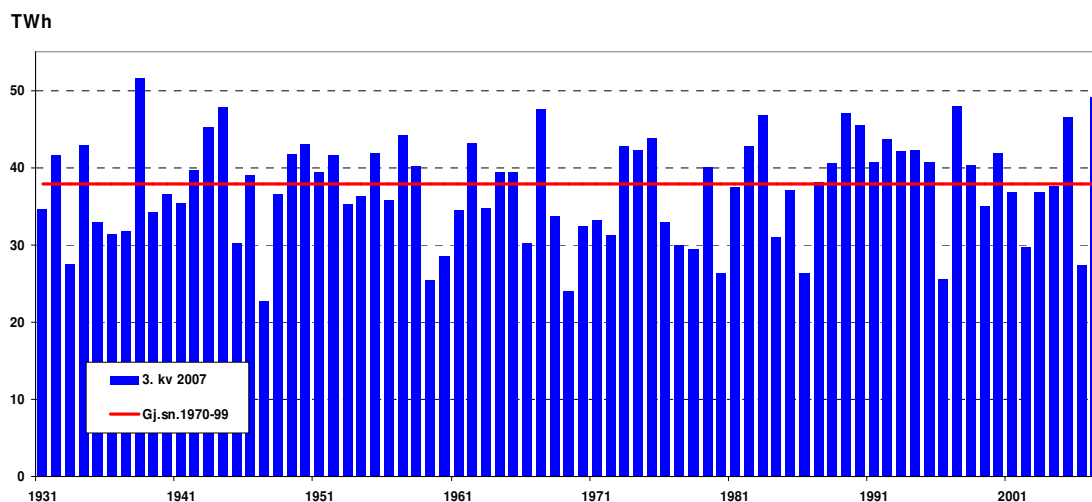


## 2 Vedlegg

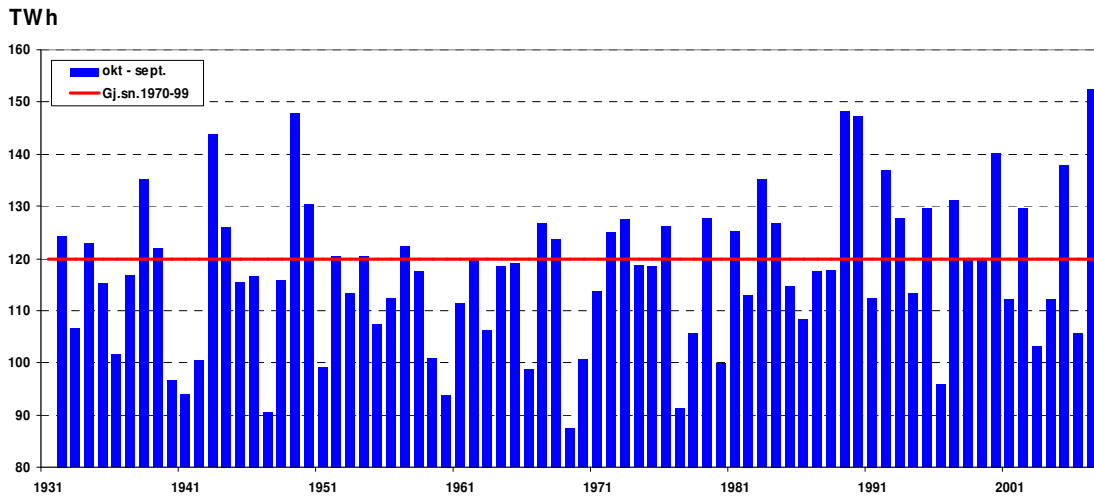
Tabell 2.1 Produksjon, forbruk og utveksling av elektrisk energi, GWh. Kjelde: NVE

	Jan - Sep			Tolv månedersperiodar			September		
	2006	2007	Endring i %	Okt2005	Okt2006	Endring i %	2006	2007	Endring i %
				t.o.m. Sep2006	t.o.m. Sep2007				
Total produksjon	92031	100016	8,7	131039	129648	-1,1	7921	11540	45,7
+ Import	5883	3770	-35,9	6649	7689	15,6	654	41	-93,7
- Eksport	7811	12809	64,0	12693	13945	9,9	548	2331	325,4
= Brutto totalforbruk	90103	90977	1,0	124995	123392	-1,3	8027	9250	15,2
- Elektrokjelforbruk	2625	2890	10,1	3913	3778	-3,5	139	303	118,0
- Pumpeforbruk	302	1507	399,0	508	1745	243,5	22	28	27,3
- Totale nettap	7093	7481	5,5	10017	9983	-0,3	601	819	36,3
= Nettoforbruk	80083	79099	-1,2	110557	107886	-2,4	7265	8100	11,5
Kraftintensiv industri	23813	23332	-2,0	31950	30975	-3,1	2508	2535	1,1
Alminneleg forsyning	56270	55767	-0,9	78607	76911	-2,2	4757	5565	17,0
Bruttoforbruk	86424	85376	-1,2	119376	116506	-2,4	7816	8733	11,7
Kraftintensiv industri	24527	24032	-2,0	32909	31904	-3,1	2583	2611	1,1
Alminneleg forsyning	61897	61344	-0,9	86468	84602	-2,2	5233	6122	17,0
Bruttoforbruk alminneleg forsyning, temperaturkorrigert	63778	63980	0,3	89733	89316	-0,5	6042	6067	0,4

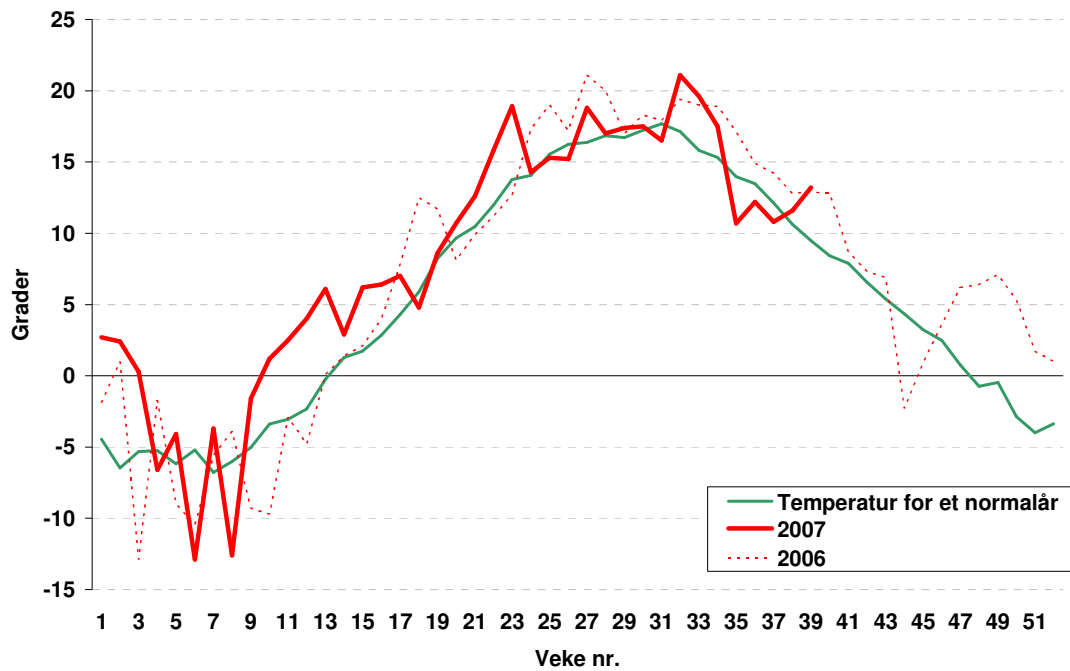
Figur 2.1 Nyttbart tilsig for andre kvartal, 1921 – 2007, TWh. Kjelde: NVE og Nord Pool



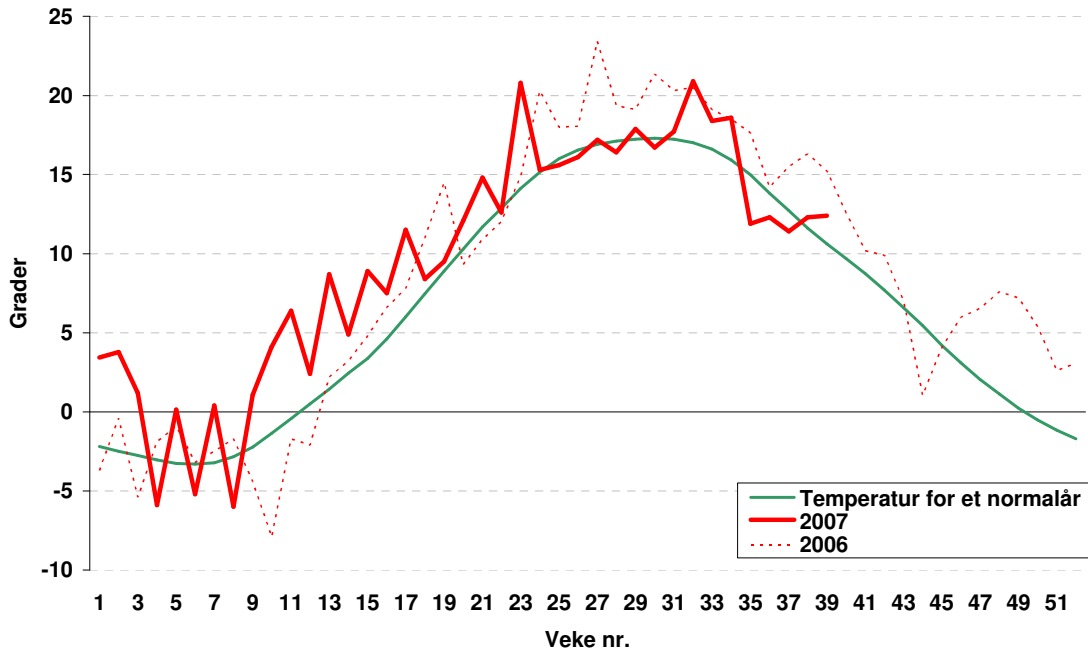
Figur 2.2 Nyttbart tilsig for 12 måneders perioden oktober til og med september fra 1931 til 2007. TWh. Kjelde: NVE og Nord Pool



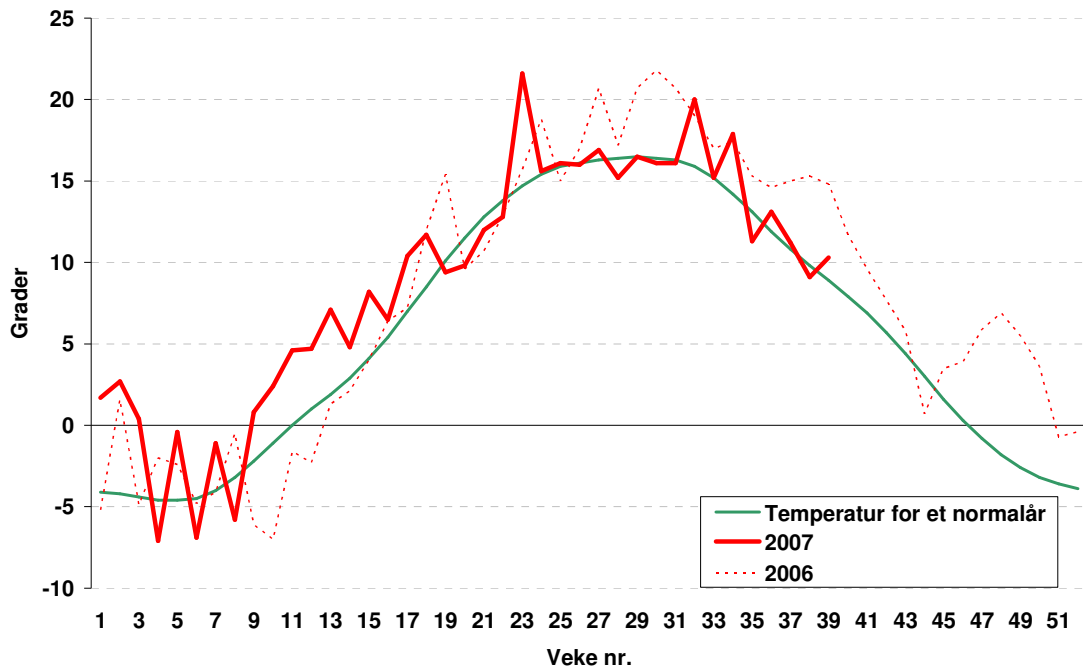
Figur 2.3 Temperaturutvikling - Helsingfors, 2006 og 2007, Celsius. Kjelde: Nord Pool



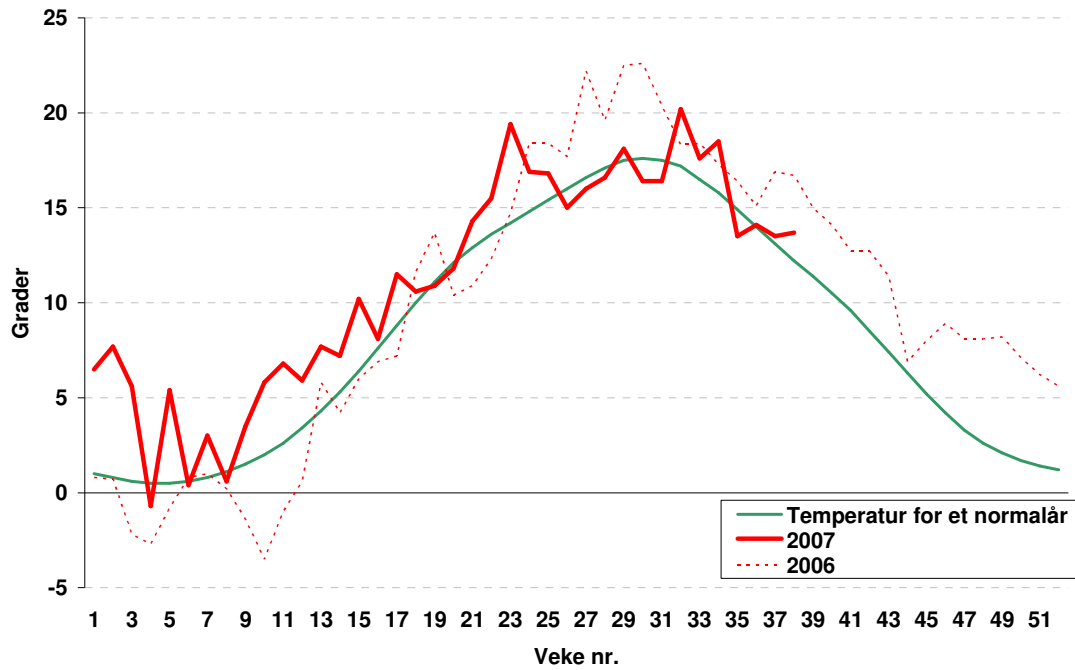
Figur 2.4 Temperaturutvikling - Stockholm, 2006 og 2007, Celsius. Kjelde: Nord Pool



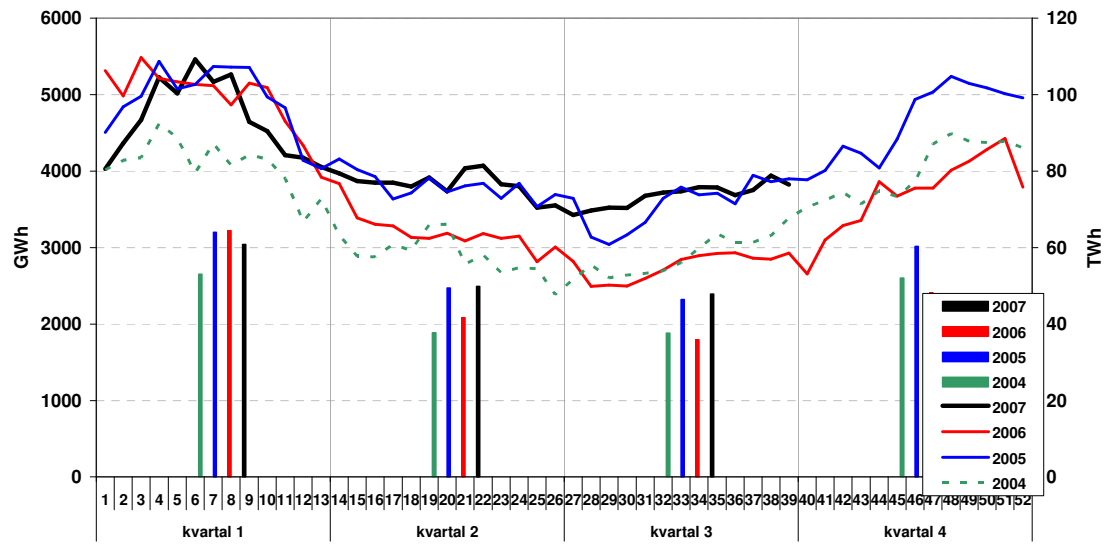
Figur 2.5 Temperaturutvikling - Oslo, 2006 og 2007, Celsius. Kjelde: Nord Pool



Figur 2.6 Temperaturutvikling - København, 2006 og 2007, Celsius. Kjelde: Nord Pool

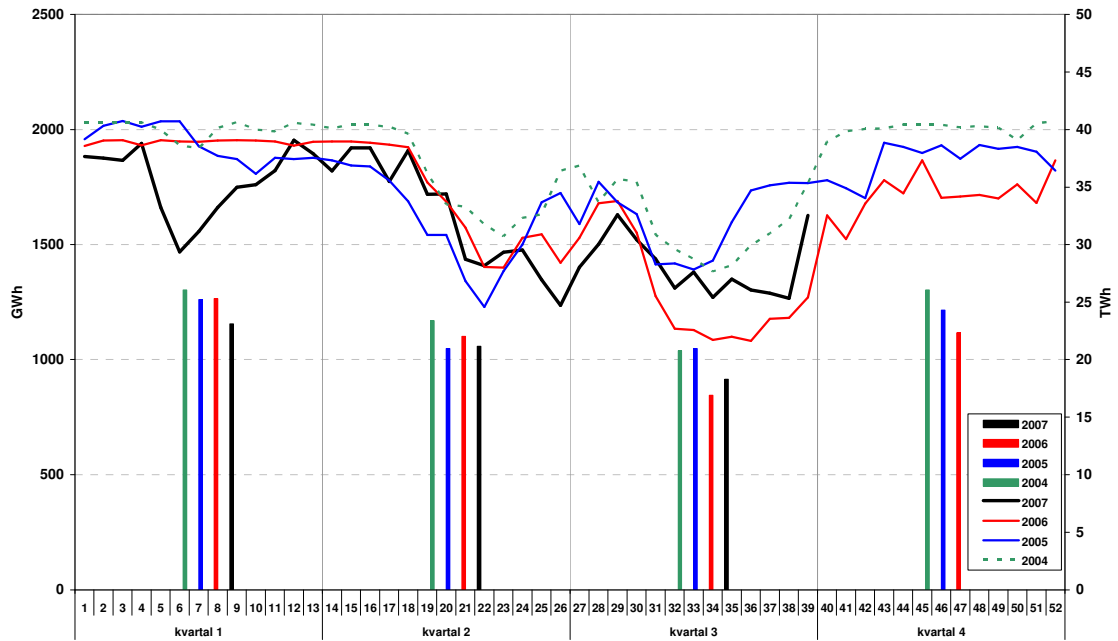


Figur 2.7 Nordisk vasskraftproduksjon, 2004 – 2007, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool

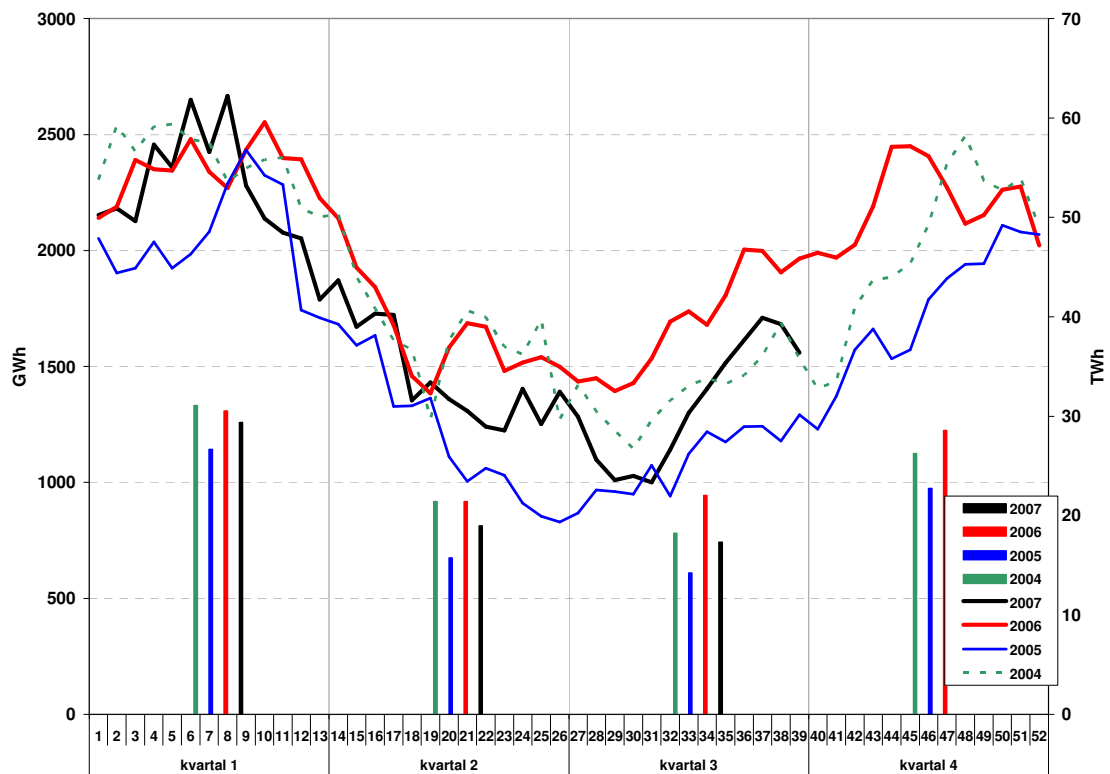




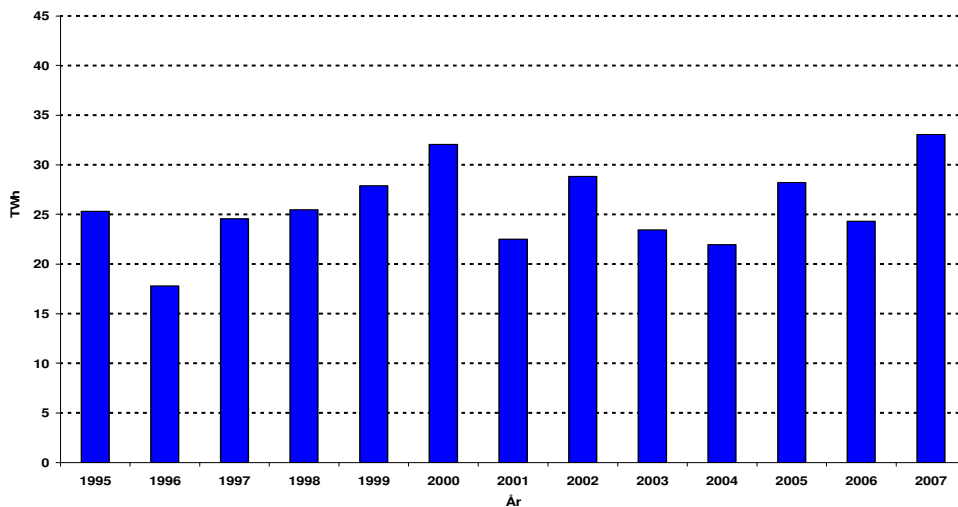
Figur 2.8 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2004 – 2007, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool



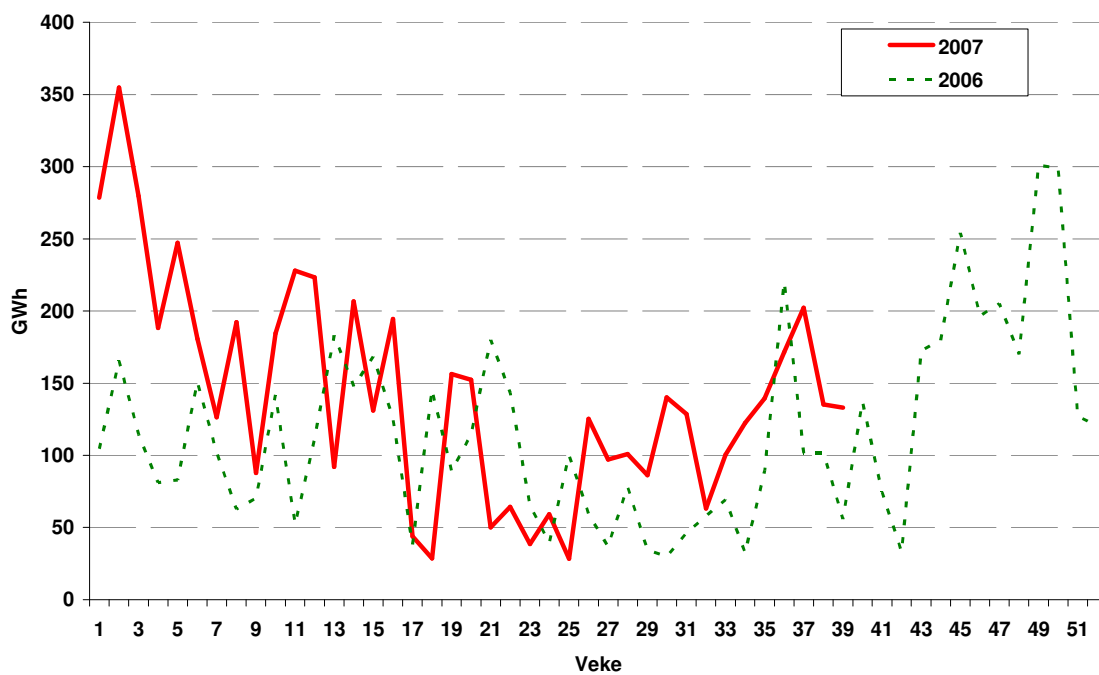
Figur 2.9 Nordisk produksjon fra øvrige varmekraftverk, 2004 – 2007, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool



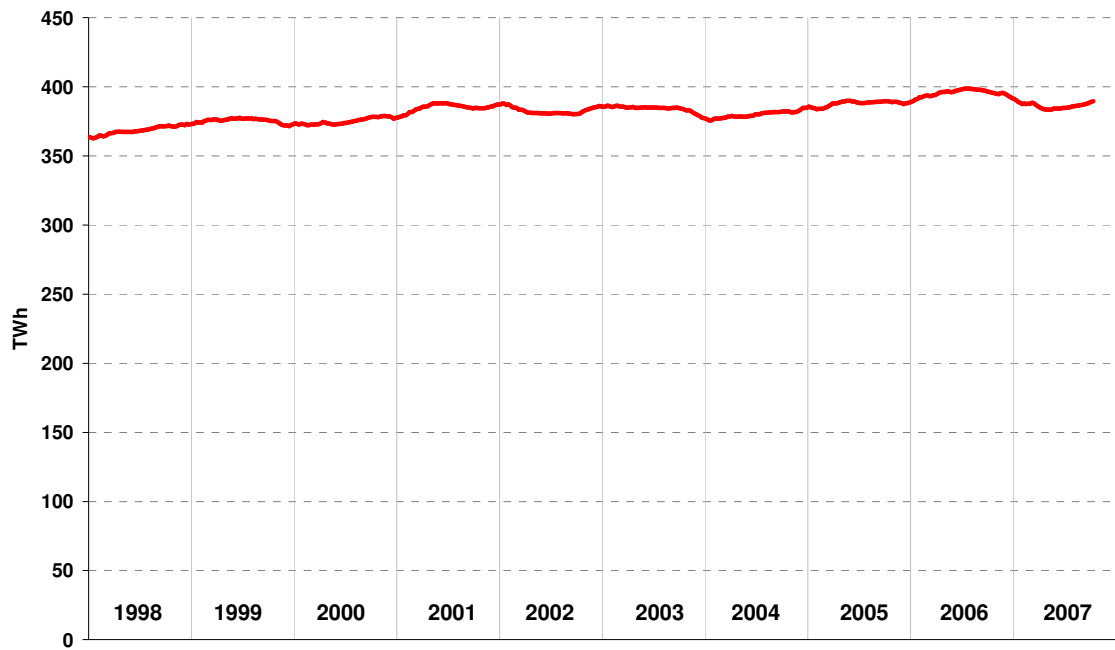
Figur 2.10 Kraftproduksjon i Noreg tredje kvartal for perioden 1995-2007, TWh. Kjelde: NVE



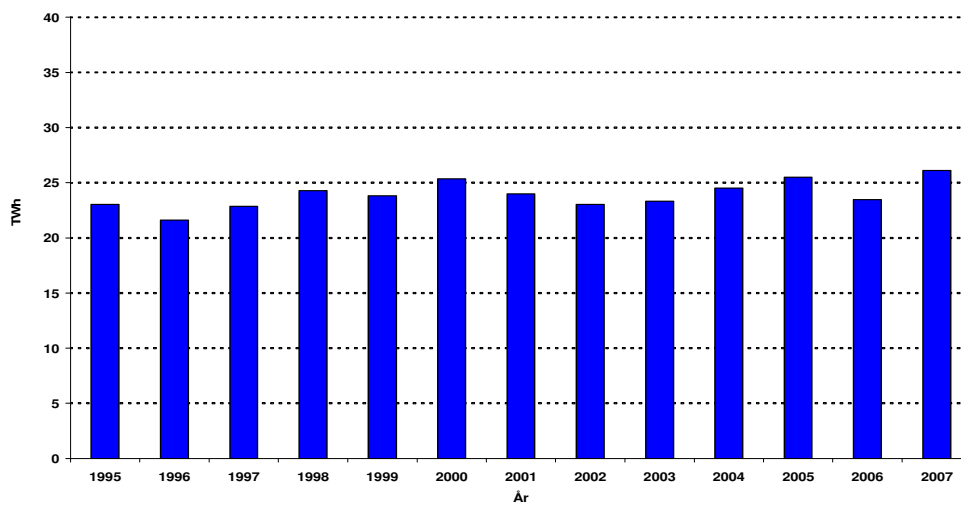
Figur 2.11 Dansk vindkraftproduksjon, 2006 – 2007. GWh/veke. Kjelde: energinet.dk



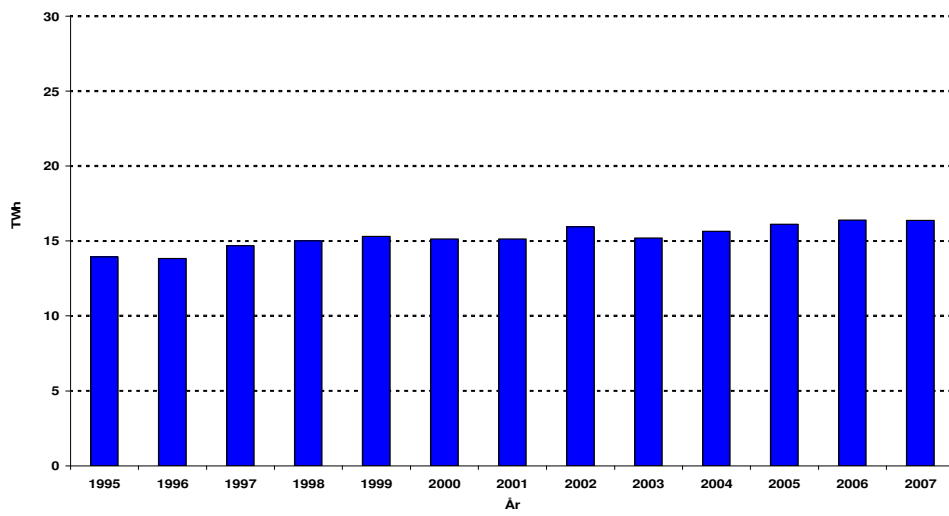
Figur 2.12 Forbruksutvikling i de nordiske landa siste 52 veker, 1998 – 2007, TWh. Kjelde: Nord Pool



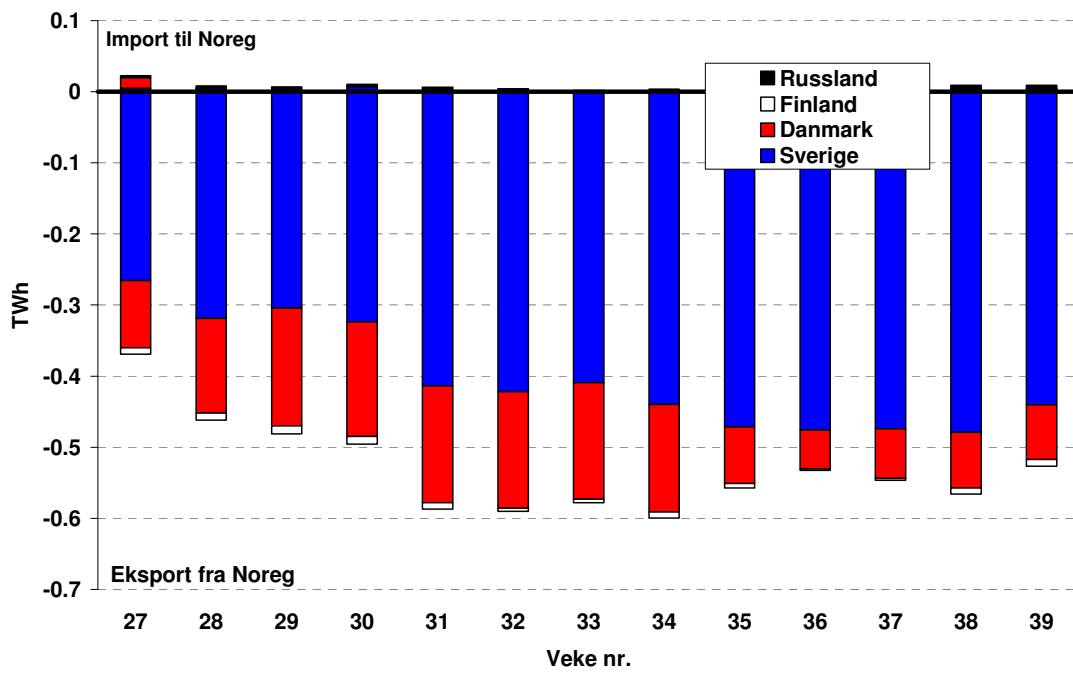
Figur 2.13 Innanlandsk forbruk av elektrisk kraft i andre kvartal for perioden 1995-2007, TWh. Kjelde: NVE



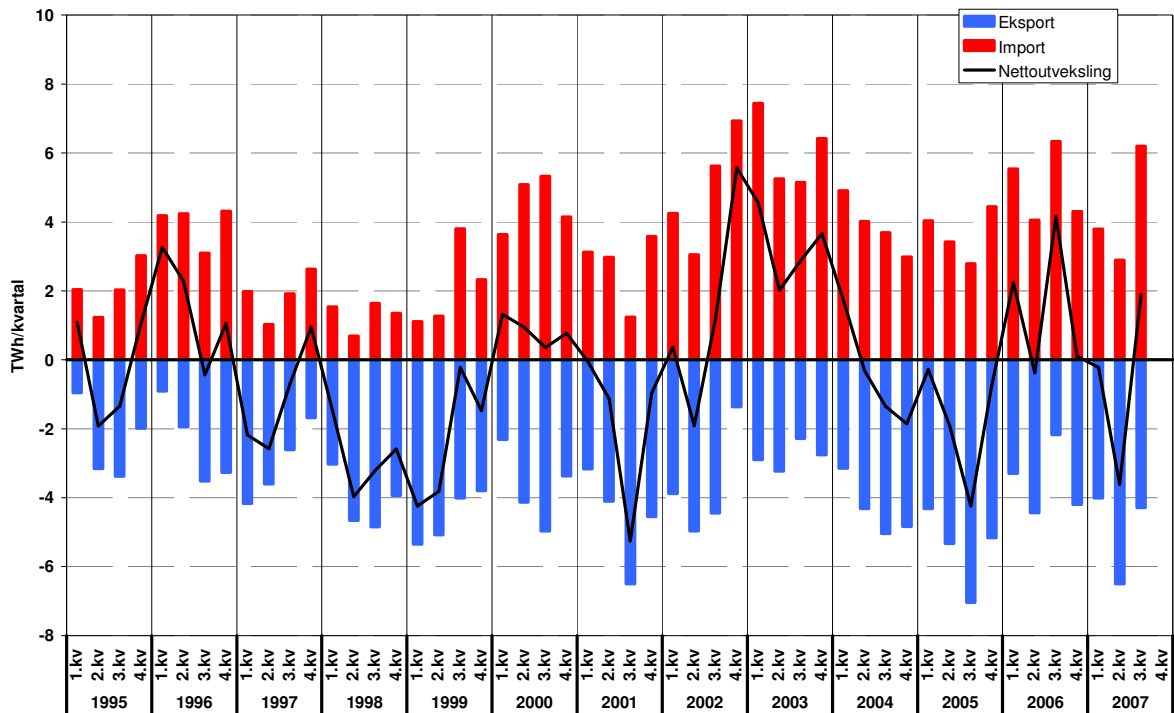
Figur 2.14 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, andre kvartal 1995-2007, TWh. Kjelde: NVE



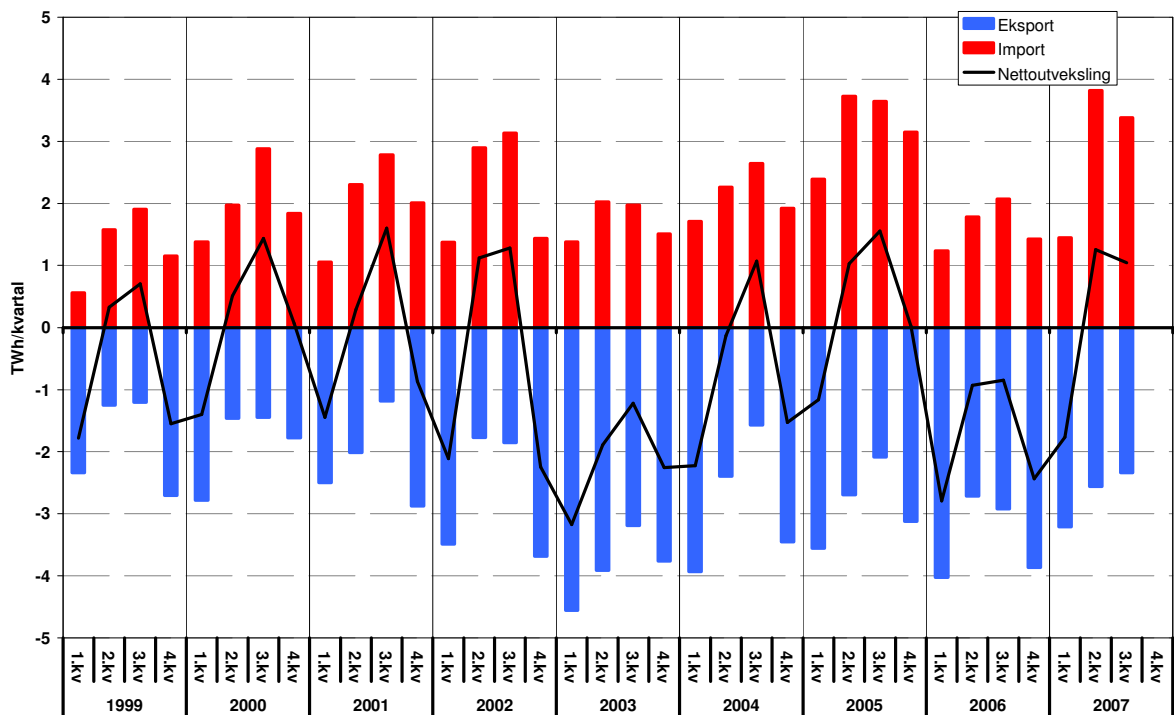
Figur 2.15 Norsk utveksling av kraft 2. kvartal, veke 27-79. TWh. Kjelde: Nord Pool



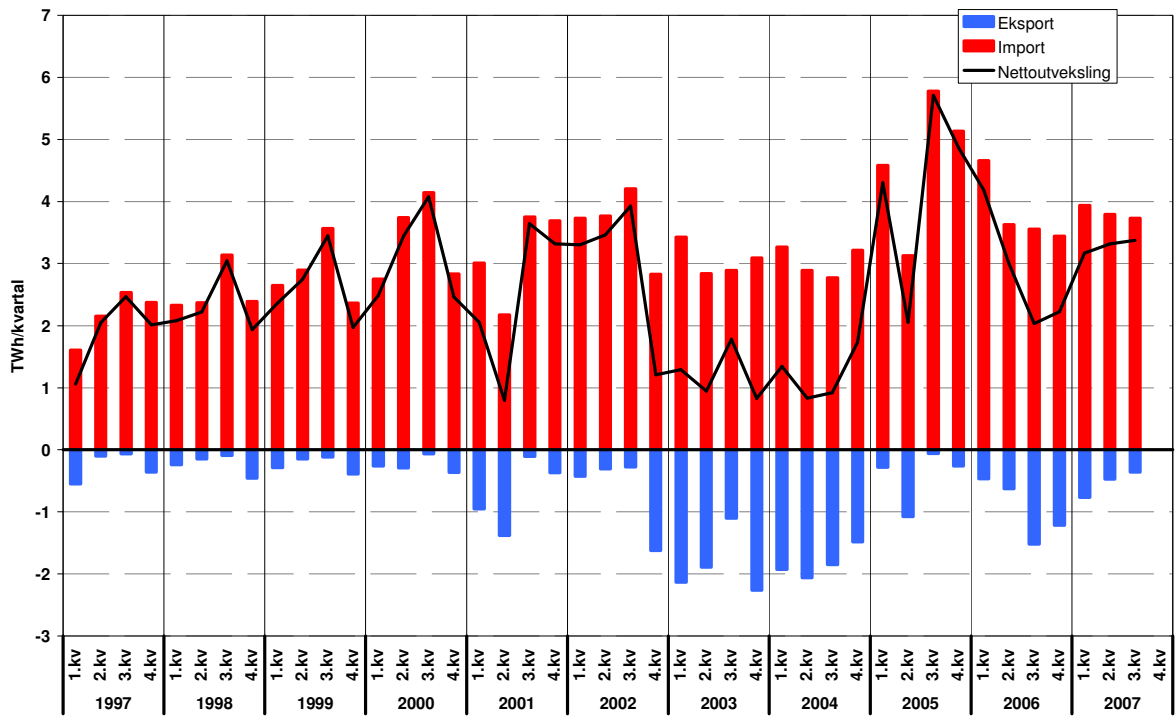
Figur 2.16 Import/eksport Sverige i andre kvartal, 1995 – 2007, TWh. Kjelde: Nord Pool



Figur 2.17 Import/eksport Danmark i andre kvartal, 1999 – 2007, TWh. Kjelde: Nord Pool



Figur 2.18 Import/eksport Finland i andre kvartal, 1997 – 2007, TWh. Kjelde: Nord Pool





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

## Utgitt i Rapportserien i 2007

- Nr. 1 Knut Hofstad: Vindkraftpotensialet utenfor norskekysten (offshore)
- Nr. 2 Hervé Colleuille, Ingvill Stenseth: Nasjonalt overvåkingsnett for grunnvann og markvann  
Drift og formidling 2006. Status pr. februar 2007
- Nr. 3 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 4. kvartal 2006 (77 s.)
- Nr. 4 Britt-Mari Langåsen, Anders E. Grønstedt, Asle Tjeldflåt, Stig Haugen:  
Utnyttelse av det norske kraftnettet
- Nr. 5 Anders Bjordal og Mads Johnsen: Stabilitet langs Namsen. Utbedring av gamle sikringstiltak (168 s.)
- Nr. 6 Halvor Kr. Halvorsen (red.): Tilsynsrapport for 2006. NVEs tilsyn (25 s.)
- Nr. 7 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 1. kvartal 2007 (74 s.)
- Nr. 8 Hervé Colleuille, Lars Egil Haugen, Trude Øverlie: Vann i jord. Simulering av vann- og  
energibalansen på Kise markvannsstasjon, Hedmark (70 s.)
- Nr. 9 Amir Messiha: Avbruddsstatistikk 2006 (76 s.)
- Nr. 10 Anders Aarøe Mømb (red.): Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak i 2006.  
Beskrivelse av utførte anlegg 2006 (101 s.)
- Nr. 11 Anders Bjordal, Knut Aune Hoseth, Jon-Håvar Haukland: Flom- og erosjonssikringstiltakene  
i Altaelva. Prosjektgruppens forslag til prioriteringer av vedlikehold og miljømessig oppgradering
- Nr. 12 Edward Witczak, Mads Johnsen: Stjørdalselva, erosjon, stabilitet og sikring. Del 1 (327 s.), del 2 (238 s.)
- Nr. 13 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 2. kvartal 2007 (64 s.)
- Nr. 14 Planlegging og etablering av små vannkraftverk (74 s.)
- Nr. 15 Metoder for vurdering av miljøkonsekvenser ved energitiltak.  
Oppsummering av NVEs arbeid i 2006 (16 s.)
- Nr. 16 En vegetasjonsøkologisk undersøkelse av fire rørgater på Vestlandet. (33 s.)
- Nr. 17 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarknaden, 3. kvartal 2007 (60 s.)