



# **Kvartalsrapport for kraftmarkedet 2. kvartal 2008**

## Rapport nr. 13

### Kvartalsrapport for kraftmarkedet

**Utgitt av:** Norges vassdrags- og energidirektorat

**Redaktør:** Tor Arnt Johnsen  
Javier Ernesto Auris Chávez, Hege Bøhler, Karl Magnus

**Forfatter:** Ellingard, Erik Holmqvist, Håkon Mørch Korvald, Per Tore  
Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Finn Erik Ljåstad Pettersen,  
Kjerstin Dahl Viggen, Mats Øivind Willumsen

**Trykk:** NVEs hustrykkeri

**Opplag:** 20

**Forsidefoto:**

**ISBN:** 978-82-410-0672-2

**ISSN:** 1501 - 2832

**Sammendrag:** Andre kvartal var preget av høye tilsig og høy kraftproduksjon. Tilsigs- og magasinforholdene har trukket i retning av lavere kraftpriser. Høyere priser på olje, kull, naturgass og CO<sub>2</sub>-utslippsretter har imidlertid bidratt til økte kraftpriser i det nordiske kraftmarkedet. Unntaket er Sør-Norge som hadde langt lavere priser på elektrisk kraft i andre kvartal enn i første kvartal. Engrosprisene på elektrisk kraft i Midt- og Nord-Norge har vært mer enn dobbelt så høye som i Sør-Norge i andre kvartal. Midt- og Nord-Norge har hatt priser på linje med Sverige og Finland, men lavere priser enn i Danmark og Tyskland. Forbrukerne i Sør-Norge har spart flere milliarder kroner i strømavgifter i forhold til en situasjon der det hadde vært krav om samme kraftpris i hele landet. Terminprisen for 4. kvartal i Norden var 57 øre/kWh ved utgangen av andre kvartal, mens samme pris i Tyskland var 76 øre/kWh. Forventninger om mer normal vanntilgang og økte brenselpriser for varmekraftverk har bidratt til prisoppgangen.

**Emneord:** elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftmarked, tilsig, magasinifylling, krafthandel, kraftforbruk, strømpriser

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

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

# Innhold

<b>Forord .....</b>	<b>4</b>
<b>Sammendrag .....</b>	<b>5</b>
<b>1 Kraftmarkedet i første kvartal 2008.....</b>	<b>6</b>
1.1 Ressursgrunnlaget.....	9
1.1.1 Tilsig i Norge.....	9
1.1.2 Tilsig i Sverige.....	10
1.1.3 Temperatur .....	10
1.1.4 Nedbør.....	12
1.1.5 Snø .....	13
1.1.6 Grunn- og markvann .....	15
1.1.7 Tilsiget våren/sommeren 2008 .....	16
1.2 Magasinutviklingen .....	17
1.2.1 Norske vannmagasiner .....	17
1.2.2 Magasinutviklingen i Sverige og Finland .....	18
1.3 Produksjon.....	20
1.3.1 Norge.....	22
1.3.2 Kraftproduksjonen i de andre nordiske landene .....	24
1.4 Forbruk .....	27
1.4.1 Norge.....	28
1.4.2 Kraftforbruket i de andre nordiske landene.....	33
1.5 Andre energibærere i Norge .....	35
1.6 Kraftutveksling .....	43
1.6.1 Norge.....	45
1.6.2 Andre nordiske land .....	45
1.7 Kraftpriser i engrosmarkedet.....	47
1.7.1 Spotmarkedet.....	47
1.7.2 Terminmarkedet.....	50
1.8 Sluttbrukermarkedet.....	55
1.8.1 Priser og prisutvikling .....	55
1.8.2 Leverandørskifter .....	58
1.8.3 Kontraktsvalg .....	59
1.8.4 Husholdningenes samlede utgifter til elektrisk kraft.....	60
<b>2 Temaartikkel.....</b>	<b>62</b>
2.1 Krafthandel mellom Norge og Nederland .....	62
2.1.1 Det nederlandske kraftsystemet.....	62
2.1.2 NorNed .....	63
2.1.3 Kraftpriser i Nederland og Sør-Norge (2007).....	69
2.1.4 Simuleringer.....	71
2.1.5 Oppsummering .....	76
<b>3 Vedlegg.....</b>	<b>78</b>

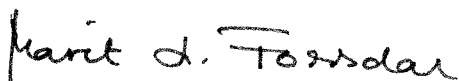
# Forord

Energi- og markedsavdelingen i NVE presenterer herved kvartalsrapport for kraftmarkedet i andre kvartal 2008. Kvartalsrapporten utarbeides hvert kvartal, og dette er andre utgave i kvartalsrapportens femte årgang. 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 oktober 2008.

I kvartalsrapporten dokumenterer og kommenterer vi kraftmarkedsutviklingen i kvartalet og de siste 12 månedene. I tillegg inneholder vanligvis kvartalsrapporten et par temaartikler der medarbeidere i Energi- og markedsavdelingen eller fra andre avdelinger i NVE, formidler resultater fra egne analyser og utredninger. I denne utgaven presenteres det én temaartikkel. Den er skrevet av Finn Erik Ljåstad Pettersen og Håkon Mørch Korvald ved Seksjon for analyse.

Arbeidet med denne kvartalsrapporten er utført av medarbeidere ved Energi- og markedsavdelingen og Hydrologisk avdeling. Redaksjonen for denne utgaven har bestått av Javier Ernesto Auris Chávez, Hege Bøhler, Karl Magnus Ellinggard, Erik Holmqvist, Håkon Mørch Korvald, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Kjerstin Dahl Viggen, Mats Øivind Willumsen og Tor Arnt Johnsen som også har ledet arbeidet.

Oslo, 29. august 2008



Marit L. Fossdal  
avdelingsdirektør

# Sammendrag

Det kom litt mindre nedbør som kan brukes til kraftproduksjon, enn normalt i andre kvartal. Likevel var også dette kvartalet preget av høye tilsig og høy produksjon. Ved inngangen til kvartalet var det unormalt store snømengder, og snøsmelteperioden ga høye tilsig til vannmagasinene. Ved utgangen av andre kvartal var det 6,6 TWh mer vann i nordiske kraftmagasiner enn normalt.

Tilsigs- og magasinforholdene har trukket i retning av lavere kraftpriser. Høyere priser på olje, kull, naturgass og CO<sub>2</sub>-utslippsretter har imidlertid bidratt til økte kraftpriser i det nordiske kraftmarkedet. Unntaket er Sør-Norge som hadde langt lavere priser på elektrisk kraft i andre kvartal enn i første kvartal. I forhold til andre kvartal i fjor var prisen i Sør-Norge uendret, mens den økte med rundt 100 prosent i de øvrige delene av Norden.

Engrosprisene på elektrisk kraft i Midt- og Nord-Norge har vært mer enn dobbelt så høye som i Sør-Norge i andre kvartal. Midt- og Nord-Norge har hatt priser på linje med Sverige og Finland, men lavere priser enn i Danmark og Tyskland.

Det norske kraftmarkedet er utformet slik at vedvarende overskudd av kraft i en region fører til lavere kraftpris i denne regionen. Store tilsig og flere kabelfeil har ført til unormalt lav kraftpris i Sør-Norge gjennom det siste kvartalet. De lave prisene har kommet forbrukerne i Sør-Norge til gode. Forbrukerne i Sør-Norge har spart flere milliarder kroner i strømutfgifter i forhold til en situasjon der det hadde vært krav om samme kraftpris i hele landet.

Terminkontraktene for elektrisitet i 3. og 4. kvartal i år har hatt en prisøkning på rundt 40 prosent gjennom andre kvartal både i Norden og Tyskland. Terminprisen for 4. kvartal i Norden var 57 øre/kWh ved utgangen av andre kvartal, mens samme pris i Tyskland var 76 øre/kWh. Forventninger om mer normal vanntilgang og økte brenselspriser for varmekraftverk er viktige bidragsyttere til prisoppgangen.

# 1 Kraftmarkedet i første kvartal 2008

**Mindre nedbør enn normalt i andre kvartal – høyere tilsig på grunn av stor snøsmelting**

Det kom om lag 10 prosent mindre nedbør som kan brukes til produksjon av elektrisk kraft, enn normalt i andre kvartal. Likevel var tilsiget til kraftmagasinene 10 prosent høyere enn normalt som følge av stor snøsmelting. Også i Sverige var tilsiget om lag 10 prosent større enn normalt. Stor snøsmelting førte til at snømengdene ved utgangen av kvartalet var normale. De siste 12 måneder har det vært betydelig mer nedbør og tilsig enn normalt både i Norge og Sverige.

**Fortsatt mer vann enn normalt i magasinene**

Vannmagasinenes fyllingsgrad ved utgangen av kvartalet var 75,1 prosent, og det er 7,6 prosentpoeng høyere enn normalt og 1,7 prosentpoeng høyere enn i fjor på samme tid. I Sverige var magasinfyllingen normal, mens det i Finland var litt mer vann i magasinene enn normalt. De nordiske vannmagasinene hadde ved utgangen av andre kvartal om lag 6,6 TWh mer energi lagret enn i et år med normal fylling.

**Høy kraftproduksjon i Norge og Sverige**

Kraftproduksjonen i andre kvartal var høyere enn i fjor for Norges og Sveriges vedkommende, mens det var svak nedgang i produksjonen i Danmark og Finland. Samlet sett ble det produsert 2,3 prosent mer kraft i andre kvartal i år enn i fjor. De siste 12 månedene er det produsert 396,7 TWh elektrisk kraft i Norden, og det er nesten 5 prosent mer enn i den foregående 12-månedersperioden. På grunn av høy nordisk vannkraftproduksjon har dansk og finsk produksjon basert på kull, olje og gass vært lavere enn i perioder med mer normale nedbørforhold.

**Lav dansk og finsk produksjon**

Det nordiske kraftforbruket var 90,9 TWh i andre kvartal, og det er 1,6 prosent høyere enn i samme periode i fjor. Det har vært oppgang i alle land unntatt Finland hvor forbruket falt med 1,6 prosent. Også de siste 12 månedene har forbruket av elektrisk kraft vært høyt – 2,5 prosent høyere enn i foregående 12-månedersperiode. Veksten har vært sterkest i Norge med en vekst på 6,5 prosent på årsbasis. Lite snø vinteren 2006 og den tørre sommeren 2006 bidro til høye kraftpriser og betydelig oppmerksomhet i media. Det dempet forbruket høsten 2006 og bidrar sammen med kaldere vær til å forklare den høye årsveksten i Norge. I tillegg har det vært høy vekst i økonomien, og det bidrar til økt forbruk. I alminnelig forsyning som omfatter husholdninger, tjenesteyting og mindre industrivirksomheter økte årsforbruket med 6,4 prosent. Korrigert til normale temperaturer faller veksten til 3,1

**Økt kraftforbruk i Norge og for Norden som helhet – fall i finsk kraftforbruk**

**Om lag halvparten av årsveksten i Norge skyldes lavere temperaturer**

**Norsk og svensk eksport – dansk og finsk import**

prosent.

Norge og Sverige eksporterte hver over 3 TWh elektrisk kraft i andre kvartal. Finland importerte 3,4 TWh, og Danmark importerte 1,5 TWh. Samlet sett var det nettoeksport på 1,4 TWh ut av Norden. Kraftutvekslingen er om lag slik den var i 2. kvartal 2007. Finlands import kommer først og fremst fra Russland og Estland. Sverige importerte fra Norge og eksporterte til Danmark, Finland, Polen og Tyskland. Norge eksporterte til Sverige, Danmark og Nederland, mens Danmark importerte fra Norge og Sverige og eksporterte til Tyskland.

**Over 27 TWh eksport fra Norge de siste 24 måneder**

Det siste året har Norge hatt en nettoeksport på 13,6 TWh. Sverige og Danmark har hatt om lag balanse i kraftutvekslingen det siste året, mens Finland har hatt en nettoimport på over 13 TWh, hovedsakelig fra Russland. Engrosprisene på elektrisk kraft i Norden har variert kraftig avhengig av tilsigsforhold og brenselpriser i varmekraftproduksjonen. For alle områder unntatt Sør-Norge ble spotprisen doblet fra 2. kvartal 2007 til annet kvartal i år som følge av økte brensel- og CO<sub>2</sub>-utslippkostnader. I Sør-Norge holdt prisen seg nesten uendret på 17 øre/kWh. Det er mindre enn 50 prosent av prisen i de andre nordiske områdene. Den lave prisen i Sør-Norge skyldes høy magasinfylling, høye tilsig og begrensede eksportmuligheter på grunn av flere kabelfeil.

**Økte priser i alle områder unntatt Sør-Norge**

**Forbrukerne i Sør-Norge har oppnådd store besparelser i annet kvartal**

Som følge av at det i Norge opprettes egne prisområder når overføringskapasiteten i nettet presses, har forbrukere i Sør-Norge fått nytte godt av høye tilsig og lave kraftpriser i andre kvartal. Forbruket i alminnelig forsyning i Sør-Norge er om lag 15 TWh. Med 20 øre lavere pris enn i resten av landet er besparelsen for disse forbrukerne nær 3 milliarder kroner bare i 2. kvartal.

**Kraftig økning i terminprisene for 3. og 4. kvartal**

Prisen på terminkontrakter for elektrisk kraft for 3. og 4. kvartal 2008 økte kraftig gjennom andre kvartal. Både i Norden og Tyskland økte prisen på disse kontraktene med om lag 40 prosent i løpet av andre kvartal. For fjerde kvartal ble terminkontraktene ved utgangen av kvartalet omsatt til 57,3 øre/kWh i Norden og 75,7 øre/kWh i Tyskland. Prisøkningen skyldes økte priser på naturgass og kull og nok også forventninger om mer normale nedbørmengder fremover.

Det var i andre kvartal rundt 45 000 husholdninger som skiftet kraftleverandør. Det er om lag uendret fra forrige kvartal og på samme nivå som for ett år siden.

**Små endringer i**



**husholdningenes  
leverandørskifter  
og kontraktsvalg**

Av husholdningskundene hadde 50 prosent standard variabel kontrakt i andre kvartal, 40 prosent hadde markedspriskontrakt mens 10 prosent hadde fastpriskontrakt. Dette representerer bare mindre endringer fra andre kvartal 2007.

# 1.1 Ressursgrunnlaget

## 1.1.1 Tilsig i Norge

### Fortsatt høyt tilsig

I andre kvartal 2008 var det nyttbare tilsiget 56,6 TWh, og det er 5 TWh mer enn normalt. Det er omkring 1 TWh mindre enn i samme kvartal i 2007.

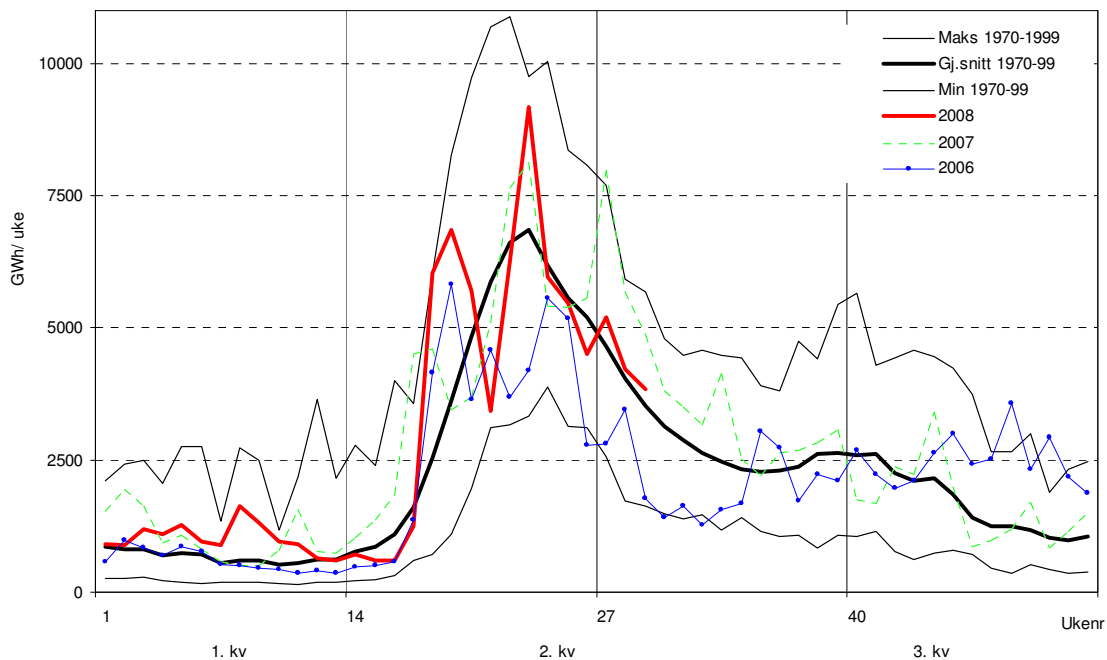
I første halvår har tilsiget vært 70 TWh. Det er nesten 10 TWh mer enn normalt, men 1 TWh mindre

enn i første halvår 2007. De siste 12 månedene har tilsiget vært 141 TWh, og det er 21 TWh mer enn normalt. De siste 24 månedene har tilsiget vært 272 TWh eller 32 TWh mer enn normalt.

Fordelingen av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.1. Temperaturer over normalt i månedsskiftet april/mai ga tidlig snøsmelting og høye tilsig. Deretter fulgte en kjøligere periode hvor også tilsiget ble mindre. I starten av juni ble det igjen varmere, og tilsiget kulminerte i uke 23 med 9,2 TWh.

Ressurstilgang TWh	2. kv. 2008	Avvik fra normalt	Siste 12 måneder	Avvik fra normalt
Tilsig Norge	56,6	+ 5,0	141	+ 21
Nedbør Norge	17,7	- 1,7	129	+ 9
Tilsig Sverige	31,9	+ 2,9	67	+ 5
Snø Norge (utgangen av kvartalet)	Normalt		Normalt	

Figur 1.1.1 Nyttbart tilsig i Norge i 2006, 2007 og 2008. GWh/uke. Kilde: NVE og Nord Pool Spot

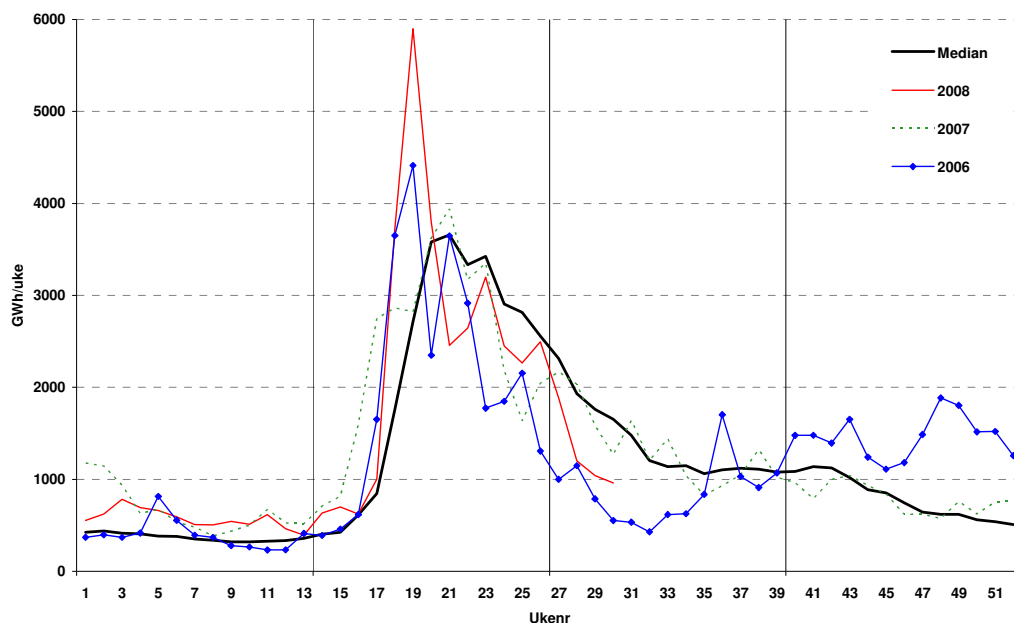


### 1.1.2 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vann til svenske kraftmagasiner var 31,9 TWh i andre kvartal 2008. Det er 2,9 TWh mer enn normalt og 0,4 TWh mer enn i samme periode i 2007. I første halvår har tilsiget vært 39,3 TWh. Det er 5,5 TWh mer enn normalt, men nesten 1 TWh mindre enn i 2007.

De siste 12 månedene har tilsiget til de svenske kraftmagasinene vært 67 TWh. Det er nesten 5 TWh mer enn normalt, men vel 3 TWh mindre enn i tilsvarende periode ett år tidligere. De siste 24 månedene har tilsiget vært i overkant av 137 TWh. Det er 13 TWh mer enn normalt.

Figur 1.1.2 Tilsig i Sverige i 2006, 2007 og 2008. GWh/ uke. Kilde: Svensk energi

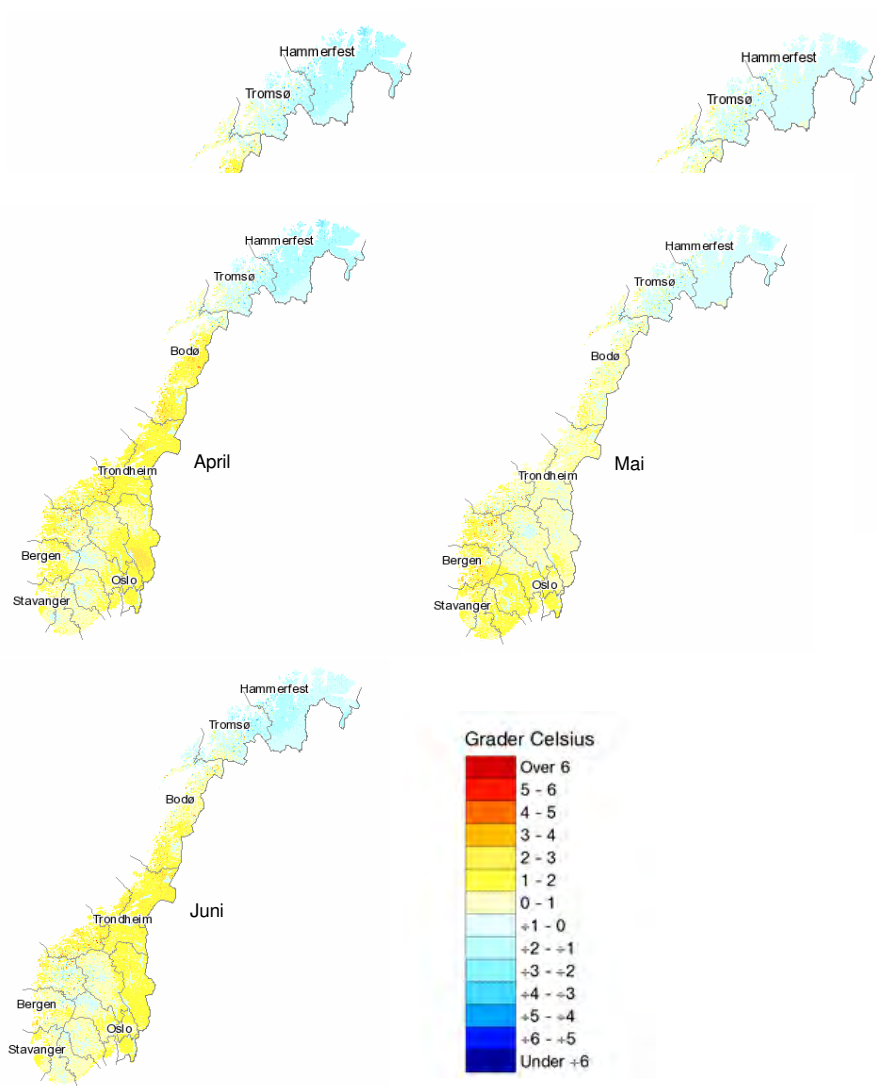


### 1.1.3 Temperatur

I store deler av Norge var det temperaturer godt over normalt i slutten av april og i begynnelsen av mai. Mot midten av mai fulgte en periode med kjøligere vær, før det igjen ble varmere mot slutten av mai og begynnelsen av juni. Mot slutten av juni ble det kjøligere i Sør-Norge, mens deler av Nord-Norge fikk noe stigende temperaturer.

I gjennomsnitt for andre kvartal var det 1 til 3 grader kaldere enn normalt i Troms og Finnmark. I høyreliggende områder i Sør-Norge var det omkring normale temperaturer, mens det i resten av landet var temperaturer 1 til 2 grader over normalt.

Figur 1.1.3 Temperatur, avvik i °C fra normalt (1971-2000) i april, mai og juni 2008. Kilde: NVE og met.no



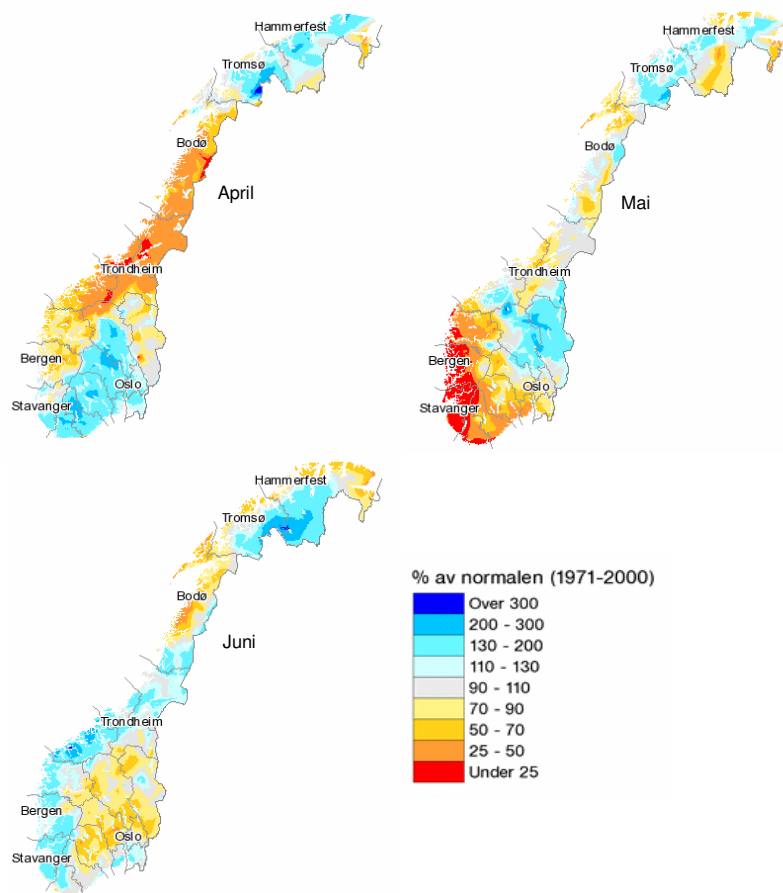
### 1.1.4 Nedbør

I april kom det mer nedbør enn normalt i sørlige deler av Østlandet og på Sørlandet, samt i Troms og Finnmark. Samtidig var det tørt i Trøndelag og Nordland. I Midt-Norge var det enkelte steder den tørreste april på 80 år.

I mai kom det svært lite nedbør på Sørlandet og på Vestlandet sør for Stad, og flere steder satte minimumsrekord for månedsnedbør. For eksempel kom det i underkant av 2 mm nedbør på Sola ved Stavanger i løpet av mai. Så lite nedbør har det aldri tidligere vært målt på Sola, der det fins målinger tilbake til 1936. Nordlige deler av Østlandet, deler av Nord-Vestlandet og Troms fikk mer nedbør enn normalt i mai.

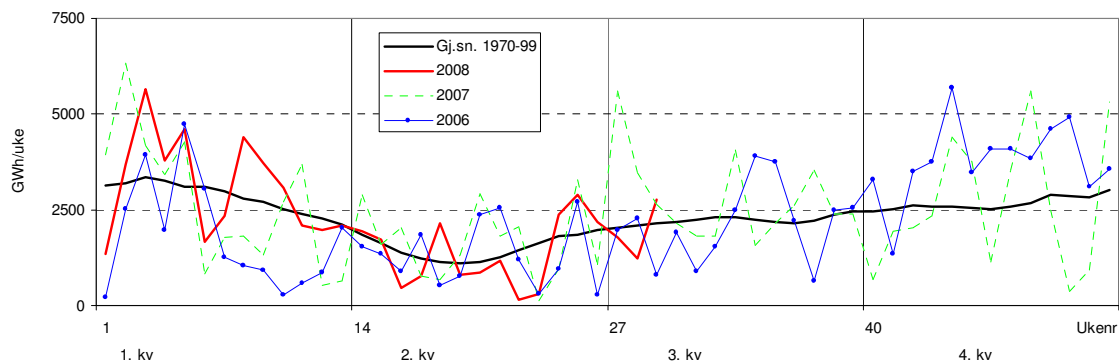
I juni ble det igjen fuktigere enn normalt på Vestlandet, i Trøndelag og i deler av Nord-Norge. På Sør- og Østlandet kom nedbøren i juni i mange tilfeller som kraftige byger med torden. Det ga store lokale forskjeller, men de fleste steder kom det mindre nedbør enn normalt i juni.

Figur 1.1.4 Nedbør, avvik i prosent fra normalt (1971-2000) i april, mai og juni 2008. Kilde: NVE og met.no



I andre kvartal 2008 kom det nesten 18 TWh nedbøreneergi eller snaut 2 TWh mindre enn normalt. De siste 12 månedene har det kommet 129 TWh eller 9 TWh mer enn normalt. Rundt midten av kvartalet var det i flere uker mindre nedbøreneergi enn normalt. Dette henger sammen med at det i de fleste steder i Sør-Norge var en tørr mai måned.

Figur 1.1.5 Beregnet ukentlig nedbøreneergi i 2006, 2007 og 2008. GWh/uke. Kilde: NVE

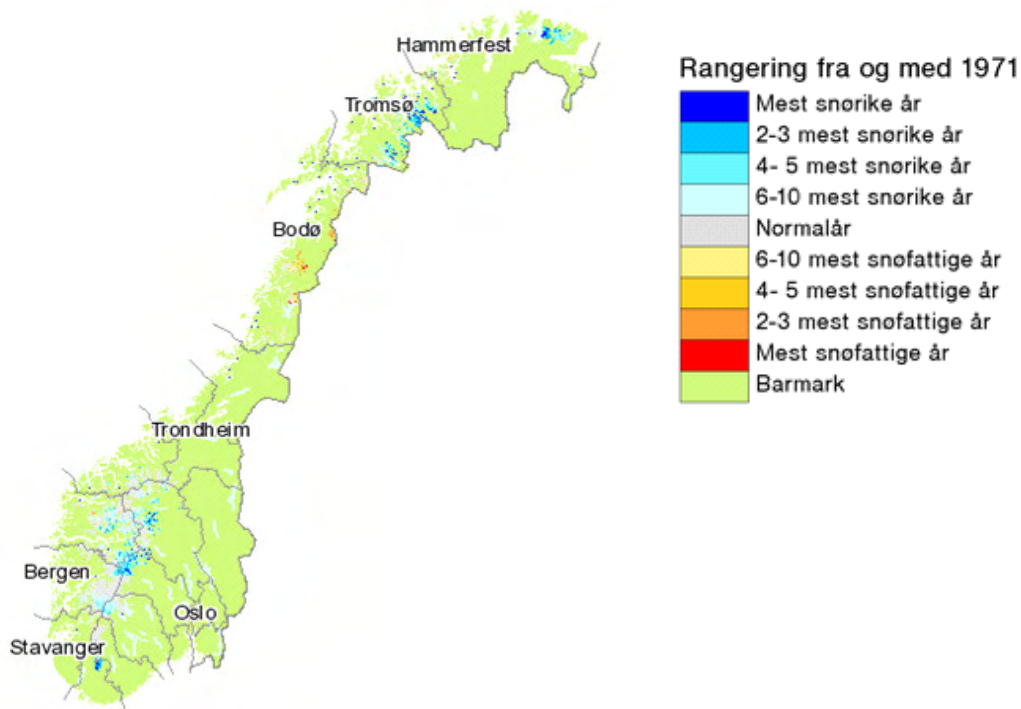


### 1.1.5 Snø

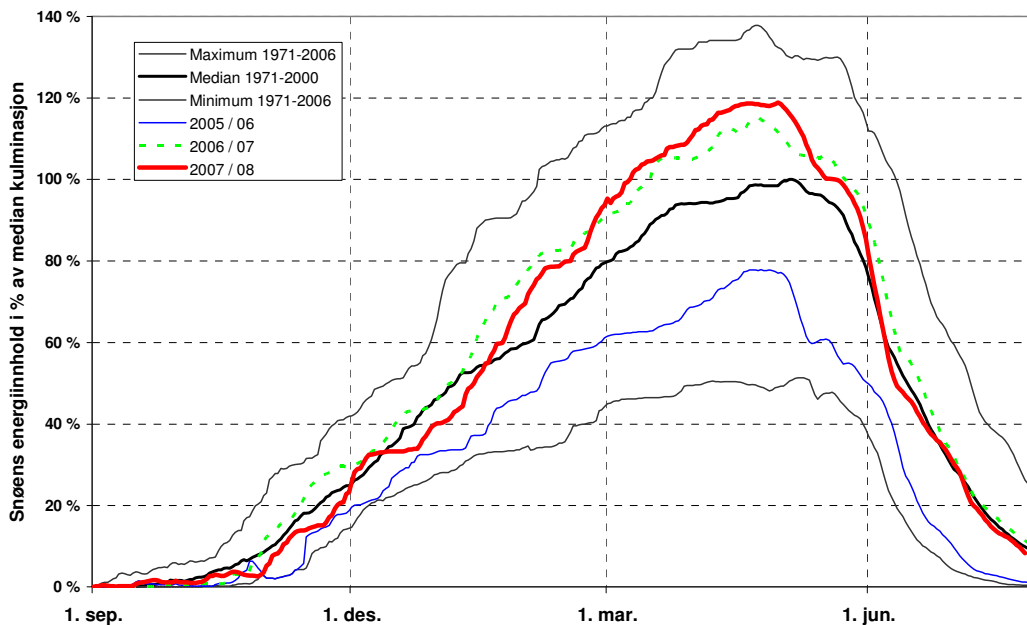
Snøsituasjonen ved utgangen av andre kvartal 2008 er illustrert i figur 1.1.6. Kartet viser at det ved utgangen av juni var normale eller noe over normale snømengder i høyfjellet i Sør-Norge. I fjellet i Midt-Norge og Nordland var det stort sett snøfritt eller mindre snø enn normalt, mens det i enkelte fjellpartier i Troms og Finnmark var mer snø enn normalt.

Utviklingen av snømagasinet gjennom vinteren er vist i figur 1.1.7. Årets snømagasin var størst i overgangen april/mai med omkring 120 prosent av normalt, mens det de to foregående årene kulminerte med henholdsvis ca 115 og 75 prosent av normalt. Ved utgangen av juni var snøforholdene tilnærmet normale for landet sett under ett.

Figur 1.1.6 Snømengde pr. 30. juni 2008 rangert mot samme dag siden 1971. Kilde NVE og met.no.



Figur 1.1.7 Utviklingen av snømagasinet vintrene 2005/06, 2006/07 og 2007/08 i prosent av median kulminasjon for perioden 1971 -2000. Kilde NVE og met.no.

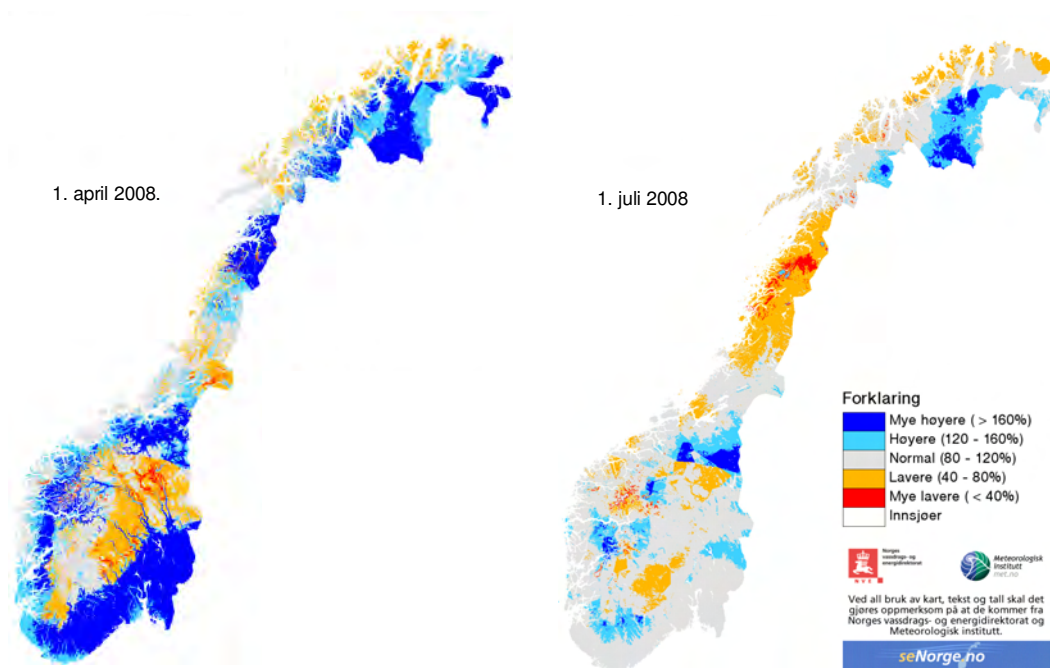


## 1.1.6 Grunn- og markvann

En mild vinter bidro til at grunnvannstanden mange steder var høyere enn normalt ved inngangen til andre kvartal 2008. I fjellet i Sør-Norge og nord på Østlandet, hvor det lå mye snø, var imidlertid grunnvannstanden omkring eller lavere enn normalt. I Sør- og Midt-Norge var det ved utgangen av andre kvartal 2008 overveiende normale grunnvannsforhold. Mindre nedbør enn normalt har normalisert situasjonen i områdene som hadde høy grunnvannstand i starten av kvartalet, mens smelting av store snømengder har bidratt til å gjenopprette normale forhold i områdene hvor det var lavere grunnvannstand enn normalt. I Nord-Norge er grunnvannstanden ved utgangen av andre kvartal lavere enn normalt i Nordland og omkring eller noe over normalt i Troms og Finnmark. Situasjonen i Nordland skyldes både lite snø i vinter og at det var tørt i starten av andre kvartal. Forholdene er illustrert i figur 1.1.7.

Hovedinntrykket er at en mindre andel av snømagasinet enn normalt har gått til påfyll av mark- og grunnvannsmagasinerne.

Figur 1.1.8 Grunnvannstand 1. april (venstre) og 1. juli (høyre) i prosent av normalt for perioden 1961 -1990. Kilde NVE og met.no.





### 1.1.7 Tilsiget våren/sommeren 2008

I forrige kvartalsrapport ble det presentert en analyse av forventet tilsig i løpet av smelteperioden, fra uke 14 til og med uke 30. Det vil si hele andre kvartal og fire uker av tredje kvartal.

Prognosen var basert på sum snømagasin til de norske vannkraftmagasinene og historiske data for nyttbart tilsig. Snømagasinet ble beregnet ut fra NVEs landsdekkende snøkart. Denne analysen ga et forventet tilsig, forutsatt normale nedbørforhold i smeltesesongen, på 73 TWh eller 6 TWh mer enn normalt.

Det ble også presentert en prognose hvor det ble tatt hensyn til andre hydrologiske variabler som grunn- og markvann. Grunnlaget for denne analysen er blant annet et nettverk av utvalgte vannbalansmodeller (HBV-modeller) som NVE benytter til å lage ukentlige prognoser for energitilsig. Analysen ga et forventet tilsig på 77 TWh. Begge analysene har et slingringsmonn på ca.  $\pm 10$  TWh, avhengig av blant annet værutviklingen i perioden.

Nedbørenergien i uke 14 til 30 er beregnet til 24 TWh. Det er ca 4 TWh mindre enn normalt. Det nyttbare tilsiget i perioden var nesten 74 TWh eller omkring 7 TWh mer enn normalt. Når vi tar hensyn til nedbørsunderskuddet, ga prognosen basert på HBV-modellene et godt resultat.

Prognosen basert på snøkartet traff også godt på tross av at det kom mindre nedbør enn normalt i løpet av perioden. I denne beregningen er det ikke tatt hensyn til grunn- og markvannsforholdene. Ved starten av perioden var det mange steder både fuktigere i bakken og høyere grunnvannstand enn normalt. Nedbørsunderskuddet i perioden balanseres dermed av at det var et "overskudd" av grunn- og markvann ved starten av perioden.

## 1.2 Magasinutviklingen

### 1.2.1 Norske vannmagasiner

#### Mye snø ga magasinfylling over normalt

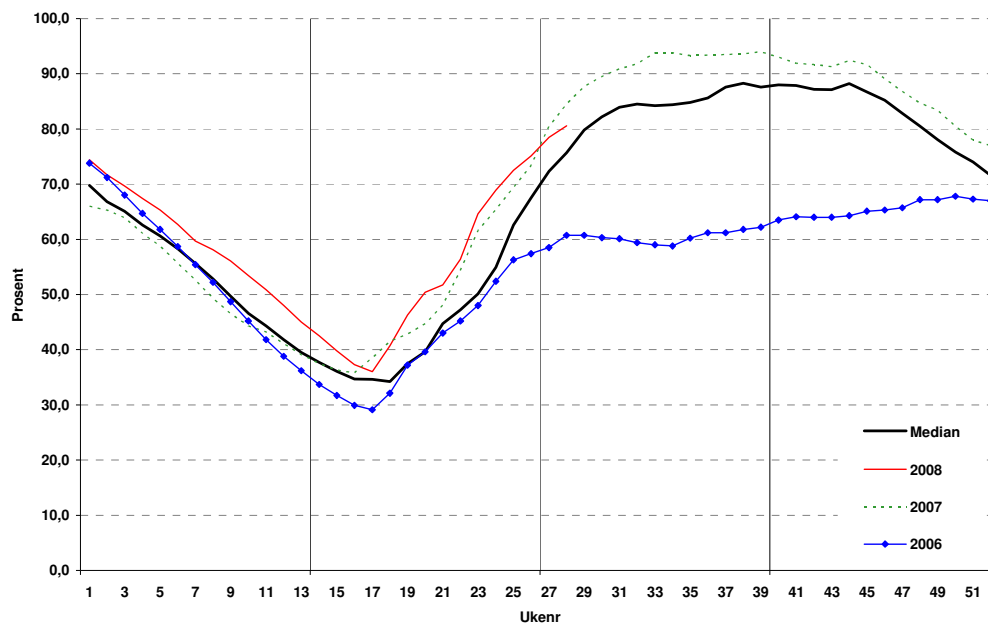
Ved inngangen til andre kvartal 2008 var fyllingsgraden 45,0 prosent. Det var 5,5 prosentpoeng over det normale<sup>1</sup> for

årstiden og 5,9 prosentpoeng over fjorårets nivå. Årets laveste fyllingsgrad inntraff i slutten av april (utgangen av uke 17) med 36,0 prosent. Mye snø i fjellet førte til høye tilsig i mesteparten av 2. kvartal og stor økning i magasinfyllingen til tross for høy produksjon. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 75,1 prosent, eller 7,6 prosentpoeng over det normale for årstiden. Det

Magasinfylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 2. kvartal (prosent)			Magasin-kapasitet TWh
	2008	2007	Median	
Norge	75,1	73,4	67,5	84,3
Sverige	72,1	69,7	72,0	33,8
Finland	77,8	71,4	74,4	5,5

tilsvarer en energimengde på 6,4 TWh. Fyllingen ved utgangen av andre kvartal var 1,7 prosentpoeng, tilsvarende en energimengde på 1,4 TWh, høyere enn til samme tid i fjor.

Figur 1.2.1 Fyllingsgrad for norske magasiner (100 prosent = 84,3 TWh) i 2006, 2007 og 2008, prosent. Kilde: NVE

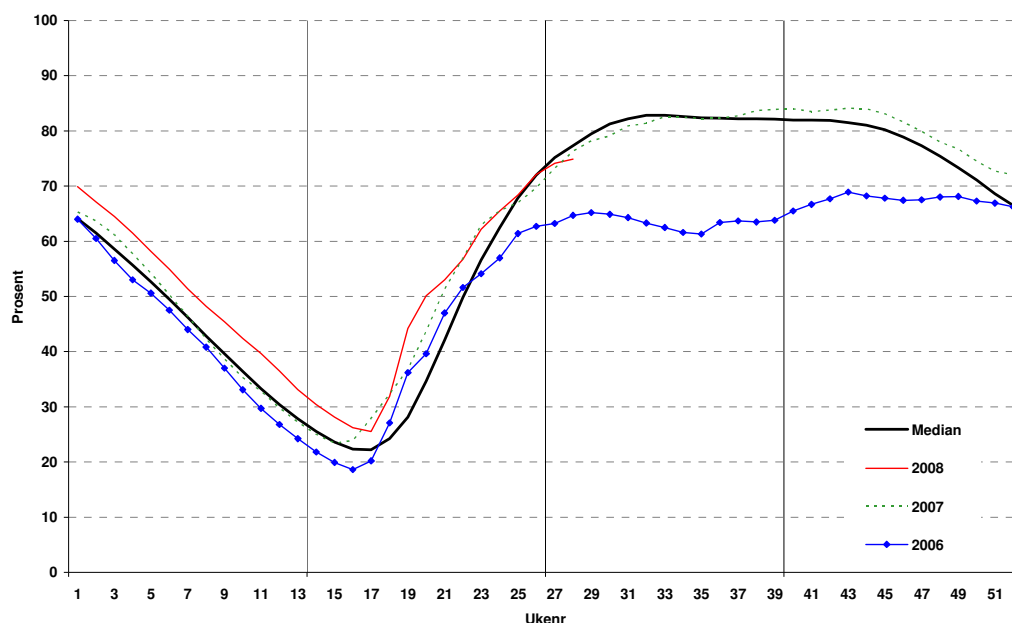


<sup>1</sup> Median for perioden 1990-2007

## 1.2.2 Magasinutviklingen i Sverige og Finland

Ved inngangen til andre kvartal 2008 var fyllingsgraden for svenske magasiner 33,1 prosent. Det var 5,3 prosentpoeng over medianverdien<sup>2</sup> til samme tid. Ved utgangen av kvartalet var magasinutfyllingen 72,1 prosent, eller omtrent som normalt. Fyllingen ved utgangen av andre kvartal 2008 var 2,4 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2007. Det tilsvarer en energimengde på 0,8 TWh.

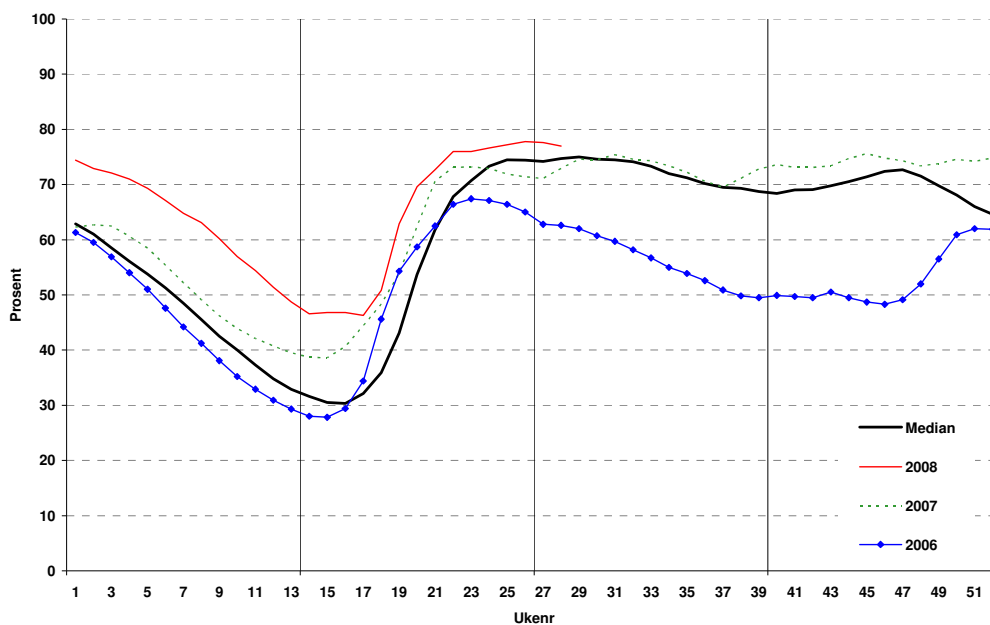
Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske magasiner (100 prosent = 33,8 TWh) i 2006, 2007 og 2008, prosent.  
Kilde: Svensk Energi



Ved inngangen til andre kvartal 2008 var fyllingsgraden for finske magasiner 48,7 prosent. Det var 15,8 prosentpoeng over medianverdien til samme tid for perioden 1978 til 2001. Ved utgangen av kvartalet var magasinutfyllingen 77,8 prosent. Det er 3,4 prosentpoeng over medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av andre kvartal 2008 var 6,4 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2007. Det tilsvarer en energimengde på 0,4 TWh.

<sup>2</sup> Middelerverdier for perioden 1950-2004.

Figur 1.2.3 Fyllingsgrad for finske magasiner (100 prosent = 5,5 TWh) i 2006, 2007 og 2008, prosent.  
Kilde: Nord Pool Spot



I sum er det dermed lagret 1,2 TWh mer energi i svenske og finske magasiner ved utgangen av andre kvartal i år enn for ett år siden. Den lagrede vannmengden i Norden var ved utgangen av andre kvartal i år 92,0 TWh, eller 2,6 TWh mer enn til samme tid i 2007 og 6,6 TWh over normalt. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske vannmagasiner er 123,6 TWh.

## 1.3 Produksjon

I andre kvartal 2008 ble det produsert 92,3 TWh elektrisk energi i Norden. Det er 2,1 TWh mer enn i tilsvarende periode i 2007, og det er den høyeste kraftproduksjonen noen gang i Norden i dette kvartalet. Økningen skyldes høy vannkraftproduksjon i

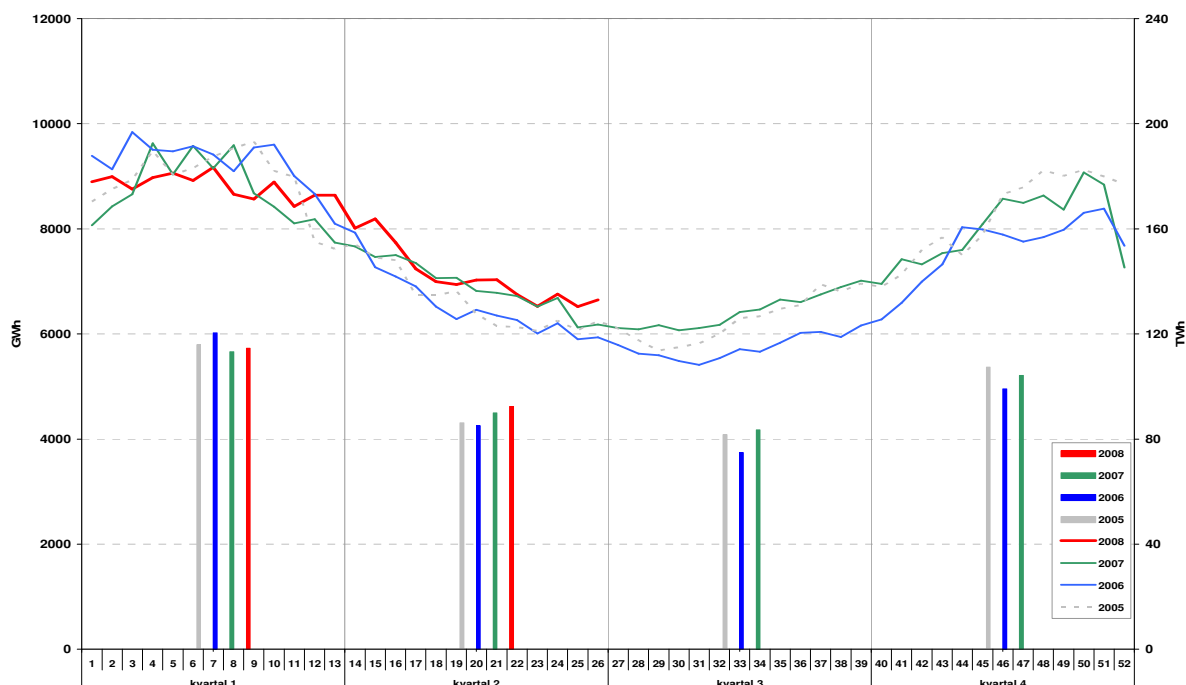
Norden. Den høye vannkraftproduksjonen har sammenheng med høyt tilsig til de nordiske vannmagasinene. Det ble produsert 4,2 TWh mer vannkraft i andre kvartal i år enn i fjor. Både kjernekraft- og øvrig kraftproduksjon falt i andre kvartal i år sammenlignet med andre kvartal i fjor.

I Norge ble det produsert 1,9 TWh mer elektrisk kraft i andre kvartal i år enn i samme periode i fjor. I Sverige økte produksjonen noe, mens den falt litt i Finland og Danmark.

Den samlede nordiske kraftproduksjonen var 396,7 TWh de siste 52 ukene. Det er 18,1 TWh mer i forhold til forrige 52-ukersperiode. Denne økningen skyldes først og fremst en betydelig økning i vannkraftproduksjonen i Norge. I tillegg økte vannkraftproduksjonen i Finland og kjernekraft- og øvrig kraftproduksjon i Sverige.

TWh	2. kv. 2008	Endring fra 2. kv. 2007	Siste 52 uker	Endring fra forrige 52 ukers periode
<b>Norge</b>	32,5	6,2 %	142,8	17,5 %
<b>Sverige</b>	36,2	1,0 %	144,3	2,6 %
<b>Finland</b>	16,6	-1,0 %	74,4	-3,7 %
<b>Danmark</b>	7,0	-0,4 %	35,1	-10,3 %
<b>Norden</b>	92,3	2,3 %	396,7	4,8 %

Figur 1.3.1 Samlet nordisk kraftproduksjon, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



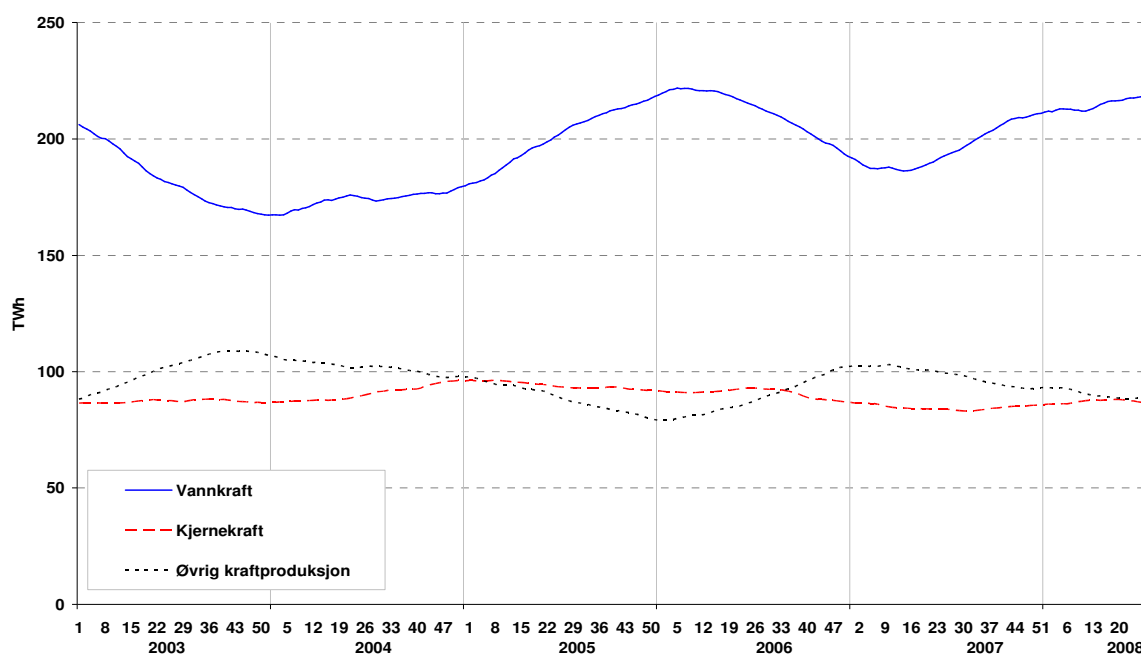
Av den samlede produksjonen i Norden i andre kvartal sto vannkraft for 58,5 prosent, eller 54,0 TWh. Det er 9,9 TWh lavere enn i første kvartal. Kraftproduksjonen i Norden følger i stor grad

forbruket og dermed årstid og temperatur. Kraftproduksjonen faller derfor når våren og sommeren kommer.

Produksjonen i nordiske kjernekraftverk var 20,5 TWh i andre kvartal. Det er 4,3 TWh mindre enn i første kvartal. Ved kjernekraftverkene foretas det årlige revisjoner, og disse legges normalt til sommerhalvåret. Ved inngangen til andre kvartal i år var kjernekraftproduksjonen opp mot 2,0 TWh per uke, mens den i uke 23 var nede i 1,1 TWh. Øvrig nordisk kraftproduksjon var 17,9 TWh i andre kvartal. Det er 8,0 TWh lavere enn i første kvartal. Høy vannkraftproduksjon og lavere forbruk utover våren gjorde at inntjeningsmulighetene for konvensjonelle varmekraftverk ble redusert fra første kvartal.

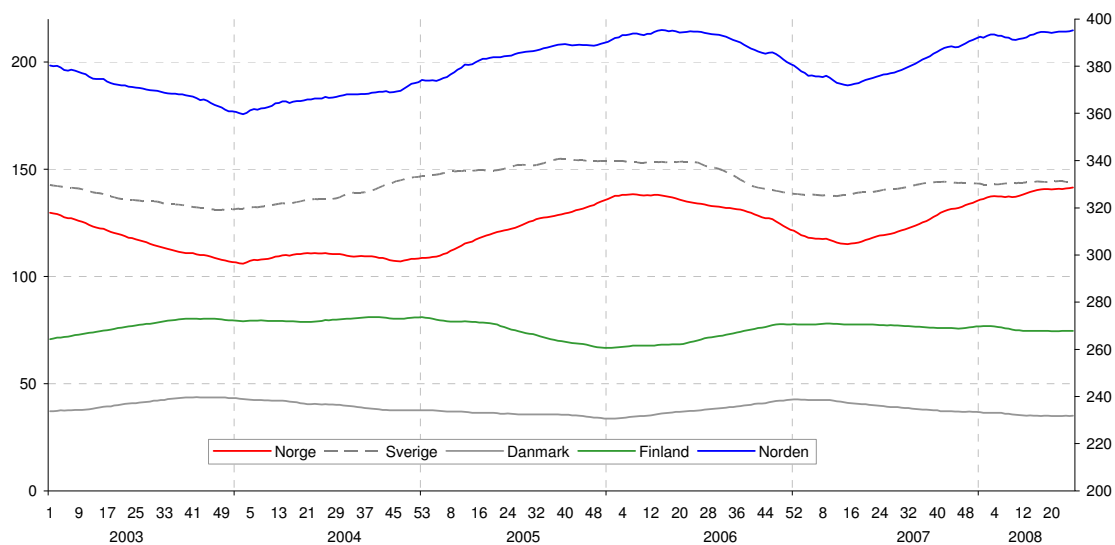
Figur 1.3.2 viser nordisk kraftproduksjon i sum for de siste 52 ukene fordelt på teknologier. Ved utgangen av andre kvartal sto vannkraft for 55,5 prosent av den samlede nordiske produksjonen de siste 52 uker. Det ble produsert 219,0 TWh vannkraft i Norden i denne perioden. Det er 24,4 TWh, eller 12,5 prosent, mer enn i forrige 52-ukersperiode. Kjernekraftproduksjonen økte fra 83,5 TWh til 87,0 TWh de siste 52 ukene sammenlignet med forrige periode. Øvrig kraftproduksjon falt derimot med 10,2 TWh, eller 10,3 prosent, til 88,6 TWh.

**Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2003 – 2008, sum for de siste 52 ukene, TWh. Kilde: Nord Pool Spot**



Figur 1.3.3 viser kraftproduksjonen i sum for de siste 52 ukene fordelt på land. Kraftproduksjonen i Norge og Sverige svinger gjerne i takt med vannkraftproduksjonen. Mens vannkraftproduksjonen økte betydelig i Norge det siste året, var den relativt uendret i Sverige. Svensk kjernekraftproduksjon økte derimot noe. I Danmark og Finland dominerer termisk kraftproduksjon, og den har falt det siste året.

Figur 1.3.3 Nordisk kraftproduksjon fordelt på land, 2003 – 2008, sum for de siste 52 ukene, de nordiske landene (venstre akse) og samlet for Norden (høyre akse). TWh. Kilde: Nord Pool Spot

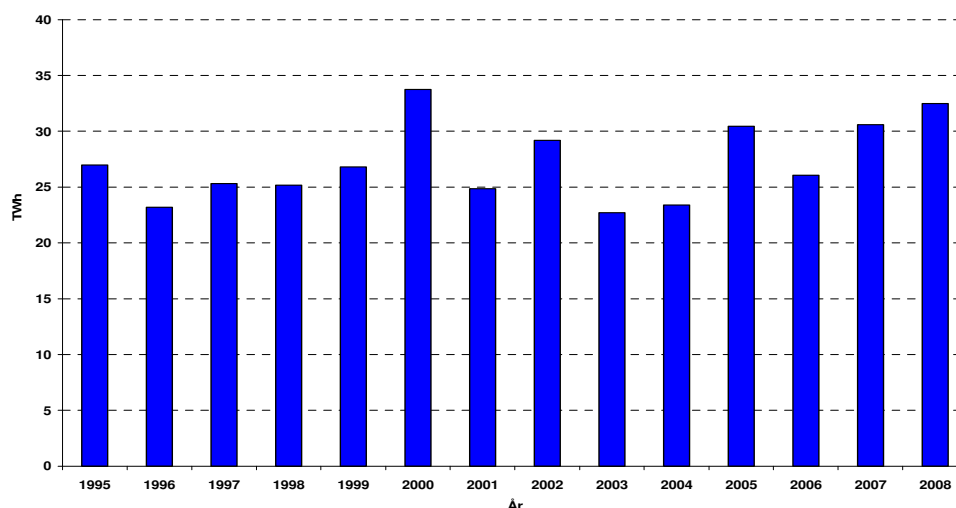


### 1.3.1 Norge

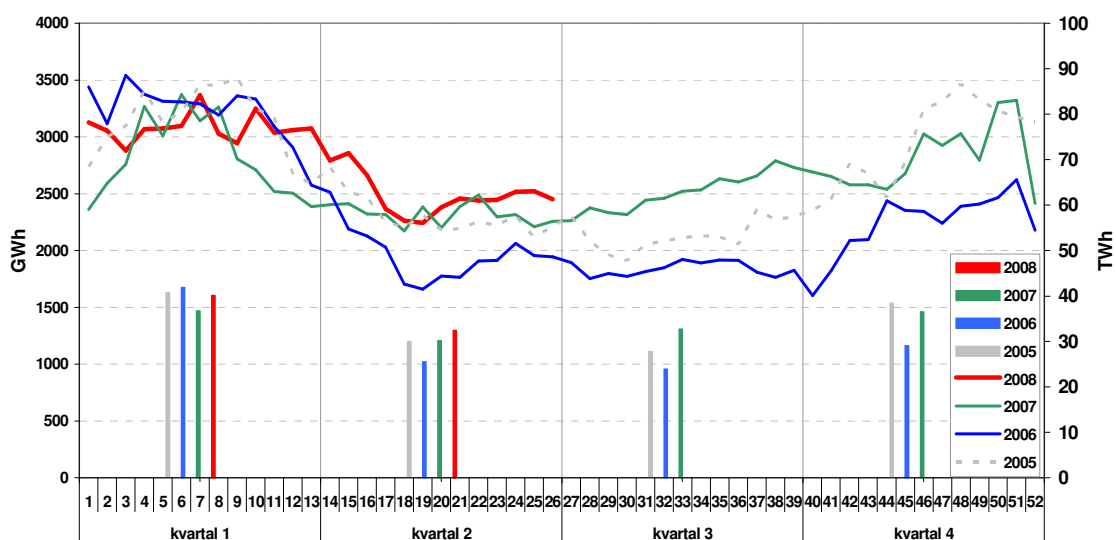
#### Sterk økning i produksjonen

Elektrisitetsproduksjonen i Norge var 32,5 TWh i andre kvartal 2008. Det er den nest høyeste produksjonen i dette kvartalet noensinne. Bare i 2000 var produksjonen høyere med 33,7 TWh. I forhold til produksjonen i andre kvartal 2007 på 30,6 TWh er det en økning på 6,2 prosent. Den høye produksjonen henger sammen med mye tilsig og høy magasinfylling.

Figur 1.3.4 Kraftproduksjon i Norge, andre kvartal, 1995-2008. TWh. Kilde: NVE



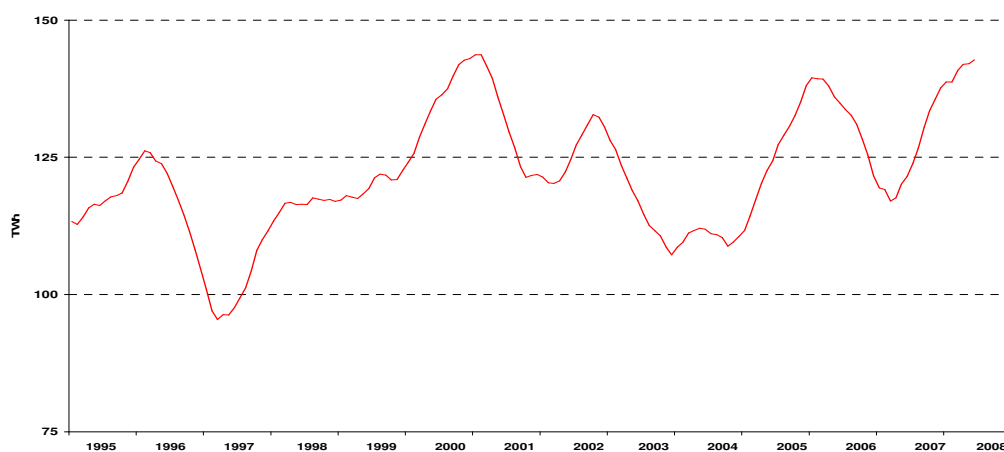
Figur 1.3.5 Norsk produksjon, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



I første halvår 2008 var produksjonen 72,6 TWh. Det er 5,1 TWh mer enn i samme periode i 2007, dvs. en økning på 7,5 prosent.

De siste 12 månedene er det produsert 142,8 TWh elektrisk kraft i Norge mot 121,5 TWh i tilsvarende periode året før. Det er en økning på 17,5 prosent. Produksjonen de siste 12 månedene er dermed ca 14 TWh høyere enn midlere årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vann-, varme- og vindkraft) som er beregnet til 128,5 TWh. Det var først og fremst mye tilsig og høy magasinifylling som førte til den høye kraftproduksjonen de siste 12 månedene.

Figur 1.3.6 Kraftproduksjon i Norge, sum for de siste 12-måneder, 1995-2008. TWh. Kilde: NVE



Den norske kraftproduksjonen varierer med tilsiget. Tørrvårsperiodene i 1996/97 og 2002/03 resulterte i lav produksjon, mens våtårene 2000, 2005 og 2007 ga høy produksjon. Tilsigssvikten høsten 2002 var så kraftig at den fikk følger for produksjonen helt frem til utgangen av 2004. På samme måte førte lite snø vinteren 2005/2006 og den tørre sommeren og



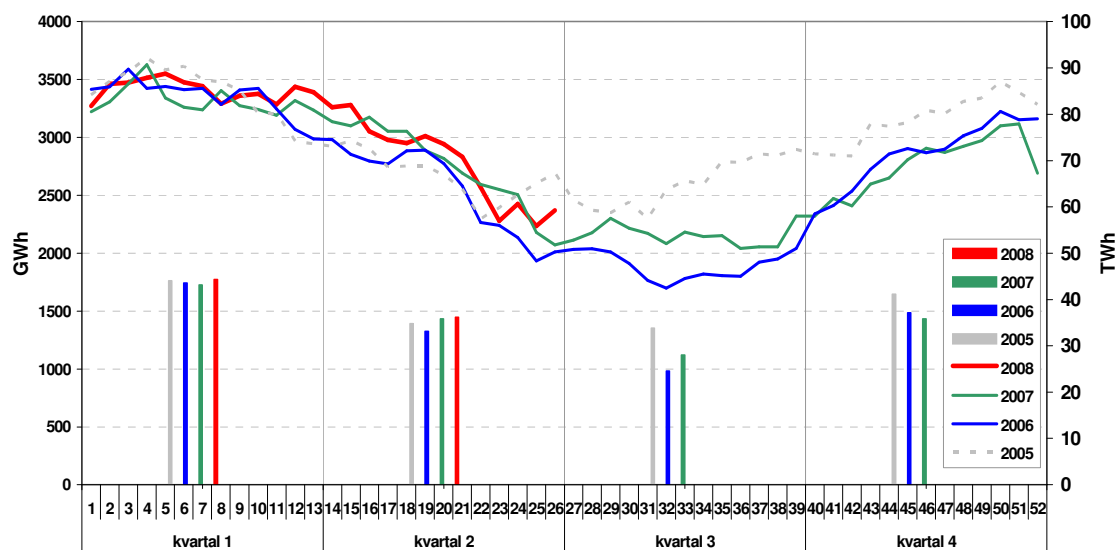
høsten 2006, til lav produksjon. Det høye tilsiget de siste 12 månedene ga igjen sterk økning i produksjonen.

### 1.3.2 Kraftproduksjonen i de andre nordiske landene

I andre kvartal 2008 ble det produsert 36,2 TWh elektrisk energi i Sverige. Det er en økning på 0,4 TWh i forhold til samme kvartal i fjor, og det er den høyeste kraftproduksjonen i dette kvartalet siden 1998. Selv om kjernekraftproduksjonen har vært høy det siste året, falt den med 0,8 TWh fra andre kvartal i fjor til andre kvartal i år. Vannkraftproduksjonen økte med 1,0 TWh. Annen produksjon økte med 0,2 TWh.

Den samlede svenske kraftproduksjonen de siste 52 ukene har vært 144,3 TWh. Sammenlignet med foregående 52-ukersperiode er det en økning på 3,7 TWh. Det er først og fremst kjernekraftproduksjonen som har økt. Det skyldes hovedsakelig at kjernekraftproduksjonen var lav siste halvdel av 2006 etter at flere kraftverk var ute av drift på grunn av inspeksjon og reparasjon. Det har blitt produsert tilnærmet like mye kjernekraft som vannkraft de siste 52 ukene. Hver av disse teknologiene utgjorde om lag 45 prosent av den svenske kraftproduksjonen.

Figur 1.3.7 Svensk produksjon, 2005 – 2008, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot

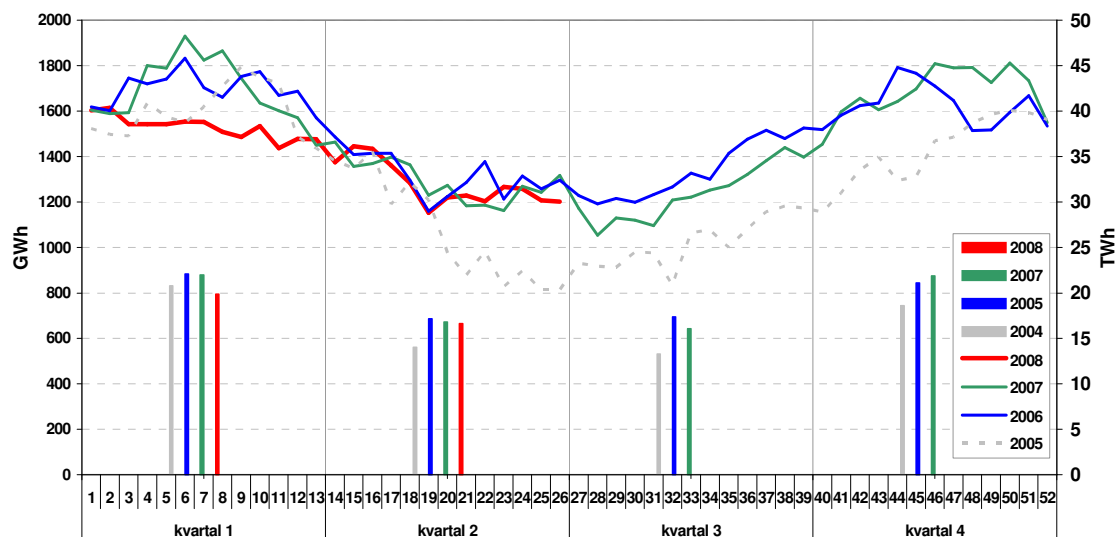


I Finland var kraftproduksjonen i andre kvartal i år 16,6 TWh. Det er 0,2 TWh mindre enn i samme periode i fjor. Nedgangen skyldes mindre produksjon fra øvrige varmekraftverk. Denne produksjonen falt med 1,1 TWh sammenlignet med andre kvartal i fjor til 7,0 TWh i år. Vannkraftproduksjonen økte med 1,0 TWh til 4,4 TWh, mens kjernekraftproduksjonen var stabil på 5,2 TWh.

Kraftproduksjonen de siste 52 ukene har vært 74,4 TWh. Det er en nedgang på 3,7 prosent fra foregående 52-ukersperiode. Nedgangen skyldes lavere termisk kraftproduksjon. Vannkraftproduksjonen økte fra 11,3 til 14,7 TWh. Kjernekraftproduksjonen var som vanlig

stabil. Kategorien øvrig kraftproduksjon falt med 6,5 TWh til 37,5 TWh, men den utgjorde likevel halvparten av Finlands samlede produksjon de siste 52 ukene.

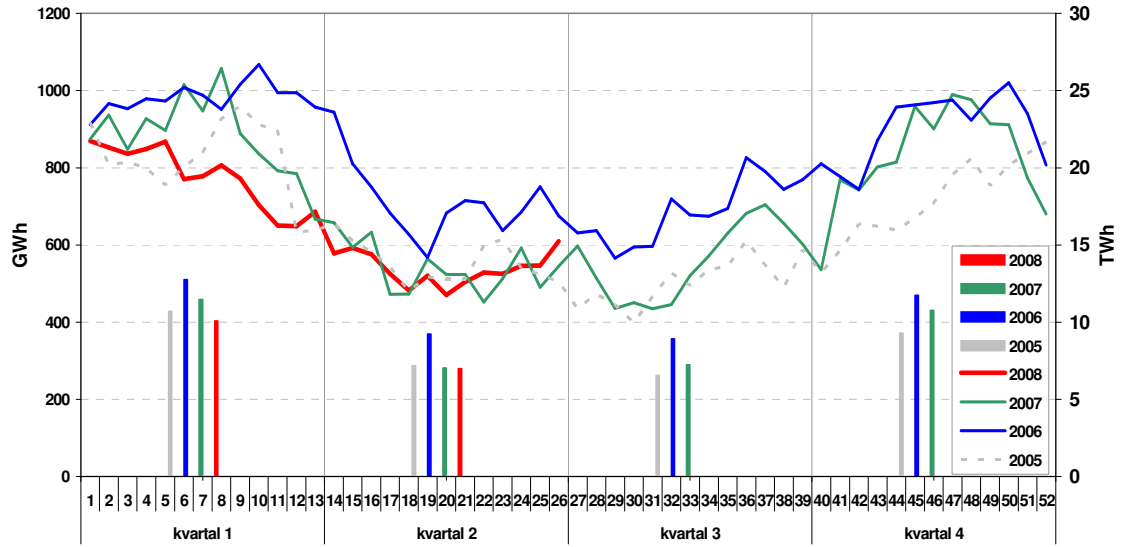
Figur 1.3.8 Finsk produksjon, 2005 – 2008, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Den danske kraftproduksjonen var 7,0 TWh i andre kvartal i år. Dette er en liten nedgang fra andre kvartal i 2007, og det er den laveste produksjonen i dette kvartalet siden Danmark ble en del av det nordiske kraftmarkedet ved årtusenskiftet. Vindkraftproduksjonen i Danmark i andre kvartal i år falt med 0,2 TWh til 1,1 TWh fra andre kvartal i fjor. Høye brenselpriser har ført til lav termisk kraftproduksjon. Den høye vannkraftproduksjonen i Norden har bidratt til høy import av billigere kraft fra Norge og Sverige.

De siste 52 ukene ble det produsert 35,1 TWh elektrisk energi i Danmark. Det er 4,1 TWh mindre enn i foregående 52-ukersperiode. Nedgangen var størst på Sjælland. Her var reduksjonen 3,1 TWh, mens det ble produsert 1,0 TWh mindre på Jylland de siste 52 ukene. 65,3 prosent av produksjonen fant dermed sted på Jylland, mens resten ble produsert på Sjælland. Den danske vindkraftproduksjonen var 6,3 TWh de siste 52 uker mot 7,2 TWh i forrige 52-ukers periode.

Figur 1.3.9 Dansk produksjon, 2005 – 2008, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



## 1.4 Forbruk

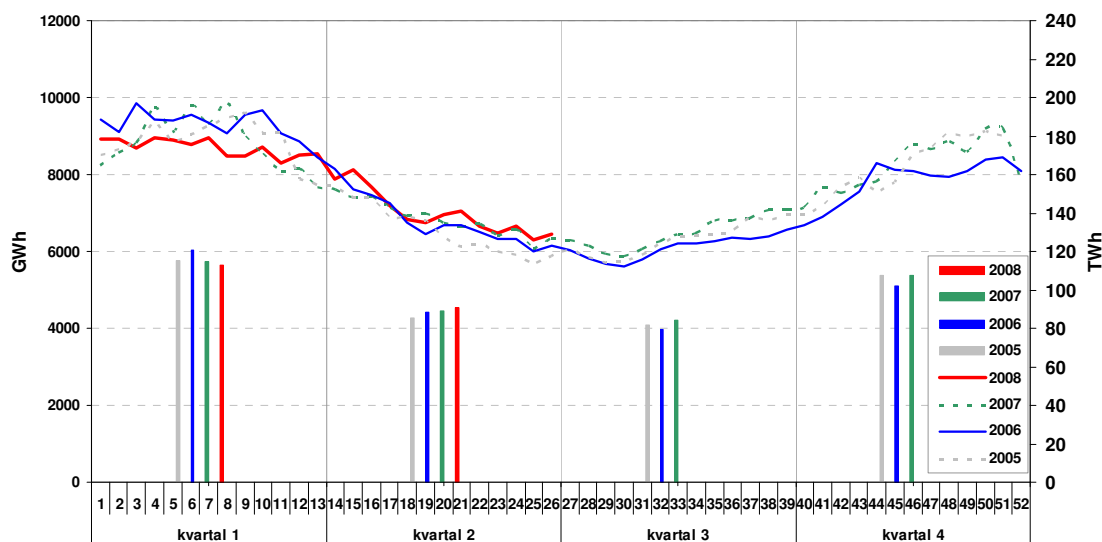
Det nordiske kraftforbruket var 90,9 TWh i andre kvartal 2008. Det er 1,5 TWh mer enn i samme periode i fjor. Økningen var sterkest i Norge. Det var bare i Finland forbruket sank. Med unntak av Danmark, går en betydelig andel av elektrisitetsforbruket i Norden til

oppvarming. Kraftforbruket svinger derfor ofte med temperaturen. For eksempel var forbruket i første kvartal 22,3 TWh høyere enn i andre kvartal. Med unntak av Stockholm, var gjennomsnittstemperaturen i de nordiske hovedstedene i andre kvartal 2008 litt lavere enn i tilsvarende periode i 2007.

Kraftprisen påvirker kraftforbruket i Norden i varierende grad. Med unntak av forbrukere i Sør-Norge, har forbrukere i hele Norden med kontrakter knyttet opp mot spotprisen betalt mer per kWh i andre kvartal i år enn i fjor. I de fleste elspotområdene har prisøkningen vært omkring 100 prosent. Til tross for den store prisøkningen har altså forbruket økt. Empiriske studier viser at forbrukstilpasninger skjer med en viss treghet, slik at det tar tid før prisendringer gir seg utslag i endret forbruk.

TWh	2. kv. 2008	Endring fra 2. kv. 2007	Siste 52 uker	Endring fra foregående 52 uker
Norge	29,4	3,3 %	129,2	6,5 %
Sverige	33,0	2,2 %	143,8	1,7 %
Finland	20,0	-1,6 %	87,6	-1,0 %
Danmark	8,5	1,8 %	35,8	0,8 %
Norden	90,9	1,6 %	396,4	2,5 %

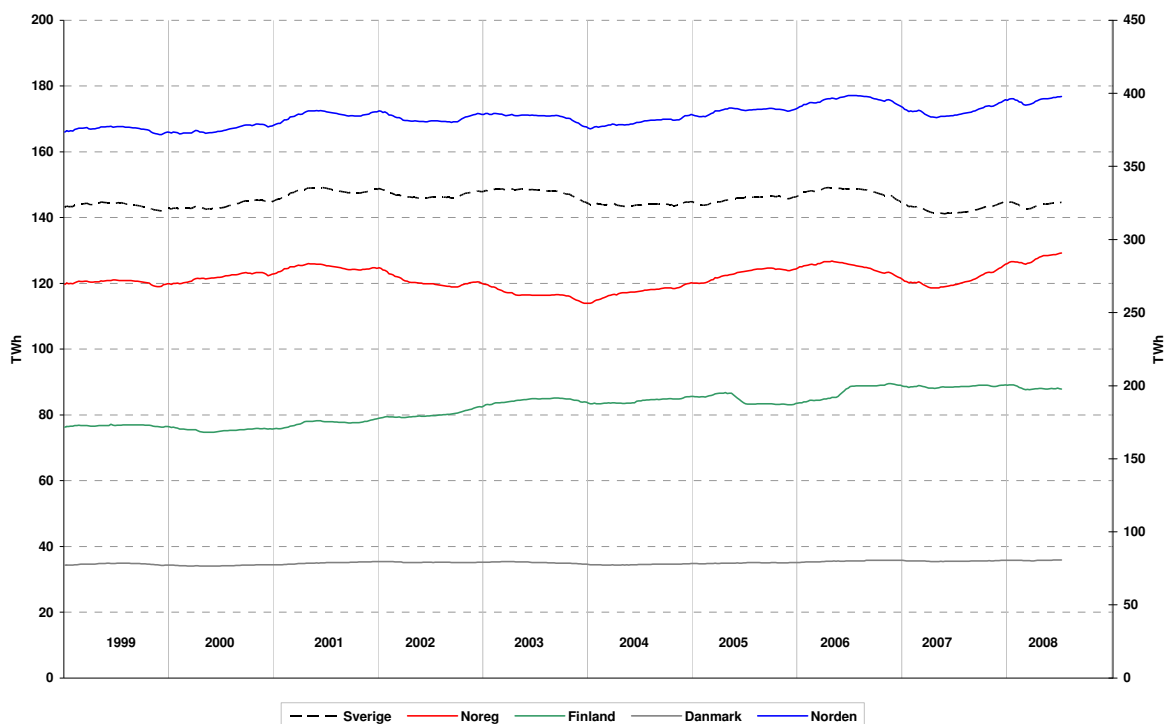
Figur 1.4.1 Samlet nordisk kraftforbruk, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Figur 1.4.2 viser det nordiske kraftforbruket i sum for de siste 52 ukene fordelt på land. Ved utgangen av kvartalet var det nordiske kraftforbruket 396,4 TWh de siste 52 ukene. Det er 9,6 TWh, eller 2,5 prosent, høyere enn i foregående 52-ukersperiode. Det var noe kaldere i store deler av Norden i den siste 52-ukersperioden enn i den foregående.

Det var noe lavere priser i Norge, Sverige og Finland de siste 52 ukene i forhold til foregående 52-ukersperiode. I Danmark var prisen derimot høyere.

Figur 1.4.2 Nordisk kraftforbruk fordelt på land, 1999 – 2008, sum for de siste 52 ukene, de nordiske landene (venstre akse) og samlet for Norden (høyre akse), TWh. Kilde: Nord Pool Spot

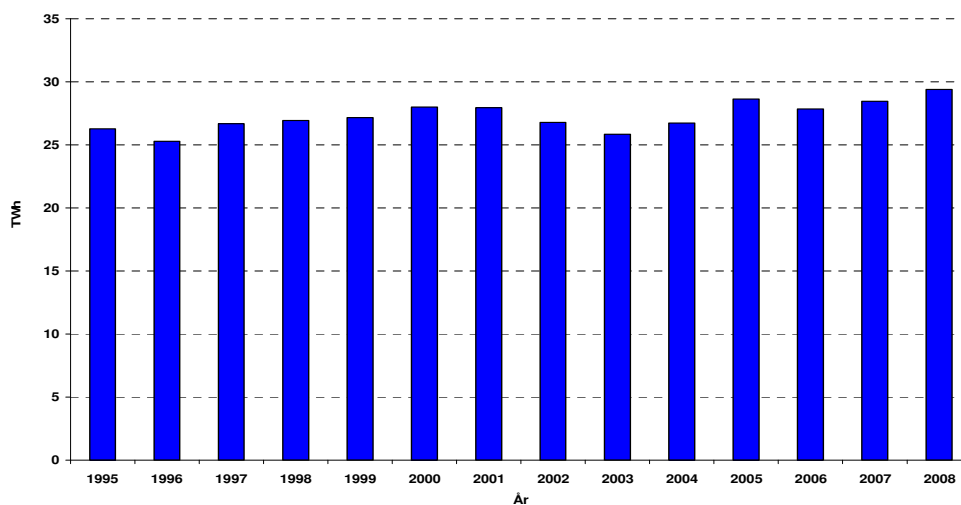


## 1.4.1 Norge

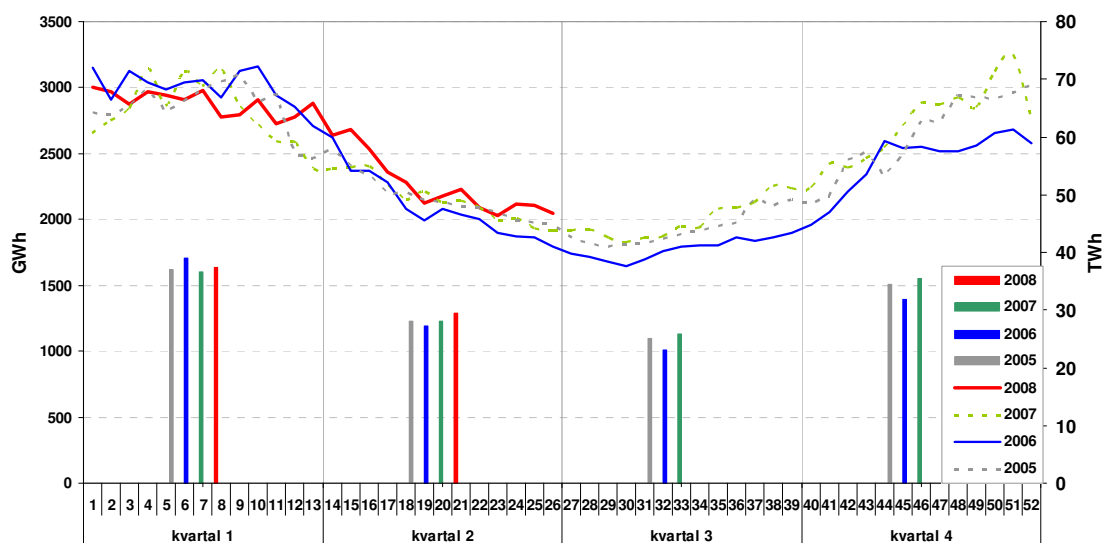
### Rekordhøyt forbruk

Det innenlandske elektrisitetsforbruket var i andre kvartal 29,4 TWh mot 28,5 TWh i samme kvartal i 2008. Det er en økning på 3,3 prosent. Forbruket i andre kvartal er det høyeste noensinne. Den forrige rekorden var fra 2005 med 28,6 TWh.

Figur 1.4.3 Innenlandsk forbruk av elektrisk kraft i andre kvartal for perioden 1995-2008, TWh. Kilde: NVE



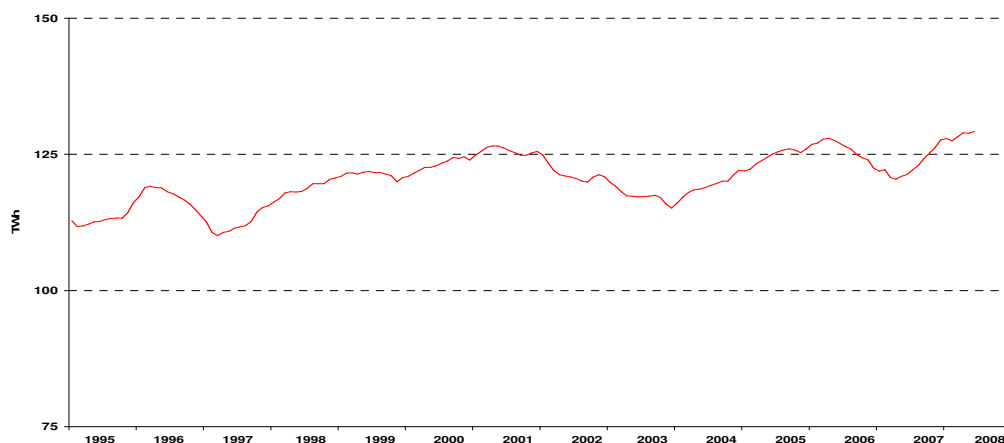
Figur 1.4.4 Norsk forbruk, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



I første halvår 2008 var elektrisitetsforbruket 67,0 TWh. Det er 1,5 TWh høyere enn i samme periode i 2007, dvs. en økning på 2,3 prosent.

De siste 12 månedene har elektrisitetsforbruket vært 129,2 TWh som er det høyeste 12-månedersforbruket noen gang. Det er en økning på 7,9 TWh eller 6,5 prosent i forhold til samme periode ett år tidligere. Forbruket de siste 12 månedene er litt høyere enn midlere årsproduksjon.

Figur 1.4.5 Innenlandsk elektrisitetsforbruk, sum for de siste 12-måneder, 1995-2008. TWh. Kilde: NVE

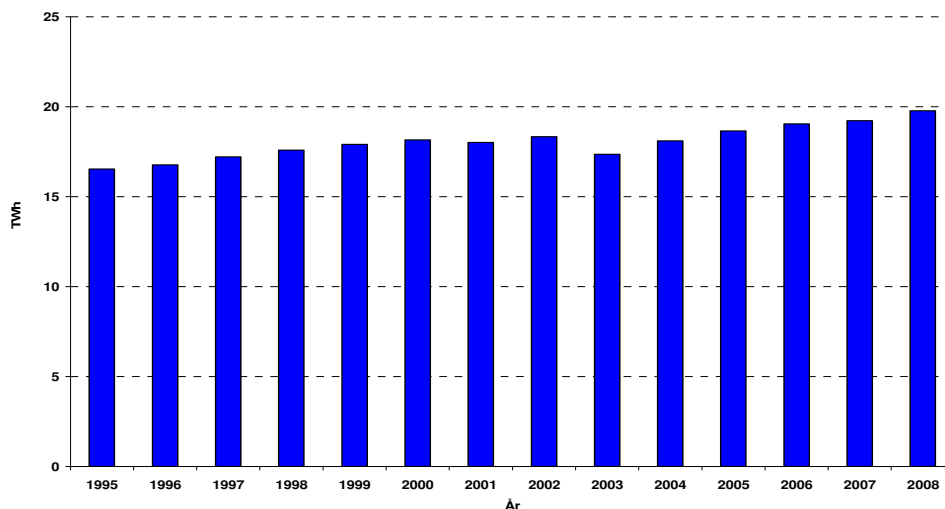


Forbruket falt fra april 2006 til mai 2007, men har steget kraftig siden. Hovedårsakene til det høye forbruket er at siste 12-månedersperiode har vært mye kaldere enn samme periode året før og at kraftprisene i siste halvår 2007 var betydelig lavere enn i siste halvår 2006.

Forbruket i alminnelig forsyning var 19,0 TWh i andre kvartal i år mot 18,3 TWh i tilsvarende kvartal i 2007. Det er en økning på 3,3 prosent. I første halvår 2008 var det en økning på 2,0 prosent og for siste 12-månedersperiode en økning på 6,4 prosent.

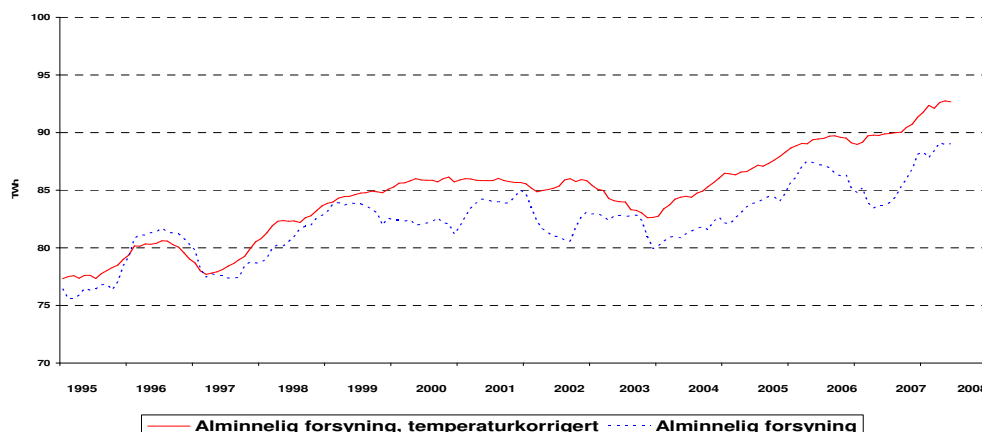
Andre kvartal i år var litt kaldere enn samme kvartal i fjor, men betydelig varmere enn normalt. Korrigert til normale temperaturforhold ble det alminnelige forbruket 19,8 TWh i andre kvartal 2008 mot 19,2 TWh i tilsvarende kvartal i 2007. Det er en økning på 2,9 prosent. I første halvår 2008 var det en økning på 2,8 prosent og for siste 12-månedersperiode en økning på 3,1 prosent.

Figur 1.4.6 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, andre kvartal 1995-2008. TWh. Kilde: NVE



Figur 1.4.6 viser at det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning i andre kvartal stort sett økte jevnt i hele perioden 1995-2002. Deretter gikk forbruket ned i 2003, før det igjen fortsatte å stige. Det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning i andre kvartal 2008 er det høyeste som er blitt registrert i dette kvartalet, litt høyere enn i samme kvartal 2007.

Figur 1.4.7 Forbruk i alminnelig forsyning, med og uten temperaturkorrigering, sum for de siste 12-måned, 1995-2008. TWh. Kilde: NVE



Figur 1.4.7 viser at det temperaturkorrigerede forbruket i alminnelig forsyning de siste 12 måneder er i ferd med å ta seg opp etter en kort periode med nedgang fra september 2006.

NordPool oppgir temperaturkorrigerede forbrukstall for alminnelig forsyning fordelt på fire regioner i Norge. Tabell 1.4.1 viser at forbruket har utviklet seg svært ulikt rundt om i landet fra andre kvartal i fjor til andre kvartal i år. Veksten har vært størst i Midt-Norge. Oppstarten av Ormen Lange-anlegget har bidratt til det. Dersom vi legger til grunn at anlegget har hatt et kraftforbruk på 10 GWh ukentlig<sup>3</sup> i andre kvartal, har veksten i resterende forbruk vært 4,5 prosent.

**Tabell 1.4.1 Områdefordelt temperaturkorrigeret forbruk i alminnelig forsyning. Kilde: Nord Pool.**

<b>TWh</b>	<b>2. kv. 2008</b>	<b>Endring fra 2. kv. 2007</b>
Sørøst-Norge	11,5	5,5 %
Vest-Norge	3,0	-1,6 %
Midt-Norge	3,6	8,5 %
Nord-Norge	1,3	1,8 %

Det temperaturkorrigerede forbruket i Sørøst-Norge har økt med 5,5 prosent fra andre kvartal i fjor. I Nord-Norge har veksten vært 1,8 prosent, mens forbruket i Vest-Norge har falt med 1,6 prosent.

Sørøst- og Vest-Norge dekkes i stor grad av prisområdet NO1 (se kapittel 1.7). Til tross for at forbrukerne i disse områdene har møtt like kraftpriser, har forbruket utviklet seg ulikt. Det samme kan sies om Midt-Norge og Nord-Norge. Prisområdene NO2 og NO3 dekker sammen Midt- og Nord-Norge, og her har prisen og prisutviklingen vært relativt lik.

Ulik sektorsammensetning av forbruket mellom de ulike regionene kan bidra til å forklare forskjellene i vekstrater. For det første vil forbruksgruppene i ulik grad tilpasse forbruket til prisendringene. Ulike forbruksgrupper har varierende grad av fleksibilitet. Noen kan i større grad enn andre unngå deler av kraftforbruket dersom prisen øker, enten ved å bytte til andre energibærere eller ved å redusere energiforbruket. For det andre er det mange andre faktorer enn prisen som påvirker kraftforbruket. Ulike industrisektorer står overfor ulike markedsforhold, og industri og tjenesteyting vil kunne bestemme forbruket annerledes enn for eksempel husholdningssektoren.

Kraftforbruket i kraftintensiv industri var i sterk vekst fra sommeren 2003 og frem til høsten 2005. Økningen hadde sammenheng med produksjonsøkning for Hydro Aluminium på Sunndalsøra, gode markedsforhold for denne industrien og at denne sektoren i 2003 solgte kraft tilbake til markedet i stedet for å bruke kraften selv. Siden høsten 2005 har forbruket i denne sektoren avtatt på grunn av blant annet redusert aktivitet og nedleggelse for deler av industrien som følge av høye kraftpriser og lave produktpriser. Fra høsten 2007 er det igjen økning i denne sektorens kraftforbruk.

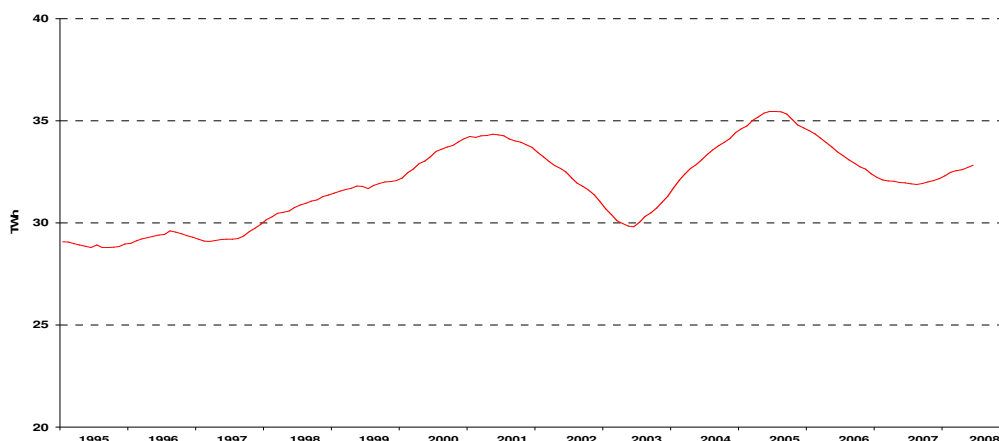
<sup>3</sup> Det er planlagt en gradvis oppkjøring av kraftforbruket ved Ormen Lange fram til 2010, jf. Kraftsystemutredning for Møre og Romsdal 2008. Det årlige forbruket antas da å komme opp i 1,2 TWh.



Forbruket i kraftintensiv industri var i andre kvartal 3,3 prosent høyere enn i samme periode i 2007. Forbruket i første halvår var 4,2 prosent høyere enn i samme periode ett år tidligere.

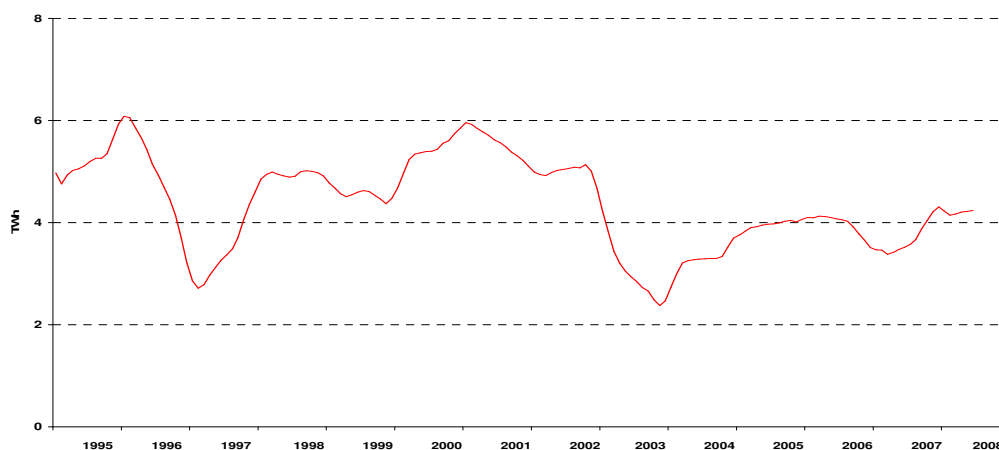
De siste 12 månedene har forbruket i kraftintensiv industri vært 32,8 TWh referert kraftstasjon. Det er en økning på 2,7 prosent fra året før, men likevel godt under forbruket i 2000/2001 og 2004/2005.

Figur 1.4.8 Forbruk i kraftintensiv industri, sum for de siste 12-måneder, 1995-2008. TWh. Kilde: NVE



Forbruket av kraft til elektrokjeler var i andre kvartal 7,9 prosent høyere enn i tilsvarende periode i 2007. I første halvår var det derimot en nedgang på 3,3 prosent. De siste 12 månedene har forbruket vært 4,2 TWh som er 20,6 prosent høyere enn i samme periode ett år tidligere. Årsforbruket (siste 12 måneder) er om lag 70 prosent av hva det var i 1995 og 2000. I begge disse årene nådde forbruket opp i ca 6 TWh.

Figur 1.4.9 Forbruk av kraft til elektrokjeler, sum for de siste 12 månedene, 1995-2008. TWh. Kilde: NVE



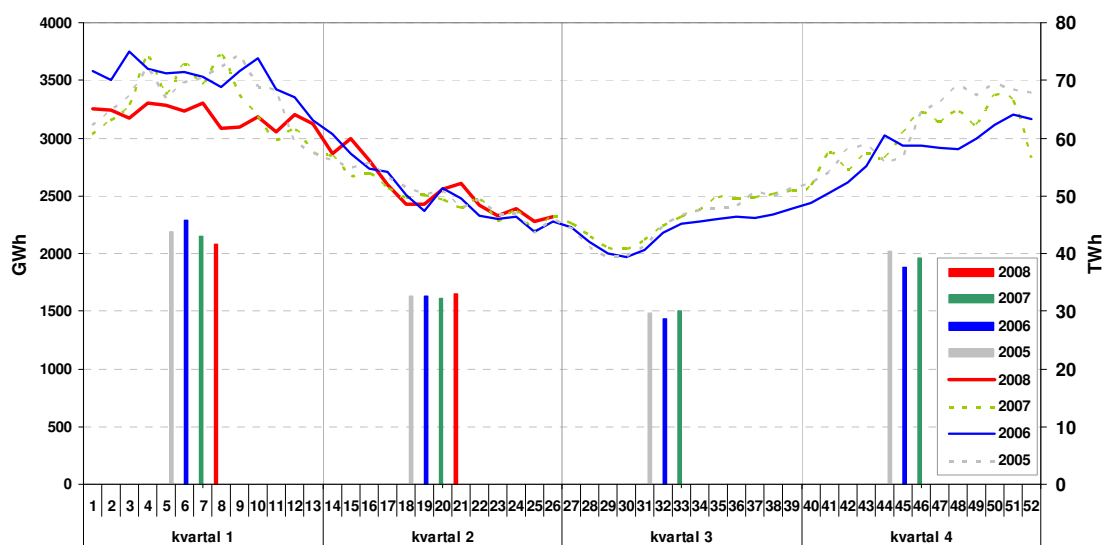
I perioden 1995-2008 har kraftprisene variert betydelig, mens oljeprisen har ligget på et høyt nivå de tre siste årene. Fra figuren ser vi at variasjonsområdet for kraft til elektrokjeler i perioden 1995-2008 er fra rundt 2,5 TWh til vel 6 TWh. Om lag 2,5 TWh av dette forbruket ser ut til å kreve en høyere kraftpris for å koble ut enn det som er observert i perioden.

## 1.4.2 Kraftforbruket i de andre nordiske landene

Det svenske kraftforbruket var 33,0 TWh i andre kvartal 2008. Det er 0,7 TWh mer enn i tilsvarende periode i fjor. Det var noe varmere i Stockholm og Göteborg i andre kvartal i år enn i fjor, mens spotprisen på kraft var betydelig høyere.

Det samlede svenske kraftforbruket var 143,8 TWh i de siste 52 ukene. Det er en økning på 2,3 TWh, eller 1,7 prosent, fra foregående 52-ukersperiode. Både gjennomsnittstemperaturen og spotprisen på kraft var lavere i Sverige i siste 52-ukersperiode enn i foregående 52-ukersperiode.

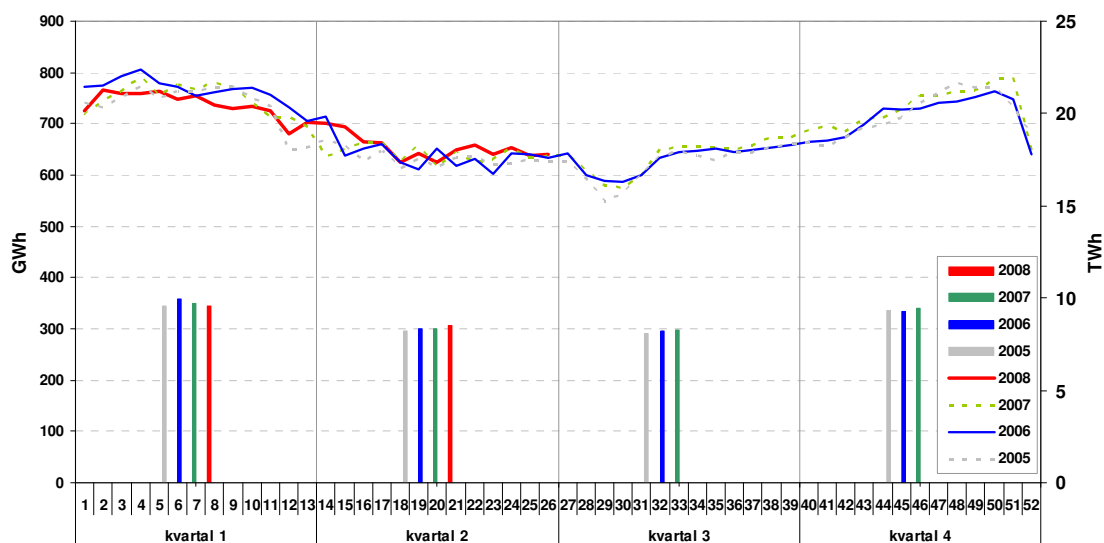
Figur 1.4.10 Svensk forbruk, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



I Danmark var kraftforbruket 8,5 TWh i andre kvartal 2008. Det er 1,8 prosent høyere enn i samme kvartal i fjor. I Danmark brukes elektrisitet i mindre grad til oppvarming enn i de andre nordiske landene. Det gjør at det danske forbruket påvirkes mindre av temperatursvingninger, og at forbruket varierer mindre over året. Spotprisen både på Jylland og Sjælland mer enn fordoblet seg fra andre kvartal 2007 til andre kvartal i år, uten at det resulterte i lavere kraftforbruk.

I den siste 52-ukersperioden har det danske forbruket vært 35,8 TWh. Det er en liten økning sammenlignet med foregående periode. I samme periode økte spotprisene i Danmark noe.

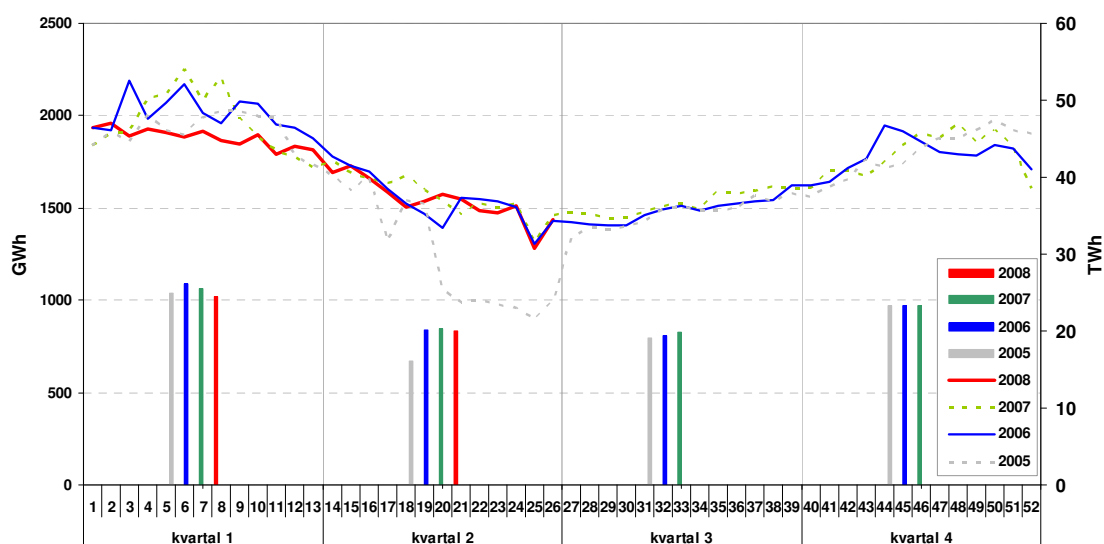
Figur 1.4.11 Dansk forbruk, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Kraftforbruket i Finland var 20,0 TWh i andre kvartal i år. Det er 1,6 prosent mindre enn i samme kvartal i fjor. Finland var det eneste landet hvor forbruket sank i andre kvartal i år sammenlignet med i fjor. Dette til tross for at temperaturene var lavere i år. Også i Finland var økningen i spotprisen fra andre kvartal i fjor betydelig.

Det samlede finske forbruket i løpet av de siste 52 ukene var 87,6 TWh. Det er en nedgang på 1 prosent fra forrige 52-ukersperiode. Gjennomsnittstemperaturen var uendret, mens spotprisen på elektrisk kraft var litt lavere i denne 52-ukersperioden enn i forrige.

Figur 1.4.12 Finsk forbruk, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



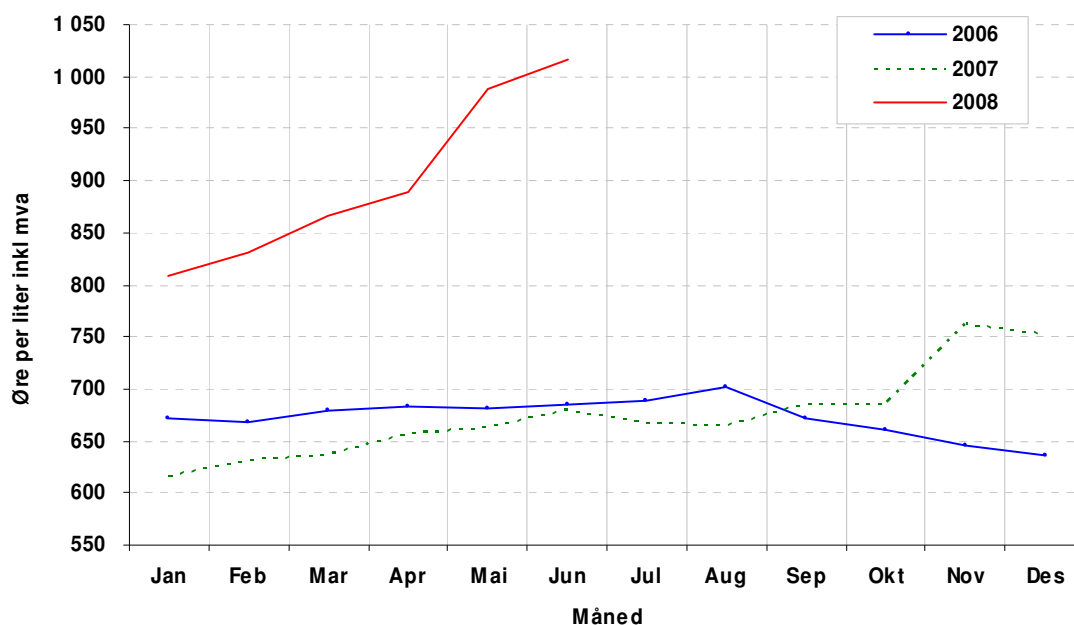
## 1.5 Andre energibærere i Norge

I tillegg til elektrisitet er olje, parafin, gass og biobrensel viktige energibærere til stasjonær sluttbruk, og fjernvarme har økende utbredelse. For andre energibærere enn elektrisitet foreligger ikke offisiell statistikk for kvartalsvis forbruk. Salgstall for petroleumsprodukter kan benyttes som en indikator på sluttbruk av petroleumsprodukter. For de andre energibærerne tar vi med tall i den grad de er tilgjengelige fra andre kilder.

### Fyringsoljer

Av petroleumsprodukter til oppvarming i stasjonær sektor benyttes i hovedsak fyringsparafin og fyringsolje. Fyringsparafin benyttes stort sett i husholdningene. Lett fyringsolje benyttes i flere sektorer, men vi fokuserer her på stasjonære formål; industri, bergverk og kraftforsyning, husholdninger, næringsbygg mv, og offentlig virksomhet. Bruken av petroleumsprodukter til oppvarming avhenger i stor grad av prisforholdet mellom olje og elektrisitet fordi mange sluttbrukere har utstyr som tillater veksling til den til enhver tid rimeligste energibæreren. Ikke volumveid gjennomsnittspris<sup>4</sup> på lett fyringsolje har i andre kvartal av 2008 vært rundt 45 prosent høyere enn for tilsvarende periode i fjor. Grafen under viser en kraftig prisstigning i første halvdel av 2008.

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

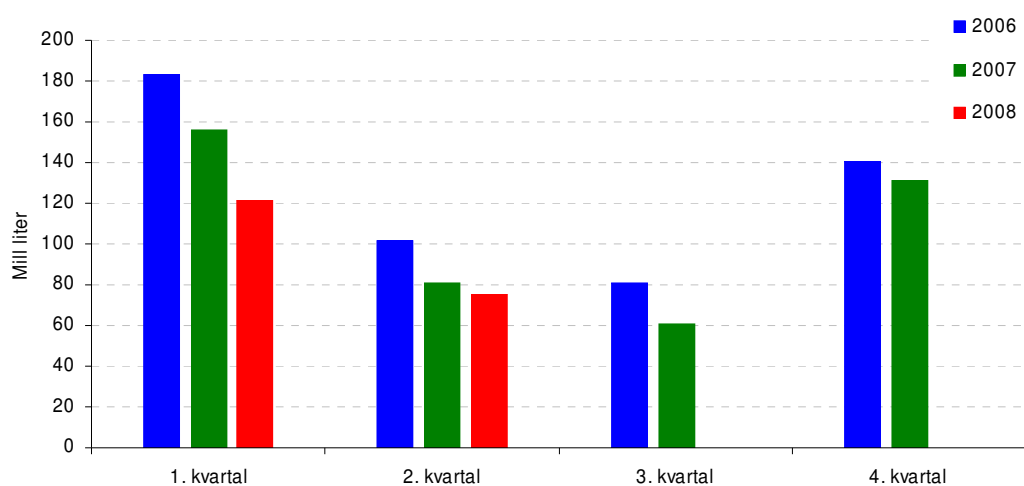


<sup>4</sup> Priser fra Norsk petroleumsinstitutt, som bruker priser SSB samler inn i forbindelse med konsumprisindeksen. For fyringsolje er det levering av olje med standard kvalitet fra oljeselskapene til fem ulike steder i Norge som samles inn. Prisene er medregnet dropp tillegg, kjøret tillegg og gjennomsnittlig rabatt ved leveranse på 2000 liter. På grunnlag av disse prisene beregnes et veid gjennomsnitt.

Figuren under viser at det i andre kvartal 2008 ble solgt 75 millioner liter lett fyringsolje til sektorene industri, bergverk og kraftforsyning, boliger, næringsbygg m.v, og offentlig virksomhet. Dette er en nedgang på ca. 7 prosent fra andre kvartal 2007, og en nedgang på hele 27 prosent i forhold til andre kvartal 2006. Nedgangen kan skyldes den høye prisen på fyringsolje i 2008, relativt lav elpris, samt høyere temperatur enn normalt i første halvdel av 2008. Prisen på fyringsolje var særlig høy i andre kvartal 2008, og temperaturen var en god del over normalt i første kvartal 2008.

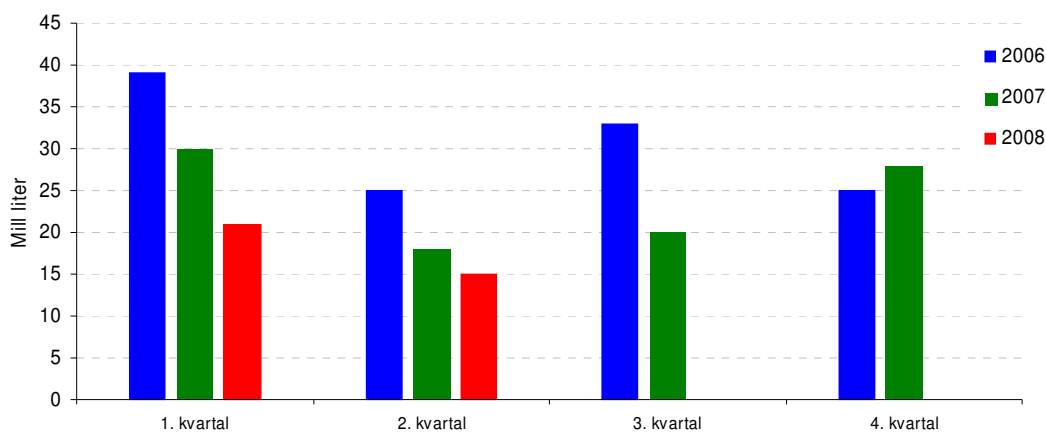
Reduksjonen i salget skjedde i hovedsak i første kvartal 2008 i forhold til samme periode 2007, men det var også noe nedgang i andre kvartal. Nedgangen skjedde særlig innen sektoren bolig og næringsbygg, og det var kun svak nedgang innen industri og offentlig virksomhet.

**Figur 1.5.2** Kvartalsvis salg av lett fyringsolje for kjøpegruppene Industri, bergverk og kraftforsyning, Boliger, næringsbygg m.v, og Offentlig virksomhet, 2006-2008. Kilde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



I andre kvartal 2008 ble det solgt 15 millioner liter fyringsparafin mot 18 millioner liter i andre kvartal 2007, og 25 millioner i andre kvartal 2006. Det er en reduksjon på vel 17 prosent i forhold til tilsvarende kvartal i fjor. Endringen var enda større i første kvartal, med en nedgang på hele 30 prosent i forhold til første kvartal 2007. Reduksjonen kan sees i sammenheng med lav elpris og høy gjennomsnittstemperatur.

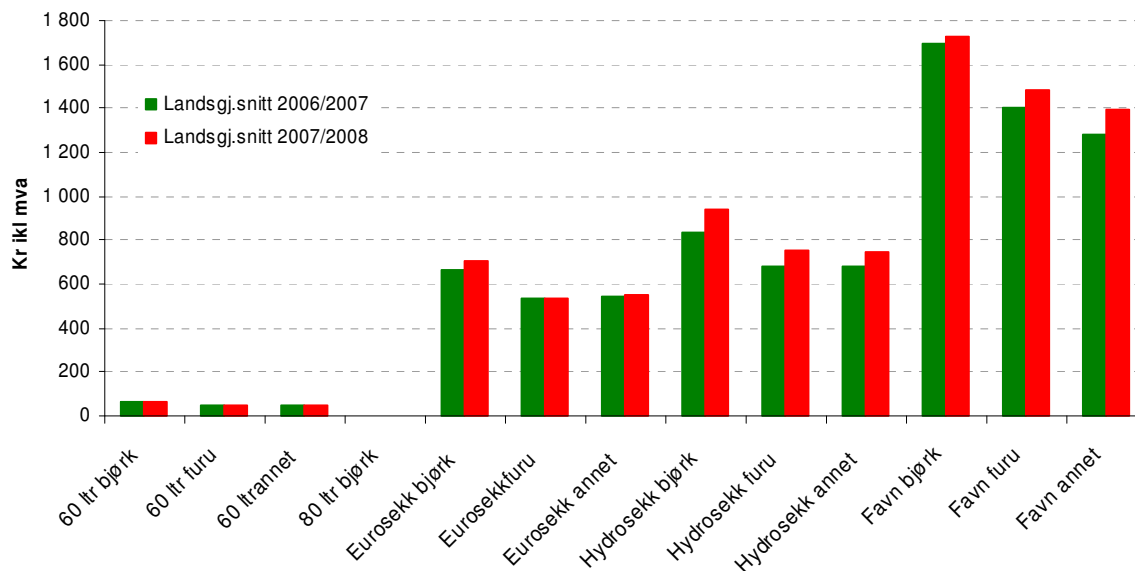
Figur 1.5.3 Kvartalsvis salg av fyringsparafin for kjøpegruppene Industri, bergverk og kraftforsyning, Boliger, næringsbygg m.v, og Offentlig virksomhet, 2006-2008. Kilde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



## Ved

SSBs foreløpige tall for 2007 viser at vedforbruket i norske boliger og fritidsboliger i 2007 var i overkant av 1,4 millioner tonn. Til sammen utgjør dette et teoretisk energiinnhold på ca 6,6 TWh, og nyttiggjort energi på ca 3,5 TWh. Nye rentbrennende ovner gjør at husholdningene får nyttiggjort opp mot 0,8 TWh ekstra energi av den brente veden i 2007, i forhold til en situasjon der all veden ble brent i "gamle" ovner. For mer informasjon om bruk av ved i 2007, se kvartalsrapport 1/2008. Det foreligger ikke data for vedforbruket så langt i 2008.

Figur 1.5.4 Vedpriser vinteren 2007/2008, og 2006/2007. Ulike volumer. Kilde: Norsk Ved

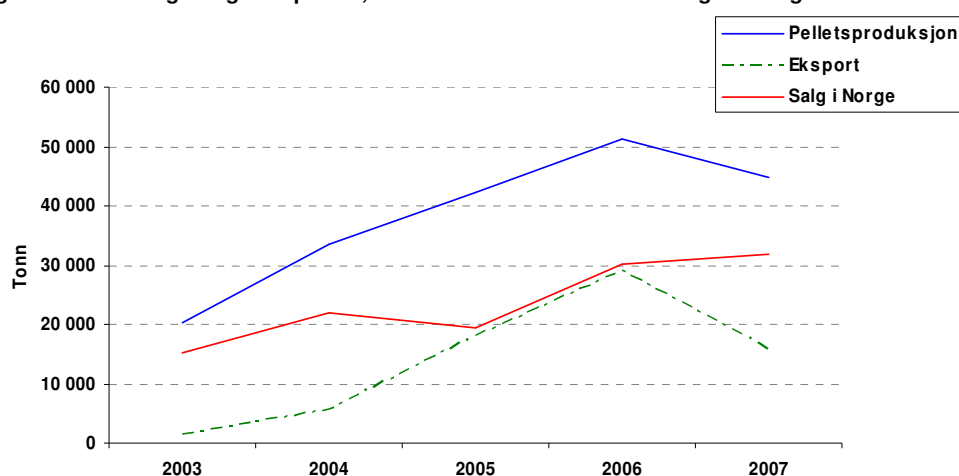


Norsk Ved gjennomfører årlig en markedsundersøkelse blant sine medlemmer. Figur 1.5.4 viser landsgjennomsnittet for hvilke priser medlemmene oppgav å operere med vinteren 2006/2007 og 2007/2008. Vi ser at prisen per favn<sup>5</sup> og hydrosekk har gått noe opp vinteren 2007/2008, i forhold til året før.

## Annen bioenergi

Tallene for annen bioenergi dekker produktene pellets og briketter. Produksjonen av pellets gikk markant ned fra 2006 til 2007, med en reduksjon fra ca 51 300 tonn i 2006 til ca 44 800 i 2007. Det var likevel en liten økning i forbruk av pellets, med 31 900 tonn i 2007, mot 30 200 tonn i 2006.

Figur 1.5.5 Utvikling i salget av pellets, 2003-2008. Kilde: Norsk Bioenergiforening



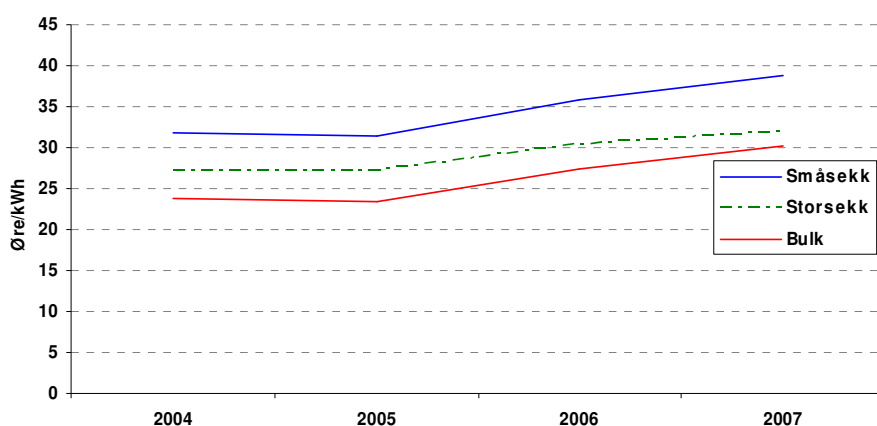
Salget av pellets skjer hovedsakelig i småsekk og bulk. I tillegg selges en del i storesekk. Salget i bulk var stort sett uforandret fra 2006, mens salget i småsekk og storesekk gikk ned.

Figuren under viser utvikling i pelletspriser, opplastet ved fabrikk, eks. mva<sup>6</sup>. Prisene er gjennomsnittspriser, veid med hensyn på omsetningsvolumet av de forskjellige varepartiene som har blitt solgt.

<sup>5</sup> 1 favn tilsvarer ca. 3 Euro- pall storesekker, og ca 2 Hydro- pall storesekker.

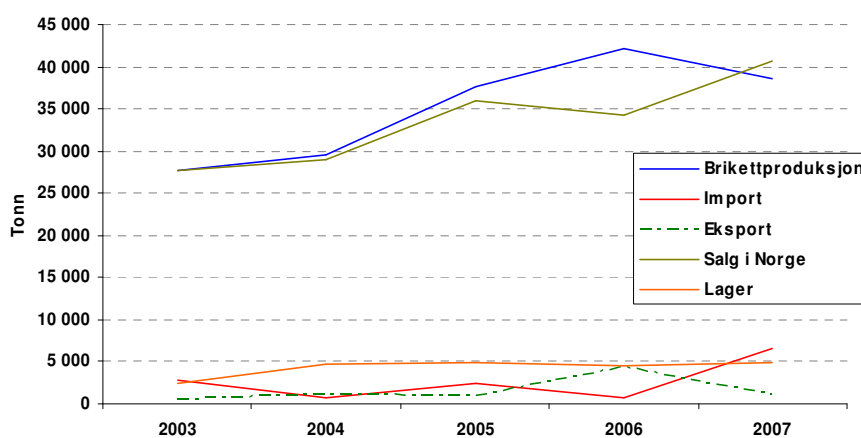
<sup>6</sup> Forutsatt 4800 kWh per tonn pellets

Figur 1.5.6 Utvikling i pelletspriser, 2004-2007. Kilde: Norsk Bioenergiforening



Brikettproduksjonen ligger på nesten samme nivå som pelletsproduksjonen. Det ble produsert ca 39 000 tonn briketter i Norge i 2007, en reduksjon på 8 prosent fra 2006. I tillegg ble det importert 6 500 tonn, og til sammen ca 41 000 tonn ble solgt innenlands. Briketter selges hovedsaklig som bulk. Et tonn briketter i bulk hentet ved fabrikk kostet 785 kroner i 2007 mot 707 kroner i 2006. Prisene er ikke medregnet merverdiavgift.

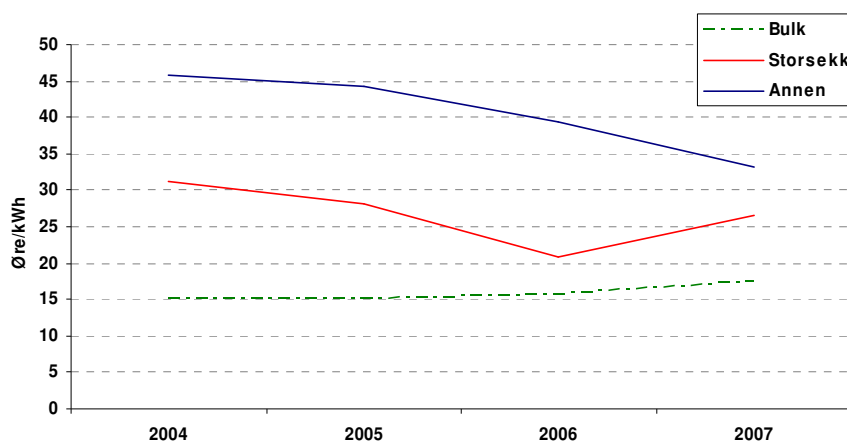
Figur 1.5.7 Utvikling i produksjon av briketter, 2003-2008. Kilde: Norsk Bioenergiforening



Prisene for briketter har utviklet seg annerledes enn prisene for pellets. Prisen på briketter i små "husholdningspakker" gikk ned fra 45 øre/kWh i 2004 til 33,2 øre/kWh i 2007. Samtidig økte salget av "husholdningspakker" med ca 300 prosent fra 2006. Prisen på briketter i storsekk økte med 27,3 prosent til 26,6 øre/kWh og prisen på briketter i bulk økte med 10,8 prosent til 17,4 øre/kWh fra 2006 til 2007.



Figur 1.5.8 Utvikling i priser på briketter, 2004-2008. Kilde: Norsk Bioenergiforening

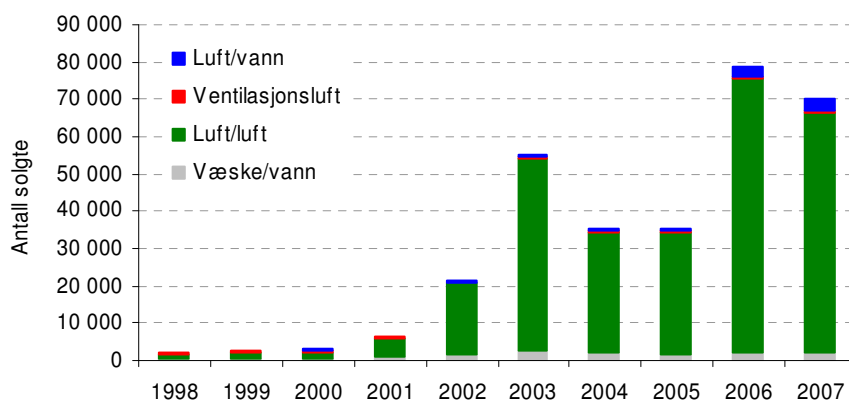


Samlet produksjon av pellets og briketter i Norge har et teoretisk energiinnhold i størrelsesorden 0,4 TWh, og andelen som selges innenlands har et teoretisk energiinnhold på ca 0,35 TWh.

### Varmepumper

Statistikk fra Norsk Varmepumpeforening (NOVAP) viser at salget av varmpumper i 2007 har holdt seg stabilt, med noe variasjon innen de ulike typer varmpumper. NOVAP kommenterer at salget av luft/luft varmpumper holder seg på et høyt nivå, og at en stor andel av norske husholdninger har nå luft/luft varmpumpe installert. Salget av luft/vann varmpumper øker med ca 20 prosent. Salget av væske/vann varmpumper er derimot stabilt i antall enheter, men det selges flere varmpumper av denne typen med større effekt.

Figur 1.5.9 Salg av varmpumper, 2007-tall er foreløpige. Kilde: NOVAP



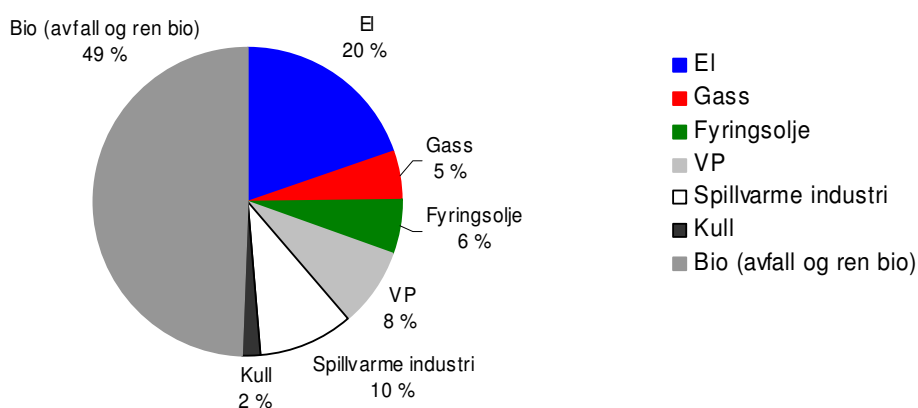
## Fjernvarme

Statistikken for fjernvarme er basert på *foreløpige* tall for produksjonen og sammensetningen i 2007. Et flertall av produsentene har levert dataunderlag for fjernvarmestatistikken til Norsk Fjernvarme, men tallene nedenfor er ikke endelig.

Norsk Fjernvarme estimerer at det i 2007 ble produsert nær 3,4 TWh fjernvarme, og levert nær 3 TWh, inkludert noe damp til industri. Leveransen har gått til husholdninger (17 prosent), næringsbygg i offentlig og privat tjenesteytende sektor (63 prosent) og industri (20 prosent).

Figur 1.5.10 viser hvordan produksjonen fordeler seg med hensyn til bruk av brensel for produksjon av fjernvarme.

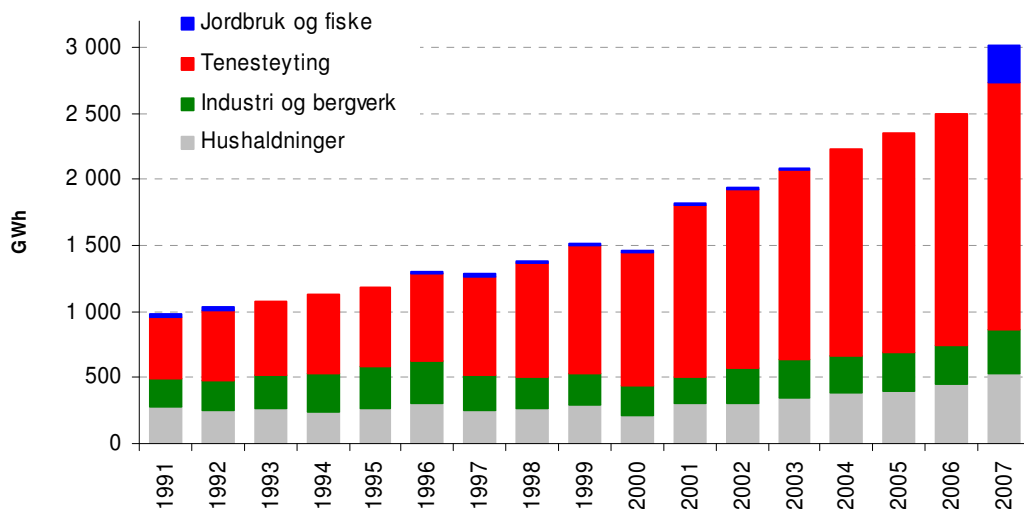
**Figur 1.5.10 Produksjon av fjernvarme 2007, foreløpige tall. Prosentvis fordeling av energibærer/energikilde.**  
Kilde: Norsk Fjernvarme



Andelen fjernvarme produsert i oljekjel er redusert med 2 prosent fra 2006. Andelen fra elkjel har økt noe. I følge Norsk Fjernvarme kan dette delvis skyldes lav pris på elektrisk kraft. Andel av varmepumper har økt med 1 prosent fra 2006.

Figur 1.5.11 viser utviklingen i bruk av fjernvarme frem til 2007. Tallene for 2007 er foreløpige, men bruk av fjernvarme er økende. Den store endringen i kategorien Jordbruk og fiske kan i følge Norsk Fjernvarme skyldes at tallene i denne kategorien ikke har vært godt nok registrert før.

Figur 1.5.11 Forbruk fjernvarme 2007, foreløpige tall. Oppdeling i forbruksgrupper. Kilde: Norsk Fjernvarme



De foreløpige tallene viser at investeringer i fjernvarmeanlegg ligger på ca 1 milliard kroner årlig, omsetningen på 1,5 milliarder kroner, og utbygget fjernvarmenett om lag 900 km per år.

## Gass

For informasjon om bruk av gass, se kvartalsrapport 1/2008.

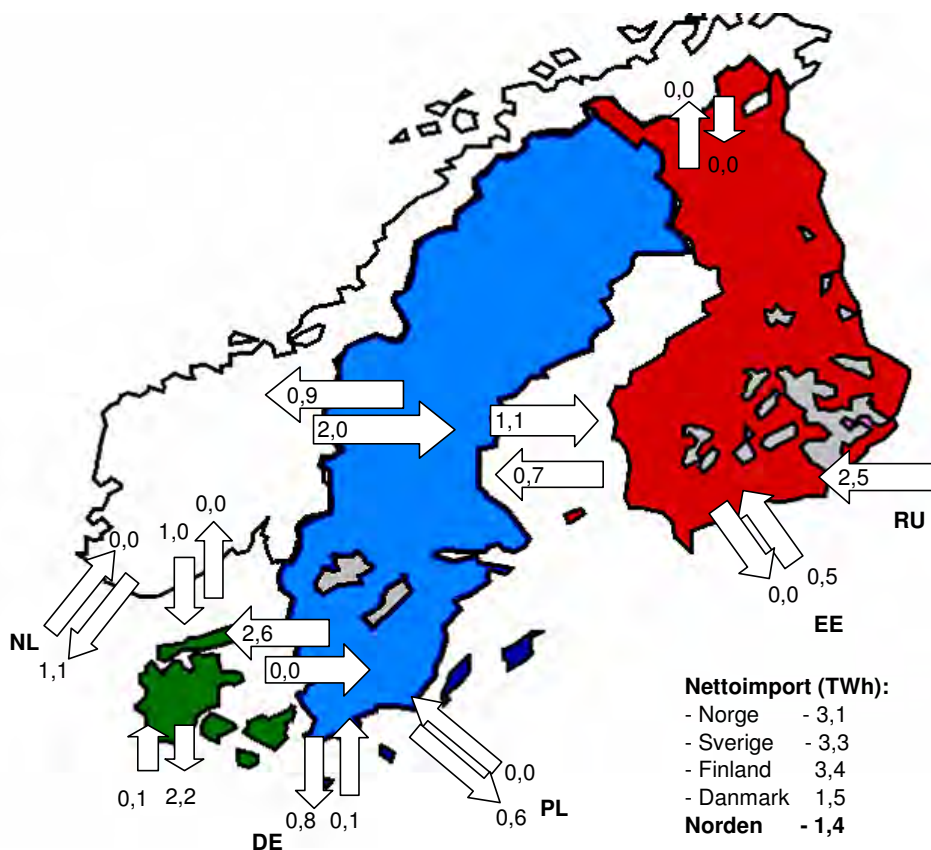
## 1.6 Kraftutveksling

Det var 1,4 TWh nordisk nettoeksport i første kvartal i år, mot 0,8 TWh nettoeksport i samme kvartal i 2007. Det har ikke vært høyere nordisk nettoeksport i andre kvartal siden 1995. Det har vært nettoeksport fra Norge og Sverige, der det er mye

vannkraft, mens det har vært nettoimport til Danmark og Finland, der termisk kraftproduksjon utgjør en større andel av samlet produksjon. I sum for de siste 52 ukene har det vært en samlet nordisk nettoeksport på 0,3 TWh. I den foregående 52-ukersperioden var det nettoimport til Norden.

Utveksling (import(+)/eksport (-), TWh)	2. kv. 2008	2. kv. 2007	Siste 52 uker	Foregående 52 uker
Norge	-3,1	-2,1	-13,6	-0,2
Sverige	-3,3	-3,6	-0,6	0,4
Finland	3,4	3,6	13,1	11,6
Danmark	1,5	1,3	0,7	-3,8
Norden	-1,4	-0,8	-0,3	7,9

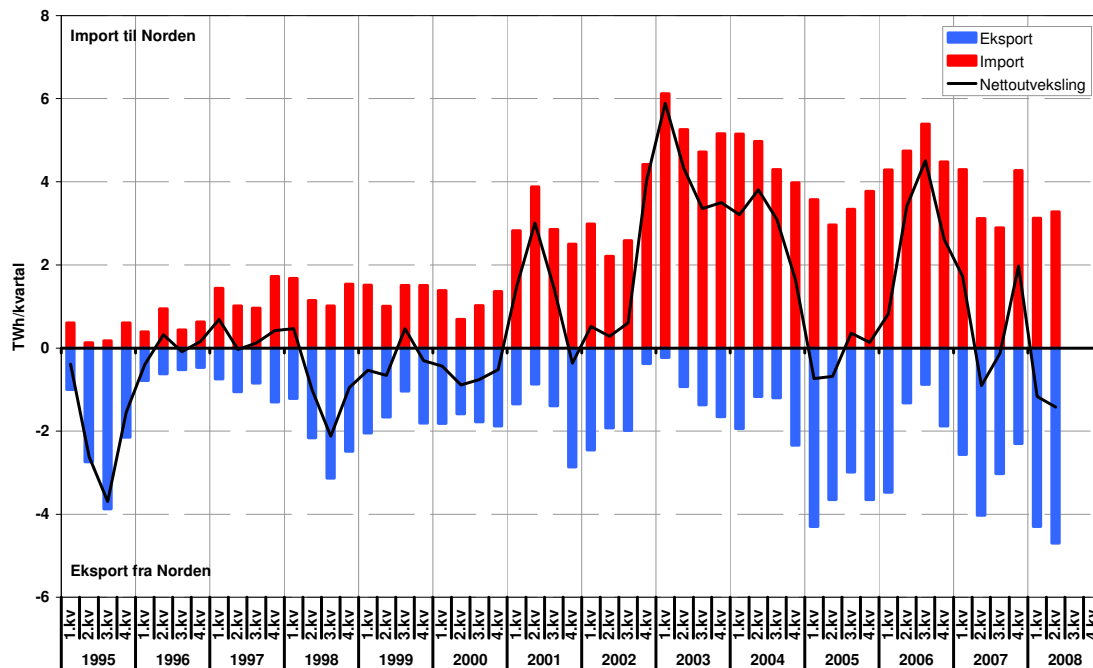
Figur 1.6.1 Import og eksport i Norden i andre kvartal 2008, TWh. Kilde: Nord Pool



Tilsiget til nordiske vannkraftstasjoner var godt over normalt i andre kvartal og dette har gitt høy eksport av elektrisk kraft fra Norden til kontinentet. Det har aldri vært høyere eksport fra Norden i et kvartal. NorNed-kabelen, som ble satt i drift i begynnelsen av mai, har blitt benyttet til eksport til Nederland i så godt som alle timer. Det har også stort sett vært eksport til Polen fra Sverige og til Tyskland fra Sverige og Danmark. Samlet nordisk eksport til kontinentet var 4,5 TWh i andre kvartal. Eksporten over NorNed-kabelen utgjorde 1,1 TWh, mens det var 3,4 TWh eksport til Polen og Tyskland. Den nordiske eksporten til Tyskland var noe lavere enn i

tilsvarende periode i fjor. Deler av nedgangen kan tilskrives lavere tilgjengelig kapasitet på kablene fra Danmark til Kontek-området i Tyskland. Nettoimporten fra Russland og Estland har vært til sammen 3,0 TWh i andre kvartal. Det er 0,3 TWh mer enn i samme kvartal i fjor.

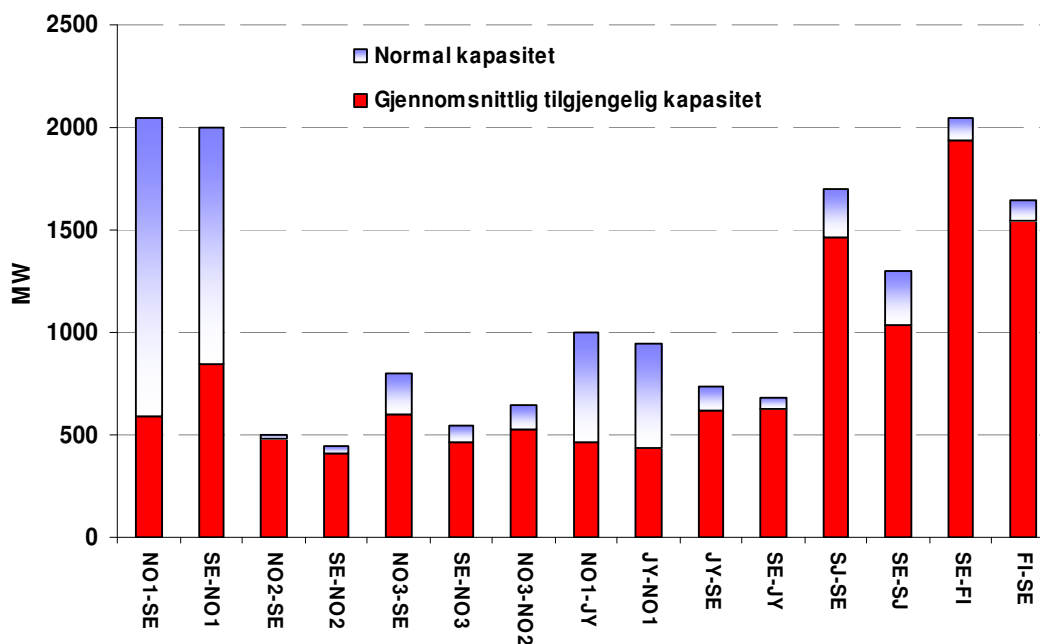
Figur 1.6.2 Nordens kraftutveksling, 1999-2007. TWh. Kilde: Nord Pool



Det har vært begrenset kapasitet på flere av overføringsforbindelsene i det nordiske kraftsystemet i andre kvartal. Spesielt gjelder dette kabler til og fra Sør-Norge. Høy magasinifilling og mye snø i fjellet har gitt en svært god ressursituasjon i Sør-Norge, og det har vært eksport fra området samtlige dager i andre kvartal. Eksportkapasiteten ut av området har imidlertid vært begrenset i hele kvartalet. Gjennomsnittlig tilgjengelig kapasitet for eksport til Sverige har vært i underkant av 600 MW. Normal kapasitet er 2050 MW. Feil på kabler over Oslofjorden er hovedårsaken til kapasitetsbegrensningene. Det er ikke ventet full overføringskapasitet mellom Sør-Norge og Sverige før i desember 2008. Også kapasiteten for eksport fra Sør-Norge til Danmark har vært begrenset. Skagerrak 3-kabelen, som utgjør om lag halvparten av utvekslingskapasiteten mellom de to områdene har vært ute av drift siden høsten 2007 på grunn av en transformatorfeil<sup>7</sup>.

<sup>7</sup> Skagerrak 3 var tilbake i full drift i uke 28.

Figur 1.6.3 Tilgjengelig og maksimal kapasitet på utvalgte nordiske overføringsforbindelser i andre kvartal 2008, MW. (fra – til) Kilde: Nord Pool



### 1.6.1 Norge

Det var 3,1 TWh norsk nettoeksport i andre kvartal 2008. Det var nettoeksport fra Sør- og Nord-Norge, mens det var nettoimport til Midt-Norge. Midt-Norge importerte om lag 0,9 TWh, noe som tilsvarer i underkant av 20 prosent av det totale forbruket i området. Nettoeksporten fra Sør- og Nord-Norge har vært henholdsvis 3,5 og 0,5 TWh. Om lag 15 prosent av kraftproduksjonen i Sør-Norge ble eksportert i andre kvartal.

Størstedelen av den norske eksporten har gått i retning Sverige. Det var 2,0 TWh norsk eksport til Sverige i andre kvartal, mens det gikk 0,9 TWh i motsatt retning. På Skagerrak-kablene til Danmark var det tilnærmet ensidig norsk eksport, og i sum for kvartalet var det 1,0 TWh eksport fra Norge til Danmark. NorNed-kabelen, som forbinder Norge og Nederland, kom i operativ drift 6. mai. I tiden kabelen har vært i drift har den nesten utelukkende vært benyttet til eksport. I sum har det blitt eksportert 1,1 TWh til Nederland i andre kvartal i år.

Den unormalt gode ressursituasjonen i Sør-Norge med høye tilsig og mye snø i fjellet, har bidratt til at det var eksport ut av området i samtlige timer i andre kvartal.

### 1.6.2 Andre nordiske land

Sverige hadde 3,3 TWh nettoeksport i andre kvartal. Det er 0,3 TWh lavere enn i tilsvarende kvartal i fjor. Den svenske nettoimporten fra Norge er i sum omtrent uendret sett i forhold til fjor. Også den samlede svenske nettoeksporten til kontinentet er om lag uendret. Det har vært noe lavere eksport til Polen, men dette har blitt utlignet av høyere eksport til Tyskland. Sverige

eksporterte 0,6 TWh elektrisk kraft til Polen og 0,8 TWh til Tyskland i andre kvartal i år. Nedgangen i eksporten til Polen skyldes hovedsakelig lavere tilgjengelig overføringskapasitet. Det var lavere svensk nettoeksport til Finland, mens det var økning i nettoeksporten til Danmark. I sum for de siste 4 kvartalene har det vært 0,6 TWh svensk nettoeksport. Det var nettoimport til Sverige i de to siste kvartalene i fjor, mens det var svensk nettoeksport i årets to første kvartaler.

I andre kvartal har det blitt importert til sammen 3,7 TWh elektrisk kraft til Danmark fra Norge og Sverige, mens eksporten fra Danmark til Tyskland har vært 2,2 TWh. Den samlede danske nettoimporten på 1,5 TWh er 0,2 TWh høyere enn i tilsvarende kvartal i fjor. Det har vært en økning i den danske importen fra Sverige, mens nettoutvekslingen med Norge og Tyskland er så å si uendret. I sum for siste tolv måneders periode har det vært en dansk nettoimport på 0,7 TWh.

Importen fra Russland til Finland var 2,6 TWh i andre kvartal. Det er 0,2 TWh mer enn i samme kvartal i fjor. Økningen skyldes hovedsakelig at det var lavere tilgjengelig kapasitet på kabelen i de siste ukene av kvartalet i fjor på grunn av årlig vedlikehold. Også den finske importen fra Estland var 0,2 TWh høyere i andre kvartal i år sammenlignet med fjoråret. Nettoimporten fra Sverige til Finland var 0,4 TWh i andre kvartal i år, mot 1,0 TWh i tilsvarende kvartal i fjor. I sum for de siste 52 ukene har Finland hatt 13,1 TWh nettoimport. Import fra Russland utgjør 10 TWh i denne perioden, noe som tilsvarer over 11 prosent av det finske kraftforbruket.

## 1.7 Kraftpriser i engrosmarkedet

### 1.7.1 Spotmarkedet

Prisen i Sør-Norge og de øvrige nordiske elspotområdene gikk i ulik retning fra første til andre kvartal i år. I Sør-Norge falt kraftprisen med 41 prosent, mens det var en økning på mellom 17 og 36 prosent i de andre områdene. Denne utviklingen kan forklares med redusert eksportkapasitet ut av Sør-Norge samtidig som høye tilsig har bidratt til høy norsk vannkraftproduksjon.

Prisen i Sør-Norge var 171 kr/MWh i snitt for andre kvartal i år. Det er noe lavere sammenlignet med tilsvarende kvartal i fjor. I de øvrige

nordiske elspotområdene har det vært en sterk prisoppgang sammenlignet med andre kvartal i fjor. På Jylland og Sjælland har prisoppgangen vært størst. Prisen i disse områdene var henholdsvis 444 og 460 kr/MWh i andre kvartal i år. Det er mer enn dobbelt så høyt som i andre kvartal i fjor. Sverige og Finland hadde lik pris gjennom hele andre kvartal og endte på 367 kr/MWh i snitt for kvartalet. Det er en økning på litt over 90 prosent sammenlignet med andre kvartal i fjor. Kraftprisen i Nord-Norge var 380 kr/MWh i snitt for andre kvartal. Det er ti kroner høyere enn i Midt-Norge. I første kvartal var situasjonen motsatt med en snittpris i Midt-Norge som var ni kroner høyere enn snittprisen i Nord-Norge. Sammenlignet med andre kvartal i fjor har det også vært en prisøkning på rundt 100 prosent i Midt- og Nord-Norge. Det var høye tilsig også i fjor og lavere forbruk som følge av mildt vær relativt til årstiden. Dette kan forklare at prisene var høyere i andre kvartal i år sammenlignet med tilsvarende kvartal i fjor. På den tyske kraftbørsen EEX gikk kvartalsprisen opp med 16 prosent eller 71 kroner fra første til andre kvartal. Den tyske kraftprisen har også steget med over 90 prosent i forhold til andre kvartal i fjor. Dette kan ses i sammenheng med høyere priser på fossile brenslere.

Den gjennomsnittlige kraftprisen de siste tolv månedene har sunket i alle elspotområder med unntak av Jylland og Sjælland sammenlignet med foregående 12 måneder. I Sør-Norge har det vært en nedgang på 29 prosent, mens det i Midt- og Nord-Norge, Finland og Sverige har vært en mindre nedgang på 2 til 5 prosent. 2006 var et tørt år sammenlignet med 2007 og det er først og fremst lavere priser i tredje og fjerde kvartal i 2007 sammenlignet med tilsvarende kvartal i 2006 som har bidratt til nedgangen i snittprisen for de siste tolv månedene.

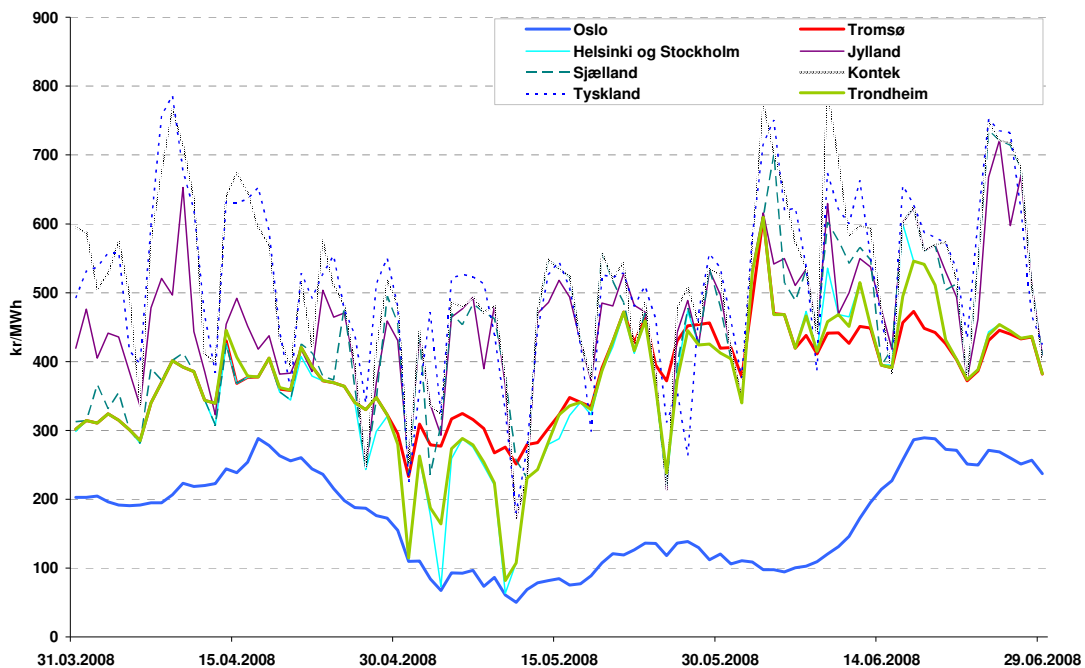
Kraftprisen i Sør-Norge lå under prisen i de øvrige elspotområdene i de fleste timene av andre kvartal. Den holdt det laveste nivået i mai. I denne måneden var gjennomsnittsprisen 100 kr/MWh. Snøsmeltingen bidro til høye tilsig og dermed høy norsk vannkraftproduksjon.

Elspotpriser kr/MWh	2. kv. 2008	Endring fra 2.kv. 2007	Endring fra 1.kv. 2008	Siste 12 mnd.	Endring fra foregående 12 mnd.
Sør-Norge (NO1)	171	-3 %	-41 %	223	-29 %
Midt-Norge (NO2)	370	96 %	17 %	306	-5 %
Nord-Norge (NO3)	380	101 %	23 %	305	-5 %
Sverige	367	92 %	17 %	309	-2 %
Finland	367	91 %	17 %	307	-2 %
Danmark Øst	444	104 %	36 %	346	12 %
Danmark Vest	460	111 %	29 %	355	22 %
Tyskland (EEX)	515	91 %	16 %	304	-26 %



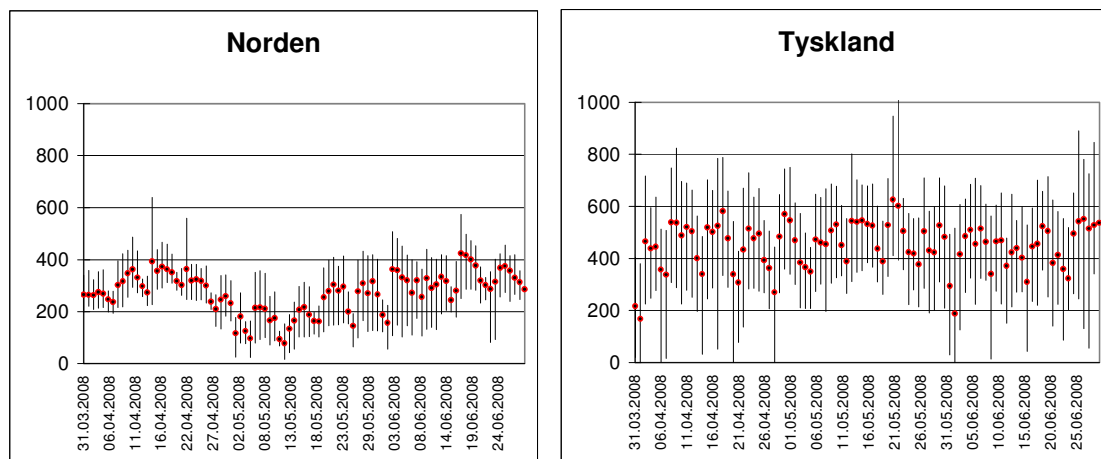
Overføringskapasiteten mot Sverige har vært redusert på grunn av tekniske feil siden slutten av mars. Den tilgjengelige kapasiteten var lavest i mai med under 25 prosent av maksimal kapasitet (2050 MW) i hele denne måneden. Skagerrak 3 kablen mellom Danmark og Sør-Norge har vært ute siden høsten 2007. I tillegg har tekniske problemer ført til ytterligere reduksjoner i overføringskapasiteten i mai i år. Dette hindret eksport av norsk vannkraft denne måneden. Den laveste prisen i Sør-Norge var 16,26 kr/MWh i time 7 søndag 11. mai. Den største forskjellen i pris mellom Sør-Norge og de øvrige elspotområdene var i time 11 tirsdag 3. juni. Da var prisen i Sør-Norge 107 kr/MWh. Det er 940 kr lavere enn i de øvrige elspotområdene. Både den svenske kjernekraftproduksjonen og den danske vindkraftproduksjonen var lav denne dagen og bidro til det høye prisnivået ellers i Norden. I midten av juni steg prisen i Sør-Norge og nærmet seg prisen i de øvrige elspotområdene.

Figur 1.7.1 Spotpriser i andre kvartal 2008, døgngjennomsnitt, kr/MWh. Kilde: Nord Pool og EEX



I likhet med i foregående kvartal viste den tyske kraftprisen ved kraftbørsen EEX større variasjon gjennom døgnet enn den nordiske systemprisen. Den nordiske kraftproduksjonen er dominert av vannkraft som er billigere å regulere enn termisk kraft som dominerer den tyske kraftproduksjonen. Den gjennomsnittlige døgnavariasjonen i den nordiske systemprisen var 191 kr/MWh. Det er 117 kr mer enn i første kvartal. Det er også betydelig høyere enn døgnavariasjonen som ble registrert i fjor. I 2007 var det høyest døgnavariasjon i den nordiske systemprisen i 3. kvartal. Da var den gjennomsnittlige døgnavariasjonen i den nordiske systemprisen 103 kr/MWh. Det er 88 kr lavere enn i andre kvartal i år. Økt overføringskapasitet mellom Norden og kontinentet som følge av NorNed-kablen kan ha bidratt til denne utviklingen. I Tyskland var den gjennomsnittlige døgnavariasjonen 410 kr/MWh i andre kvartal. Det er to kroner mer enn i foregående kvartal.

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



Den spesielle situasjonen i Sør-Norge har bidratt til at prisen i Sør-Norge har vært lavere enn i de andre nordiske elspotområder i 93 prosent av timene i andre kvartal i år. I tilsvarende kvartal i fjor var dette tilfelle i 25 prosent av timene. Det har i større grad vært prisforskjeller mellom Nord-Norge og Sverige i andre kvartal sammenlignet med kvartalet før. I 31 prosent av timene i andre kvartal har det vært prisforskjeller mellom disse områdene og i to tredjedeler av tiden med prisforskjeller var det høyest pris i Nord-Norge. Det er først og fremst mot slutten av kvartalet at Sverige har hatt høyere pris. Dette kan ses i sammenheng med redusert eksportkapasitet mot Sverige fra 5. juni og ut kvartalet som følge av transformatorfeil. I likhet med tidligere kvartal har Jylland og Sjælland hatt høyere pris enn de andre nordiske elspotområdene i en stor andel av tiden. Det har vært tilfelle i over 60 prosent av tiden for Jylland og over 40 prosent av tiden for Sjælland. Perioder med lav vindkraftproduksjon samt høy eksport til Tyskland bidro til høyere priser i Danmark.

Tabell 1.7.1 Omfanget av prisforskjeller mellom prisområdene, andre kvartal 2008. Prosent. Kilde: Nord Pool

2. kvartal 2008		Lavest elspotpris							
		NO1	NO2	NO3	Sverige	Finland	Jylland	Sjælland	Kontek
Høyest elspotpris	NO1		0,3	0,1	0,8	0,8	0,2	0,4	0,7
	NO2	96,4		11,8	11,8	11,8	5,4	7,8	5,6
	NO3	98,5	14,0		20,0	20,0	11,9	13,0	12,2
	Sverige	93,0	3,0	11,0		0,0	0,6	0,0	2,0
	Finland	93,0	3,2	11,3	0,2		0,6	0,1	2,0
	Jylland	96,2	67,9	67,6	67,2	67,2		33,5	2,3
	Sjælland	95,8	42,5	43,0	40,8	40,8	16,3		2,4
	Kontek	96,6	74,1	72,5	73,7	73,7	39,2	41,8	

## 1.7.2 Terminmarkedet

### Økte terminpriser

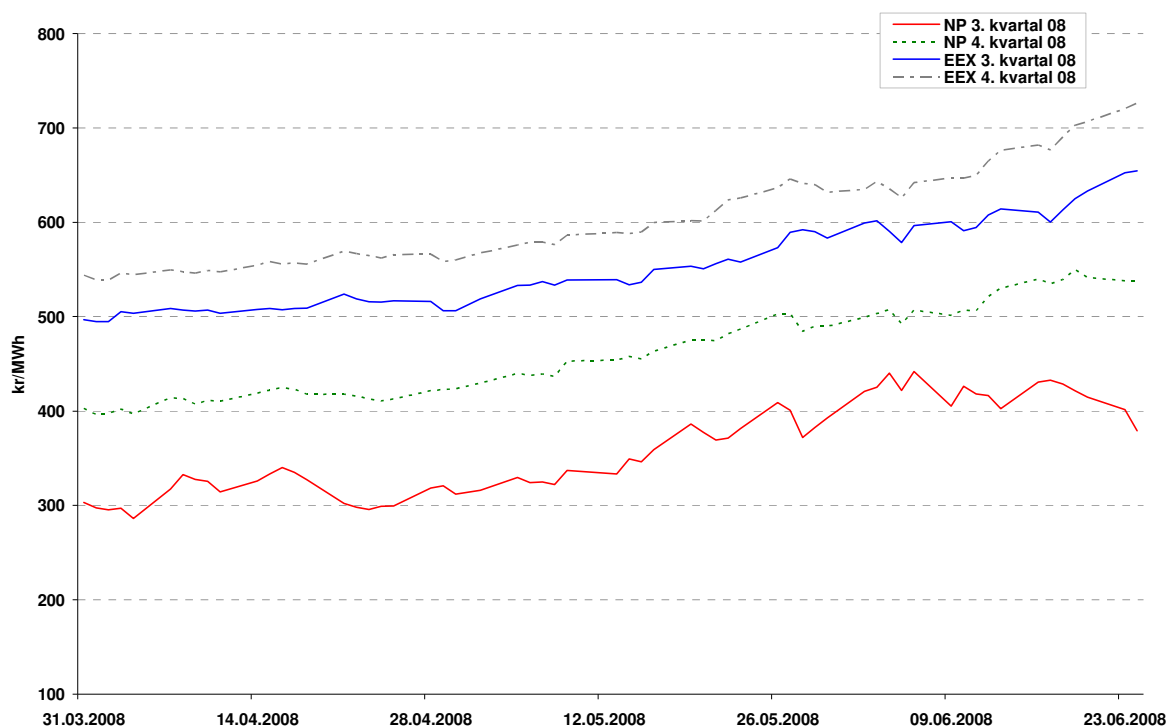
Fredag 27. juni endte prisen på tredje- og fjerdekvartalskontrakten på Nord Pool på 417 og 573 kr/MWh. Dette er en økning på 38 og 42 prosent siden kvartalets første handelsdag, 31. mars. Gjennomsnittsprisen på tredjekvartalskontrakten var 360 kr/MWh, og den varierte fra 286 til 442 kr/MWh. Fjerdekvartalskontrakten var på sitt laveste, 396 kr/MWh, i kvartalets andre handelsdag, tirsdag 1. april. Prisen på kontrakten var på sitt høyeste i kvartalets siste handelsdag. Gjennomsnittsprisen på fjerdekvartalskontrakten var 466 kr/MWh

Ved utgangen av andre kvartal, fredag 27. juni, var prisen på tredje- og fjerdekvartalskontrakten på den tyske kraftbørsen EEX, 686 og 757 kr/MWh. Kontraktene økte med 38 og 39 prosent fra kvartalets første handelsdag. Gjennomsnittsprisen på tredje- og fjerdekvartalskontrakten var 558 og 610 kr/MWh.

Økningen i terminprisene i perioden kan skyldes forventninger om mer normal ressursituasjon og økte brenselspriser.

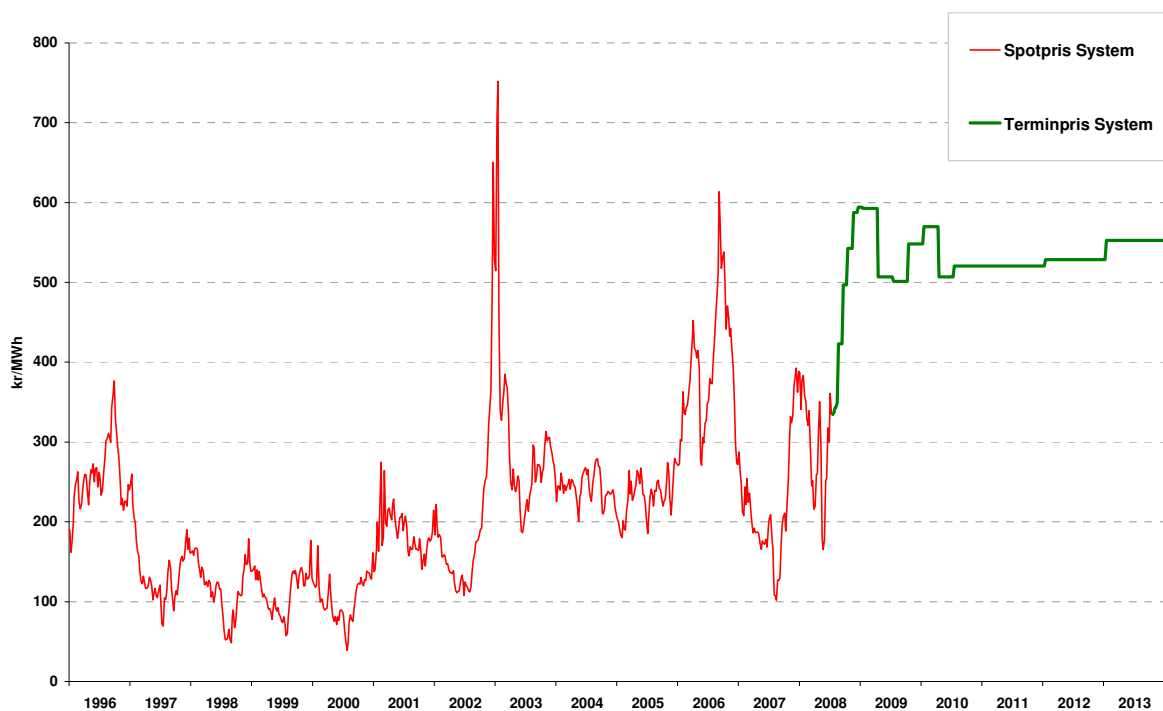
Figur 1.7.3 viser utviklingen i prisen på tredje- og fjerdekvartalskontraktene ved Nord Pool og EEX gjennom andrekvartal 2008.

Figur 1.7.3 Prisutvikling på utvalgte finansielle kraftkontrakter i andre kvartal 2008, kr/MWh. Kilde: Nord Pool Spot



I perioden juli 2008 og ut 2013 varierte terminkontraktene på Nord Pool fra 334 kr/MWh for ukekontrakten for uke 27 til 593 kr/MWh for kontrakten for første kvartal 2009.

Figur 1.7.4 Nordisk systempris og priser i terminmarkedet, kr/MWh. Kilde: Nord Pool Spot



## Pris på CO<sub>2</sub>-utslippsretter, kull og gass

### Rekordhøy kullpris

I andre kvartal 2008 var gjennomsnittsprisen på utslippsretter 26 euro/tonn for 2008 og 2009, mens gjennomsnittsprisen for 2010 var 27 euro/tonn. Gjennom kvartalet økte prisen på utslippsretter for alle tre årene. Fredag 27. juni endte kontraktene for 2008, 2009 og 2010 på 28, 29 og 30 euro/tonn CO<sub>2</sub>.

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



Gassprisene i Nord-Europa er en av mange prisdrivere i det nordiske kraftmarkedet. Prisen på gass bestemmes av tilbud og etterspørsel etter gass (dominerende for kortsiktige kontrakter) samt oljeprisen (dominerende for langsiktige kontrakter). I Storbritannia domineres gasshandelen av kortsiktige priser, mens den på kontinentet domineres av langsiktige kontrakter og indeksering mot oljeprisen.

Det er flere handelsplasser for gass i Nord-Europa, og de største er National Balancing Point (NBP) i Storbritannia, Zeebrugge i Belgia og Title Transfer Facility (TTF) i Nederland. Gassrøret fra Bacton i Storbritannia til Zeebrugge i Belgia, *Interconnector*, bidrar til at prisene på kortsiktige kontrakter i Storbritannia og i resten av Europa ofte er korrelert og i perioder tilnærmet like. Dette betyr imidlertid ikke at gassprisene som store forbrukere på kontinentet betaler er korrelert med eller lik børsprisene for gass.

I andre kvartal 2008 var den gjennomsnittlige prisen på tredjekvartalskontrakten "front quarter" for gass i Storbritannia 227 øre pr. standard kubikkmeter (Sm<sup>3</sup>). Til sammenligning var prisen på kontrakten 183 øre/Sm<sup>3</sup> i første kvartal. Prisen på samme type kontrakt for gass i Belgia og Nederland var 229 og 221 øre/Sm<sup>3</sup>, opp 44 og 37 øre fra kvartalet før.

Tar man utgangspunkt i et kraftverk med en virkningsgrad på 55 prosent, ville kostnadene for gass handlet på spotmarkedet (eks. rørtariff innenlands) i andre kvartal 2008 gitt en brenselkostnad på 408 kr/MWh.

Figur 1.7.6 viser utviklingen i prisene "front quarter" på gass i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) i tredjekvartal 2008.

Figur 1.7.6 Gasspriser "Front Quarter" i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) 2006 – 2008, øre/Sm<sup>3</sup>. Kilde: Syspower og Spectron Group Limited

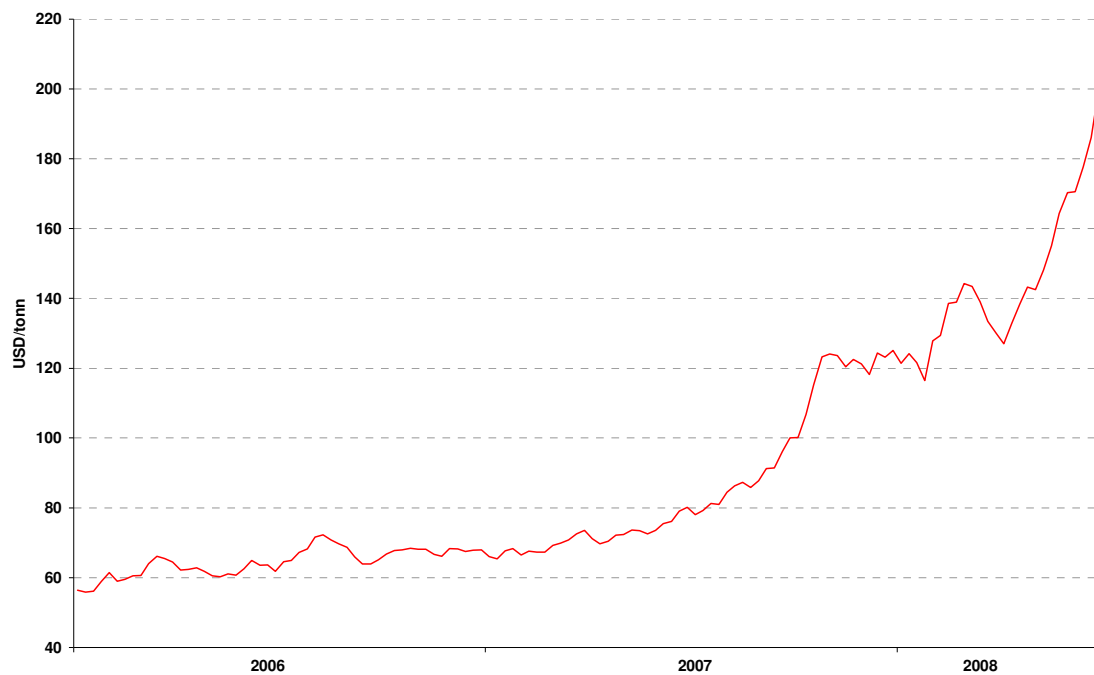


I andre kvartal 2008 var gjennomsnittsprisen på kull for tredjekvartal "front quarter" 158 \$/tonn. Dette tilsvarer en økning på 27 \$/tonn fra årets første kvartal. Fra kvartalets første til siste uke gikk prisen opp med hele 73 \$/tonn. I kvartalets siste uke var prisen oppe i rekordhøyde 200 \$/tonn.

Med gjennomsnittlig kullpris på 158 \$/tonn ville brenselskostnaden (eks. transport fra Antwerpen/Rotterdam/Amsterdam til kraftverket) i et kullkraftverk med 40 prosent virkningsgrad som benytter importert kull vært 258 kr/MWh. Brenselskostnaden for denne typen kullkraftverk har økt med 34 kr/MWh fra første kvartal.

Figur 1.7.7 illustrerer den sterke økningen i kullprisen fra 2006 til 2008. I kullindeksen API2 er frakt- og forsikringskostnader inkludert. API2 måler priser for kull levert til Antwerpen, Amsterdam og Rotterdam.

Figur 1.7.7 Kullpriser (API2), \$/tonn, Europa. Kilde: Syspower og Spectron Group Limited



## 1.8 Sluttbrukermarkedet

### 1.8.1 Priser og prisutvikling

I andre kvartal 2008 var prisen på standard variabel kontrakt for de dominerende leverandørene 34,1 øre/kWh. Det er en reduksjon på 16,4 øre fra første kvartal 2008.

Sammenlignet med andre kvartal 2007, er det en økning på 6,6 øre.

Gjennomsnittsprisen på de landsdekkende leverandørenes standard variabel kontrakt var 29,4 øre/kWh i andre kvartal 2008. Denne prisen gikk ned i løpet av kvartalet, fra 32,7 øre/kWh i uke 14 til 25,3 øre/kWh i uke 26. Prisdifferansen mellom dominerende og landsdekkende leverandører var i snitt 4,6 øre i dette kvartalet.

Prisen for en spotpriskontrakt med et påslag på 1,9 øre/kWh for Sør-Norge, var i snitt 23,2 øre/kWh i andre kvartal. Det er hele 15,0 øre mindre enn i første kvartal. I begynnelsen av andre kvartal – uke 14 - var prisen 26,5 øre/kWh, og i uke 19 var prisen på sitt laveste nivå med 11,8 øre/kWh. Ved utgangen av kvartalet steg prisen og endte på 33,9 øre/kWh i uke 26. I snitt var prisen på en spotpriskontrakt 10,8 øre billigere enn prisen på standard variabel kontrakt tilbudt av de dominerende leverandørene. I uke 20 var forskjellen mellom disse prisene størst, da standard variabel kontrakt for de dominerende leverandørene var hele 23,4 øre dyrere enn prisen på spotpriskontrakten for Sør-Norge.

Husholdningene øre/kWh	2. kv. 2008	Endring fra 1. kv. 2008	Endring fra 2. kv. 2007
<b>Markedspriskontrakt (spot)<sup>8</sup>:</b>			
<b>Sør-Norge (NO1)</b>	23,2	-15,0	-0,7
<b>Midt-Norge (NO2)</b>	48,2	+6,6	+22,6
<b>Nord-Norge (NO3)</b>	49,1	+8,5	+23,6
<b>Standard variabel:</b>			
<b>Dominerende leverandører<sup>9</sup></b>	34,1	-16,4	+6,6
<b>Landsdekkende<sup>10</sup></b>	29,4	-17,4	+3,2
<b>Antall leverandørskifter (1000 stk.)</b>	44,9	+2,1	-1,5
<b>Kontraktvalg (%):</b>			
<b>Markedspris/spot</b>	39,8	-4,4	2,8
<b>Fastpris</b>	10,2	-0,1	-1,1
<b>Standard variabel</b>	50,0	+4,5	-1,7

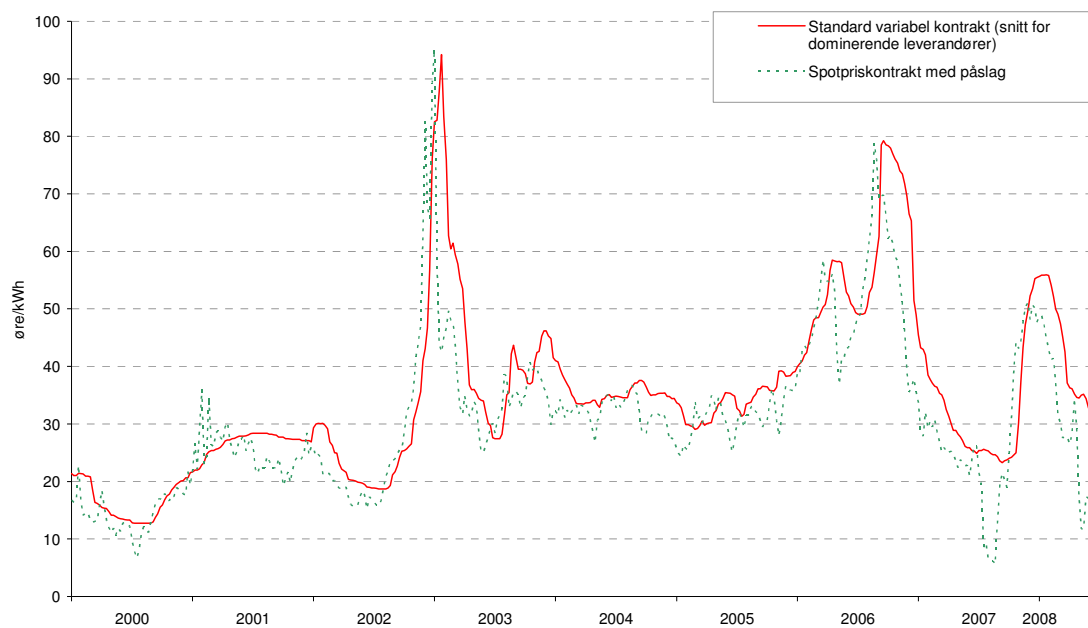
<sup>8</sup> Områdepris fra Nord Pool Elspot med påslag på 1,9 øre/kWh.

<sup>9</sup> Volumvektet snitt av de dominerende leverandørenes priser fra de 22 største nettområdene.

<sup>10</sup> Gjennomsnitt av leverandørenes priser (ikke vektet).

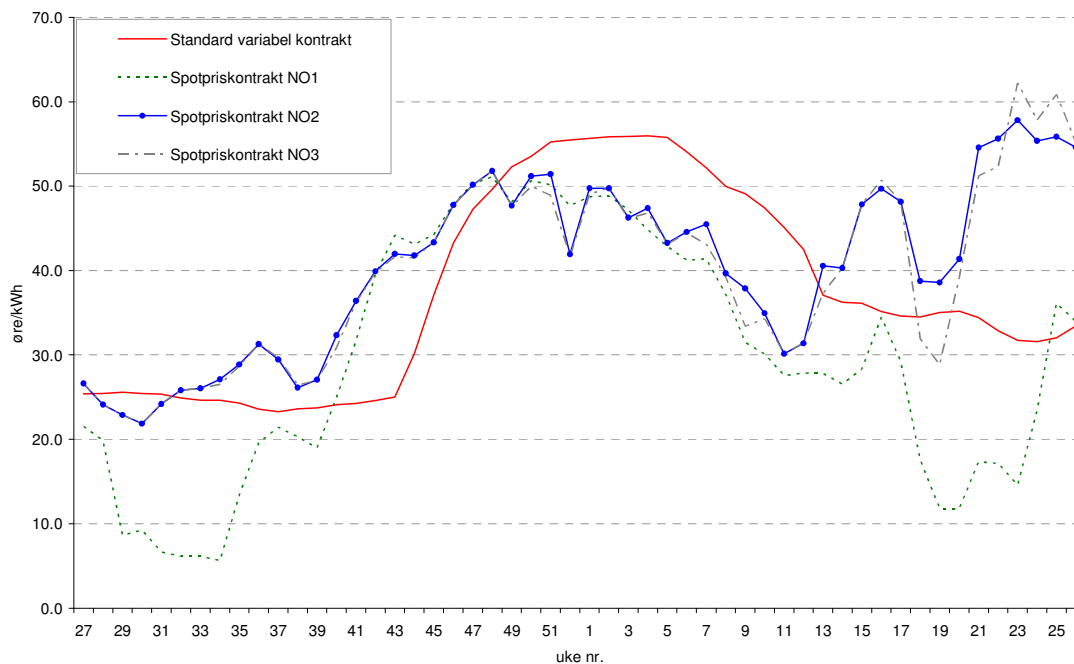


**Figur 1.8.1 Standard variabel kraftpris og spotpris (NO1) med påslag, øre/kWh inkl. mva.**  
**Kilde: Konkurransetilsynet og NVE**



I figur 1.8.1 sammenlignes gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for de dominerende leverandørene med ukevis spotpris for Sør-Norge pluss 1,9 øre/kWh påslag for perioden 2000 til og med andre kvartal 2008.

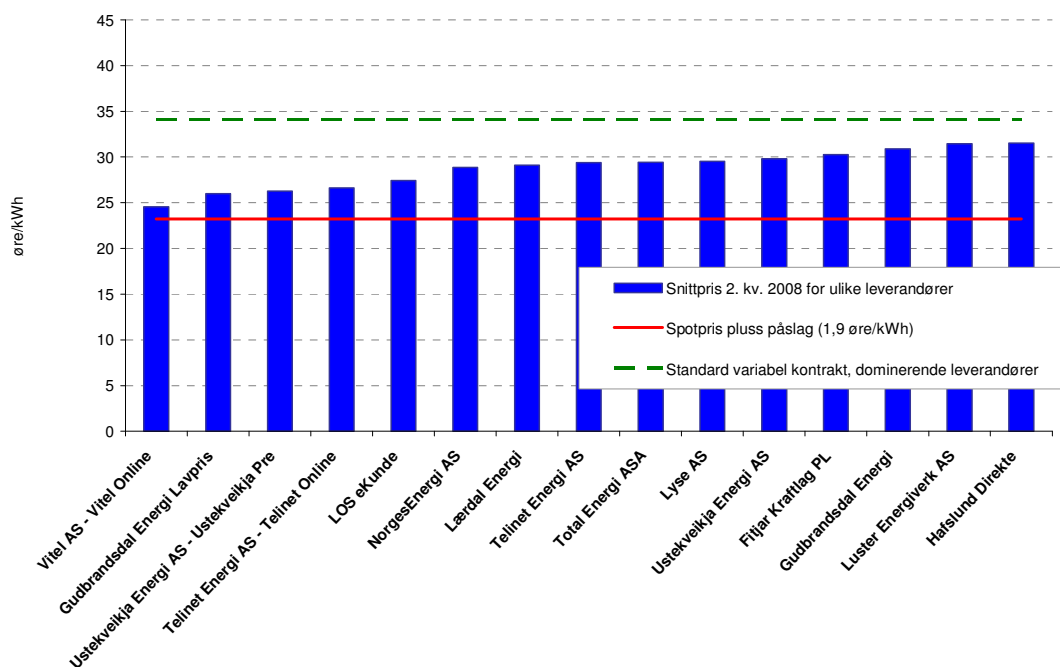
**Figur 1.8.2 Standard variabel kraftpris for dominerende leverandører og spotpris (NO1, NO2 og NO3) med påslag, øre/kWh inkl. mva.** Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



Figur 1.8.2 sammenlignes standard variabel kraftpris for dominerende leverandører med spotpris med 1,9 øre/kWh påslag i prisområdene Sør-Norge (NO1), Midt-Norge (NO2) og Nord-Norge (NO3) i de siste 52 ukene. I hele 2. kvartal i år var prisen i Sør-Norge lavere enn prisen i Midt- og Nord-Norge. I snitt var prisen for tilsvarende spotpriskontrakt 48,2 øre i Midt-Norge og 49,1 øre i Nord-Norge. Dette er en økning på henholdsvis 6,6 og 8,5 øre fra første kvartal i 2008.

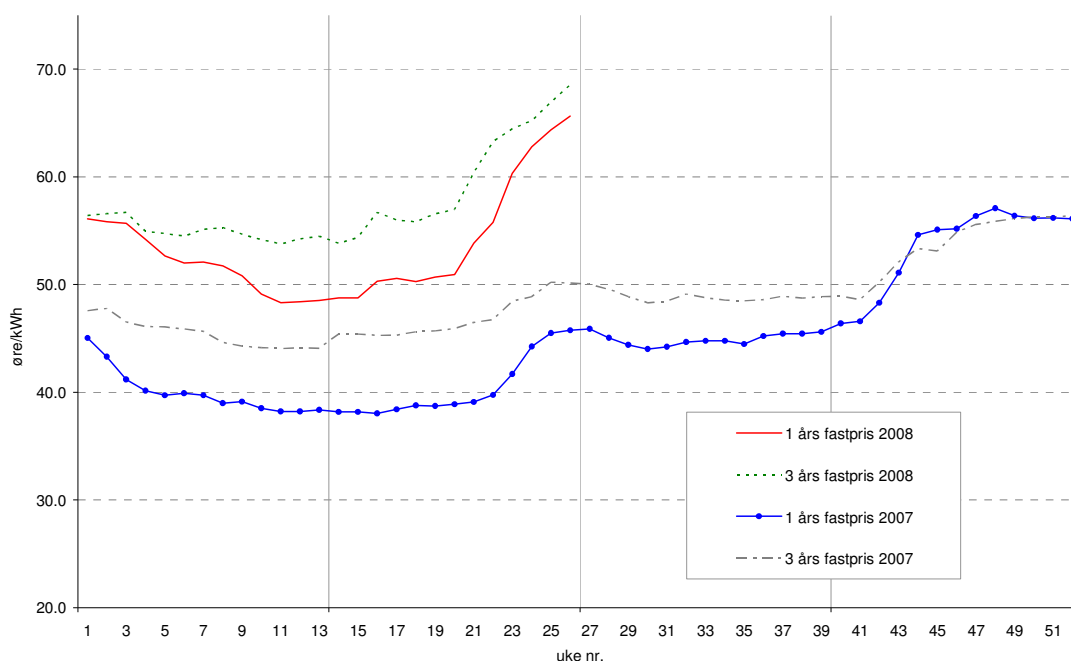
Alle de landsdekkende leverandørene som var på Konkurransetilsynets prisoversikt gjennom kvartalet, lå under snittet for de dominerende leverandørene og over snittet for en spotpriskontrakt med påslag for Sør-Norge. De 15 billigste landsdekkende leverandørenes standard variabel pris var i snitt 5,5 øre dyrere enn prisen på en spotpriskontrakt for Sør-Norge.

**Figur 1.8.3 Aritmetisk snitt for 18 landsdekkende kraftleverandører sammenlignet med gjennomsnittet for utvalget av dominerende leverandører, begge standard variabel kontrakt, og med en spotpriskontrakt med påslag på 1,9 øre/kWh, priser inkl. mva, øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE**



I gjennomsnitt var prisen på 1-års fastpriskontrakt 54,9 øre/kWh i andre kvartal 2008. Det er en økning på 2,9 øre fra forrige kvartal. Prisen gikk fra 48,7 øre/kWh i uke 14 til 65,6 øre/kWh i uke 26. For 3-års fastpriskontrakt var snittprisen 59,9 øre/kWh i årets andre kvartal, noe som var en økning på 4,9 øre fra første kvartal. Ved utgangen av andre kvartal var det 16 landsdekkende leverandører som tilbød 1-års fastpriskontrakt og fem landsdekkende leverandører som tilbød 3-års fastpriskontrakt.

Figur 1.8.4 Prisutviklingen for 1- og 3-års fastpriskontrakter med et forbruk på 20 000 kWh/år, øre/kWh inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE.

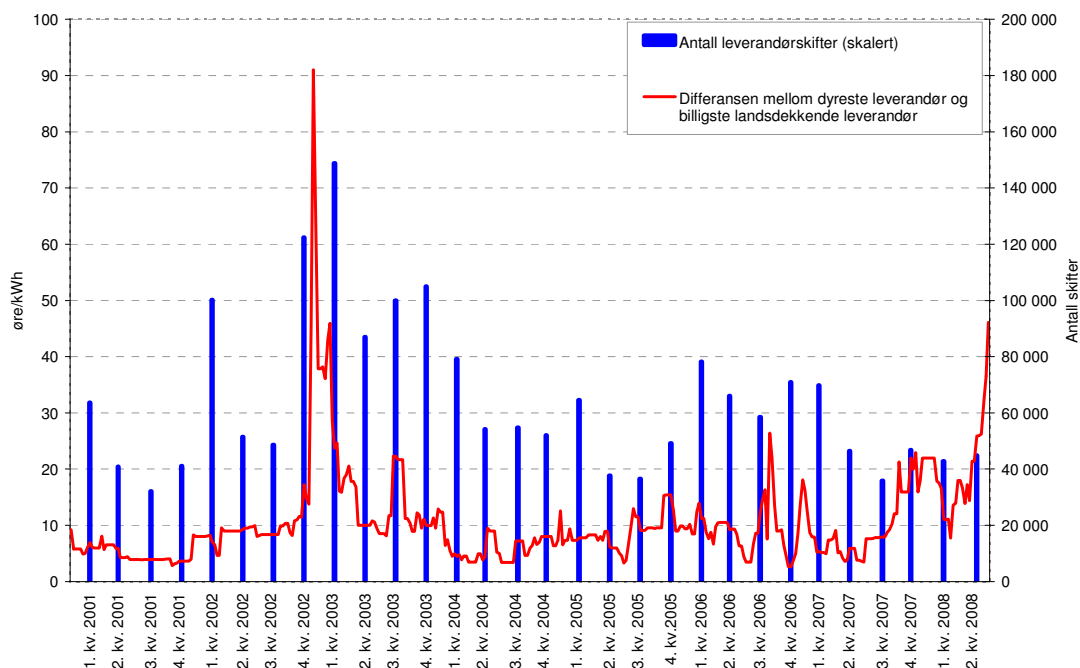


## 1.8.2 Leverandørskifter

I årets andre kvartal ble det gjennomført om lag 44 900 leverandørskifter blant husholdningskunder. Det er 1 500 skifter mindre enn i tilsvarende kvartal i fjor, hvor det var 46 400 skifter. Sammenlignet med forrige kvartal har antall leverandørskifter økt med om lag 2 100.

Prisdifferansen mellom den dyreste leverandøren og den billigste landsdekkende leverandøren økte i snitt med 8,6 øre fra første kvartal til 24,3 øre/kWh i andre kvartal. For samme kvartal i fjor var denne prisforskjellen 4,8 øre/kWh.

Figur 1.8.5 Prisspredning og antall leverandørskifter. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE

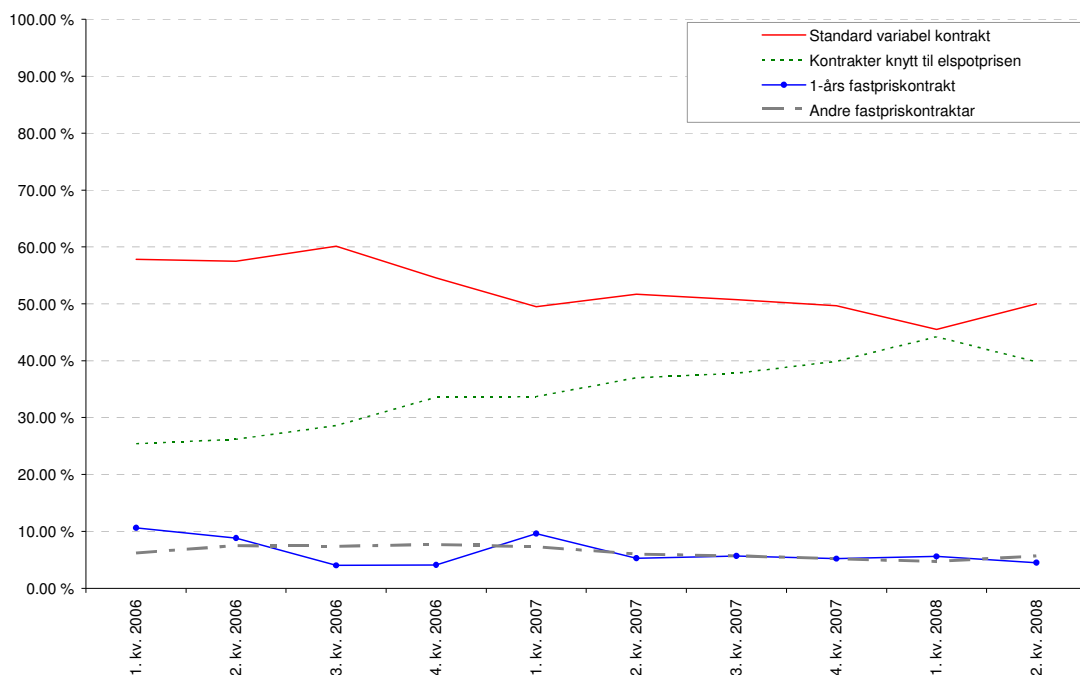


### 1.8.3 Kontraktvalg

I andre kvartal 2008 ble andelen av husholdningene som er knyttet til spotpriskontrakt redusert med 4,4 prosentpoeng og var 39,8 prosent. Sammenlignet med tilsvarende kvartal i fjor er det en økning på 2,8 prosentpoeng.

I snitt var andelen av husholdningene som hadde standard variabel kontrakt 50,0 prosent i andre kvartal 2008. Det er en økning på 4,5 prosentpoeng fra første kvartal. 10,2 prosent av husholdningene hadde fastpriskontrakter i andre kvartal 2008, og det er en nedgang på 0,1 prosentpoeng fra forrige kvartal og 1,1 prosentpoeng fra samme kvartal i fjor.

Figur 1.8.6 Prosentvis fordeling av ulike typer kontrakter i husholdningsmarkedet. Kilde: SSB



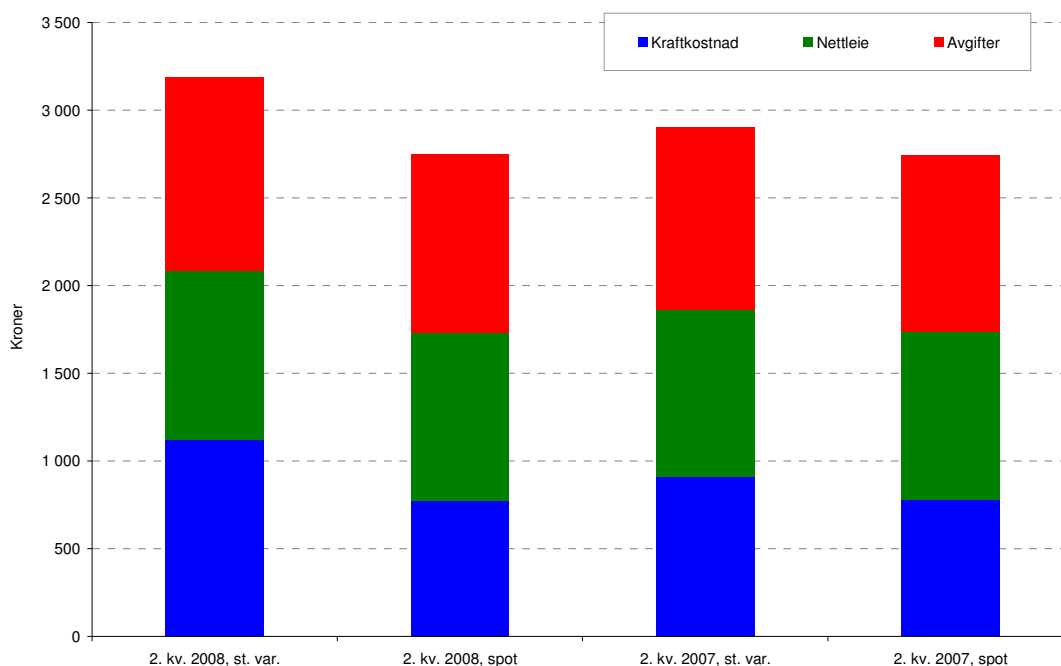
#### 1.8.4 Husholdningenes samlede utgifter til elektrisk kraft

Totalprisen på elektrisitet<sup>11</sup> for en forbruker er satt sammen av kraftpris, nettleie og avgifter. Den totale utgiften til elektrisk kraft for en norsk husholdningskunde inkludert avgifter var kr 3 188 i andre kvartal 2008 ved standard variabel kontrakt og kr 2 750 ved spotpriskontrakt i Sør-Norge. Sammenlignet med samme kvartal i fjor er det en økning på 10,0 prosent for standard variabel kontrakt, mens det er uendret for spotpriskontrakt.

Den totale kostnaden for en forbruker med standard variabel kontrakt var i andre kvartal 2008 satt sammen av 35,2 prosent til kraft, 30,0 prosent til nettleie og 34,8 prosent til avgifter (merverdiavgift og forbrukeravgift). Tilsvarende tall for andre kvartal 2007 var 31,2 prosent til kraft, 33,0 prosent til nettleie og 35,8 prosent til avgifter.

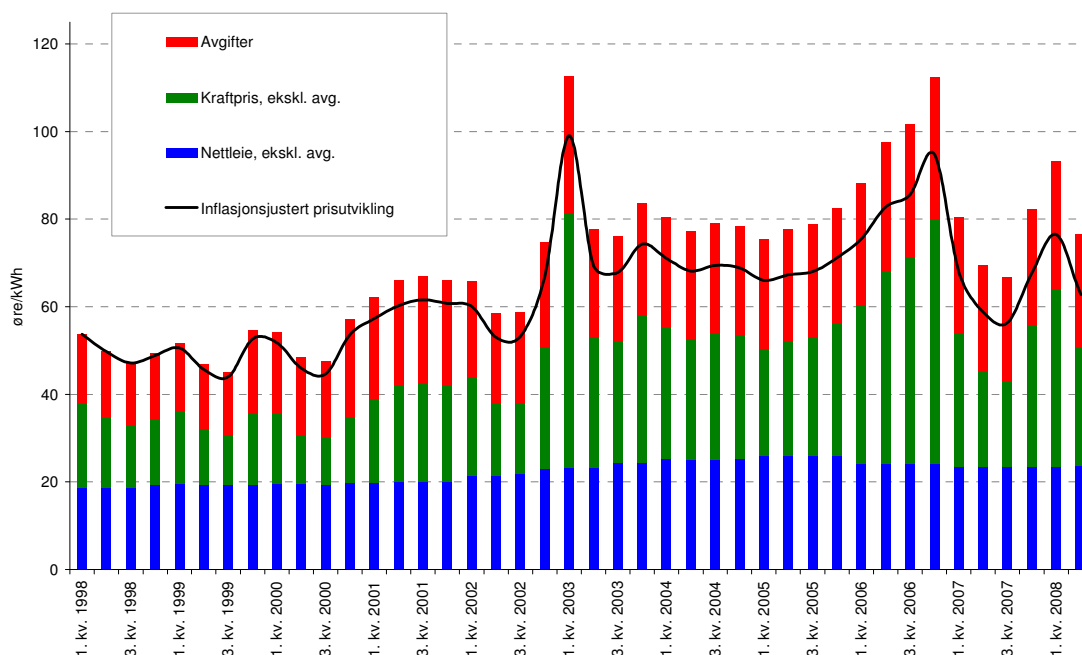
<sup>11</sup> Beregnet på grunnlag av et forbruk på 20 000 kWh/år, og justert for sesongmessige forbruksvariasjoner.

**Figur 1.8.7 Totalkostnad i fjerde kvartal til kraft, nettleie, og offentlige avgifter i kroner ved et årlig forbruk på 20 000 kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE**



Figur 1.8.8 viser utviklingen i kraftpriser, nettleie, og avgifter fra 1998 til og med andre kvartal 2008. Prisen på standard variabel kontrakt, tilbudt av dominerende leverandører, har i snitt gått ned i andre kvartal. Dette bidro til at avgiftene også gikk ned i andre kvartal. Gjennomsnittlig nettleie har siden første kvartal i år vært 23,6 øre/kWh.

**Figur 1.8.8 Kraftpris (standard variabel, volumveid), nettleie og avgifter, gjennomsnitt for kvartalet, øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet, SSB og NVE**



## 2 Temaartikkel

### 2.1 Krafthandel mellom Norge og Nederland

Av førstekonsulent Finn Erik Pettersen og rådgiver Håkon Mørch Korvald, Seksjon for analyse

*Den 6. mai i år ble NorNed-kabelen som forbinder det nederlandske og nordiske kraftsystemet satt i kommersiell drift. Ulike produksjons- og forbruksmønstre i systemene bidrar til at de potensielle gevinstene ved handel over NorNed er betydelige. Dagens handelsløsning på NorNed-kabelen er en midlertidig løsning. I artikkelen sammenlignes den midlertidige løsningen med alternative og mer samfunnsøkonomisk lønnsomme løsninger. Vi gir også en oversikt over handelsresultatene for kabelen så langt i år. De første månedene med handel over NorNed har vært preget av kraftoverskudd og til dels svært lave priser i Sør-Norge.*

*I tillegg til å se på den direkte handelen over NorNed har vi benyttet en kraftmarkedsmodell til å studere hvordan muligheten for overføring vil kunne påvirke prisene på hver side av kabelen.*

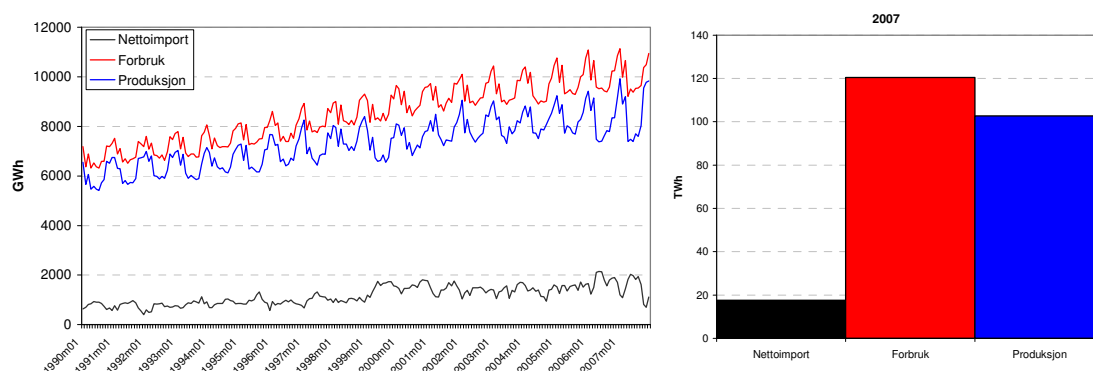
*Artikkelen er delt i fire hoveddeler. Vi gir først en kortfattet beskrivelse av det nederlandske kraftsystemet. Deretter fokuserer vi på handelsløsningen for NorNed, og presenterer handelsresultater for de 13 første ukene NorNed var i drift. Videre beskrives prisforhold på begge sider av kabelen i 2007 da kabelen ikke var i drift. Til slutt presenteres modellberegninger der vi har sett på hvordan NorNed kan tenkes å påvirke kraftpriser og markedslivevekt i Norge og Nederland.*

#### 2.1.1 Det nederlandske kraftsystemet

Kraftmarkedet i Nederland har blitt liberalisert gjennom en stegvis tilnærming mot full markedsåpning. Grunnlaget for denne prosessen ble lagt i et Energy White Paper i 1996. Hovedfokus i meldingen var bærekraftig energiforsyning og introduksjon av markedsløsninger. Siden 2004 har alle sluttbrukere hatt full markedsadgang. Den hollandske regulatoren (DTe) har ansvaret for å fremme effektiv konkurranse i nederlandske energimarkeder. Den systemansvarlige nettoperatøren TenneT ble opprettet i 1998 og har ansvaret for avregning.

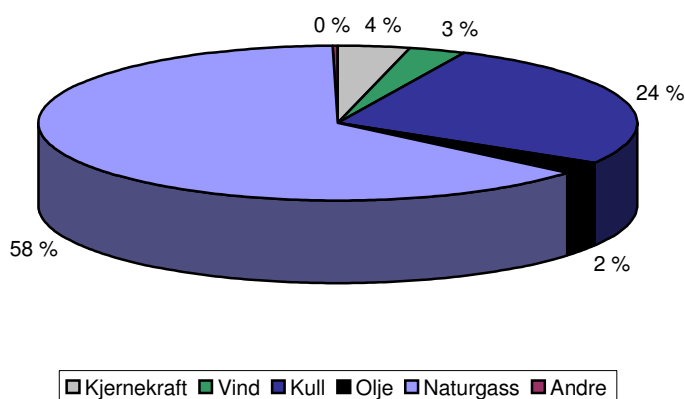
Det hollandske kraftforbruket var 120 TWh i 2007. Det tilsvarer om lag 7500 kWh pr innbygger. I Norge var det totale kraftforbruket 127 TWh, og målt per innbygger var det norske forbruket nesten fire ganger så høyt som det hollandske. Dette skyldes i hovedsak at elektrisitet i mindre grad benyttes til oppvarming i Nederland enn i Norge, og at det er mer kraftintensiv industri i Norge.

Figur 2.1 Nederlandsk produksjon, forbruk og utveksling av elektrisk kraft 1990-2007, TWh. Kilde: Eurostat



Produksjonskapasiteten i det nederlandske kraftsystemet er omkring 23000 MW. Konvensjonelle termiske kraftverk er den dominerende produksjonsteknologien, og naturgass den viktigste energikilden. I 2006 stod kraftverk fyrt med naturgass for om lag 60 prosent av den totale kraftproduksjonen. Kullkraftverk er nest største produksjonsteknologi. Vindkraft er teknologien som har hatt høyest vekst de siste årene.

Figur 2.2 Produksjon fordelt på energikilde i 2006. Kilde: Eurostat



Siden 1990 har Nederland vært nettoimportør av elektrisk kraft i samtlige år. I 2007 importerte Nederland 18 TWh. Det tilsvarer 15 prosent av det innenlandske kraftforbruket. Nederland har tre overføringsforbindelser til Tyskland, to til Belgia og en til Norge (NorNed). I tillegg er en undersjøisk forbindelse til Storbritannia (BritNed) under bygging. Total kapasitet på utenlandsforbindelsene er 4350 MW, BritNed kablen vil bidra med ytterligere 1000 MW.

APX som er den nederlandske kraftbørsen, ble opprettet i 1999. I tillegg til et spotmarked for elektrisitet er APX også markedsplass for naturgass og CO<sub>2</sub>-kvoter. I slutten av 2006 ble APX integrert med kraftbørsene i Belgia (Belpex) og Frankrike (Powernext) med markedskobling, noe som i følge TenneT har bidratt til bedre utnyttelse av kabelforbindelsene mellom landene.

### 2.1.2 NorNed

NorNed-kablen har vært i kommersiell drift siden begynnelsen av mai i år. Med en lengde på 580 km er den verdens lengste undersjøiske høyvoltskabel. Overføringskapasiteten er 700 MW. Det tilsvarer om lag 15 prosent av Norges samlede eksportkapasitet. Beslutningen om å legge



kabelen ble tatt av Statnett og TenneT i desember 2004 etter at myndighetene i de respektive landene hadde gitt konsesjon. Første auksjon for overføringsrettigheter ble holdt 6. mai i år.

## **Handelsløsning**

Handelsløsningen på NorNed er i dag eksplisitte auksjoner. Auksjonene administreres av Statnett og TenneT. De arrangerer "day-ahead" auksjoner for fysiske overføringsrettigheter til kabelen. Det vil si at aktørene gir bud på overføringsrettigheter for neste dag. Det at det arrangeres eksplisitte auksjoner for overføring er kun ment som en midlertidig nødløsning, da markedskobling gjennom implisitte auksjoner var en forutsetning ved innvilgelsen av konsesjonen til Statnett. Olje- og energidepartementet har gitt Statnett en midlertidig dispensasjon fra å oppfylle kravet om markedskobling og implisitt auksjonering. Dispensasjonen gjelder bare ut 2008. Årsaken til at handelen over NorNed ikke er organisert i samsvar med vilkårene i konsesjonen er at betingelsene for å få organisert effektiv implisitt auksjon foreløpig ikke er tilfredsstillt på nederlandsk side.

Når implisitte auksjoner blir implementert som planlagt vil det ikke lenger være egne auksjoner for fysiske overføringsrettigheter. Ved implisitte auksjoner behandles budene på energi og allokeringen av overføringskapasitet simultant. Aktørene gir kun bud på hvor mye elektrisk kraft de vil kjøpe eller selge til hvilke priser i hvert enkelt markedsområde. Flytretningen og hvor mye som overføres over forbindelsen bestemmes på bakgrunn av tilbud og etterspørsel i hvert enkelt område. Hvis områder som er forbundet med hverandre med nett eller kabel i en situasjon uten overføring har forskjellig pris, vil det være lønnsomt å overføre kraft fra området med lavest pris til området med høyest pris. Er overføringskapasiteten stor og prisdifferensene i utgangspunktet små, vil områdene på hver side av kabelen få samme pris når det overføres kraft mellom områdene. Er overføringskapasiteten liten og prisdifferensene i utgangspunktet store vil det kunne oppstå en flaskehals. Det vil si at områdene har ulik pris selv om det er full overføring mellom dem. Implisitt auksjon benyttes innenfor hele Nord Pool området.

## **NorNed-auksjoner**

### ***Tilgjengelig overføringskapasitet og ramping***

Hvor mye kapasitet som er tilgjengelig for auksjonering bestemmes av de systemansvarlige nettselskapene Statnett og TenneT, og kapasiteten offentliggjøres en halvtime før aktørene må levere inn sine bud. Normalt vil kabelens fulle kapasitet (700 MW) være tilgjengelig for auksjonen. I tillegg til feil på kabelen og vedlikeholdsperioder, vil særskilte forhold i overføringsnettet på nederlandsk eller norsk side kunne føre til begrensninger i kapasiteten som gjøres tilgjengelig for auksjonen.

Det vil også være redusert tilgjengelig kapasitet på kabelen i timer hvor kraftflyten skifter retning. Dette kalles ramping. I timer flyten snur vil den tilgjengelige kapasiteten være redusert fra 700 til 300 MW. Det betyr at hvis flyten går fra norsk import til norsk eksport kan det maksimalt være 300 MW norsk import i timen før og 300 MW norsk eksport i timen etter retningsskifte. Det at overføringskapasiteten reduseres i forbindelse med retningsskifte er i tråd med avtaler i Nordel (organisasjonen for de nordiske systemansvarlige nettselskapene). Det eksisterer således tilsvarende begrensninger ved skifte av flytretning på overføringsforbindelsene mellom de øvrige nordiske landene og kontinentet. Årsaken til ramping-restriksjonene er hensynet til systemsikkerhet. Innad i Norden er imidlertid

handelsløsningen implisitte auksjoner, og ramping håndteres således sammen med prisfastsettelsen.

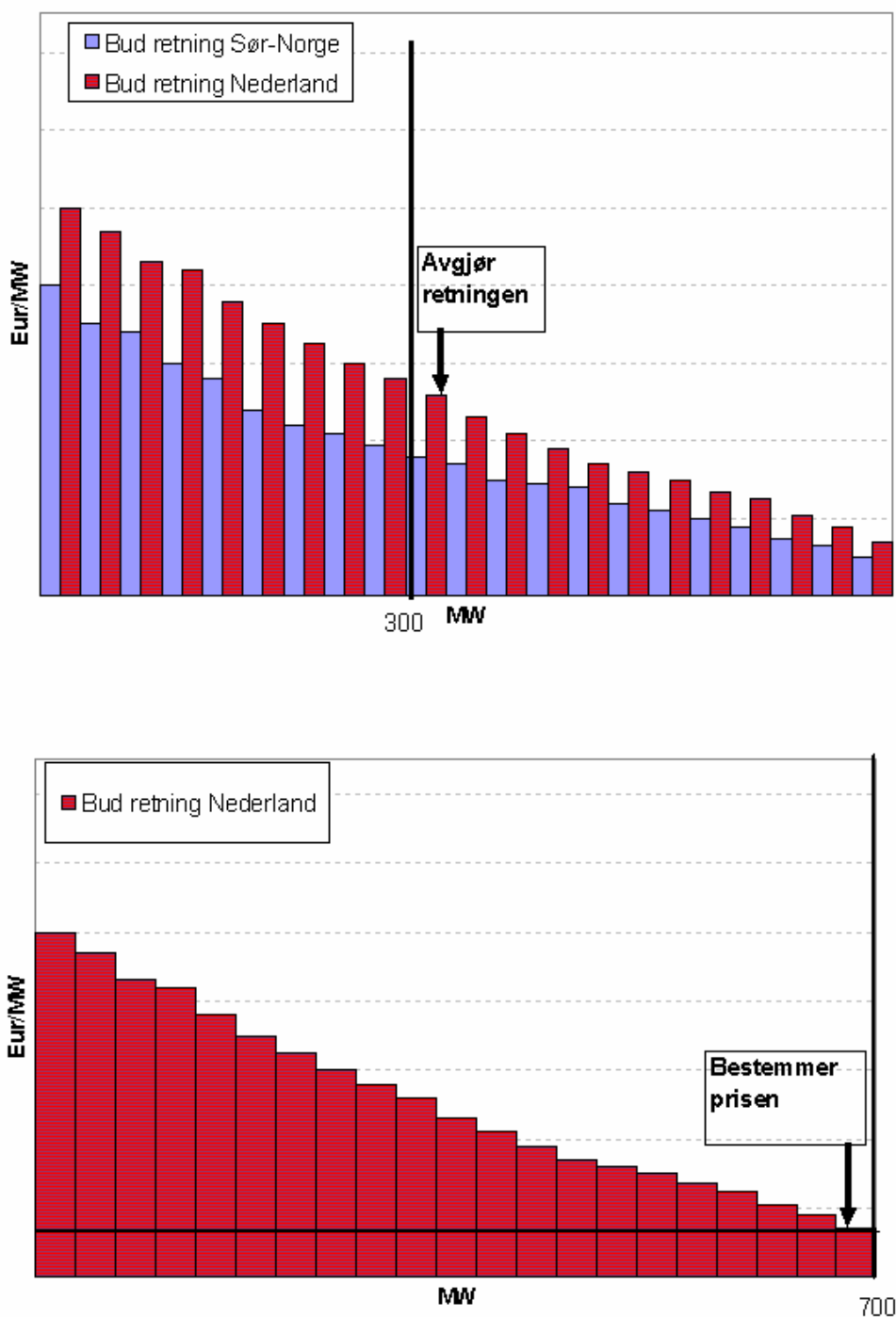
### ***Bud og prisdannelse***

Alle som ønsker å gi bud på overføringsrettigheter må være balanseansvarlig i Norge eller i Nederland og ha aktøravtale både med den nordiske kraftbørsen Nord Pool Spot og den nederlandske kraftbørsen APX. Budene gis separat for hver enkelt time den påfølgende dag og inneholder retning, volum og pris. Budene blir først benyttet til å bestemme i hvilken retning kraften skal overføres. Dette gjøres ved at det settes en teoretisk grense på 300 MW i begge retninger. Budene rangeres fra høyest til lavest, og det første budet som ikke blir akseptert blir identifisert som retningsbestemmende. Det blir et retningsbestemmende bud for hver retning. Flytretningen blir fastsatt av det høyeste av disse to retningsbestemmende budene. Det at aksepterte bud ikke kan være retningsbestemmende reduserer insentivene til å by strategisk med hensyn til å endre flytretningen.

Når retningen er fastsatt fylles den tilgjengelige kapasiteten (inntil 700 MW) med de høyeste budene først. Prisen på det siste aksepterte budet danner auksjonsprisen i den aktuelle timen.

Kl. 09:45 offentliggjøres auksjonsprisene for hver time neste dag sammen med andelen av den tilgjengelige kapasiteten som er auksjonert ut. Deretter finner handelen på Nord Pool Spot og APX sted og børsprisene i Sør-Norge og Nederland blir bestemt. Aktørene som besitter overføringsrettigheter til kabelen har så mulighet til å angi hvor mye de faktisk vil overføre. Dette må meldes inn til Statnett/TenneT innen kl 14:00 på auksjonsdagen.

Figur 2.3 Fastsettelse av retning og auksjonspris for overføringsrettigheter over NorNed.



### Handelsresultater i 2008

I perioden fra og med første auksjonsdag 6. mai til og med 31. juli har det hovedsakelig vært norsk eksport til Nederland. Med unntak av tre dager med tekniske problemer i slutten av juli har full kapasitet vært tilgjengelig i nær alle timer siden første auksjonsdag. Totalt har det vært 1,4 TWh norsk nettoeksport over NorNed-kabelen i denne perioden. Dette kan forklares med den spesielle prissituasjonen som har vært i Sør-Norge fra mai til juli. Det har vært meget lav

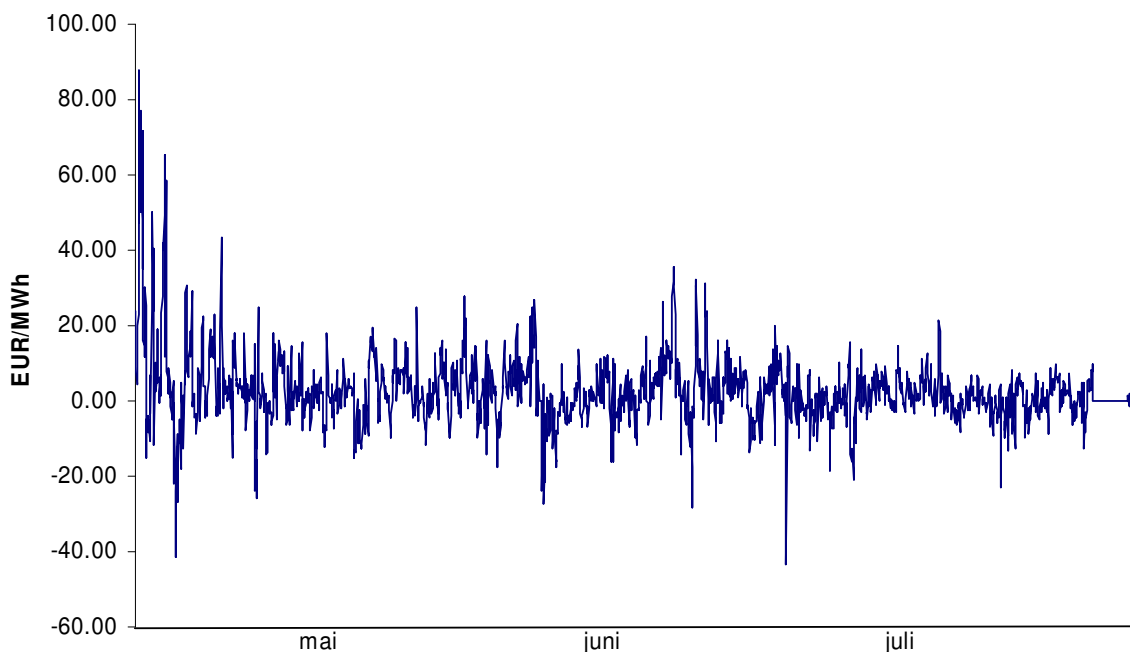
kraftpris i Sør-Norge i denne perioden. I gjennomsnitt har prisen i Sør-Norge vært 45 EUR /MWh lavere enn i Nederland. De lave prisene i Sør-Norge skyldes en kombinasjon av høy vannkraftproduksjon og begrenset eksportkapasitet på øvrige kabelforbindelser ut av Sør-Norge. Det er først i midten av juni at det har blitt nominert kapasitet fra Nederland til Norge. Den norske importen over NorNed-kabelen har hovedsakelig vært enkelte timer om natten. Totalt har flyten skiftet retning 30 ganger i juni og juli.

Inntekten aktørene får ved å benytte overføringsrettigheten vil være prisforskjellen mellom Sør-Norge og Nederland multiplisert med overføringsvolumet i hver time. Hvis en markedsaktør ikke velger å bruke overføringsrettigheten blir han ikke kompensert for dette (use-it-or-loose-it), og denne overføringskapasiteten blir ikke utnyttet. Markedsaktørene står således overfor en risiko, siden de ikke kjenner prisforskjellen mellom Sør-Norge og Nederland når de legger inn bud. Hvis auksjonsprisen blir høyere enn prisforskjellen, vil de tape på handelen. I timer der prisforskjellen går i motsatt retning av de auksjonerte overføringsrettighetene, dvs. at det er handlet overføringsrettigheter fra området med høyest pris til området med lavest pris, vil det normalt ikke lønne seg å benytte overføringsrettighetene. Det er således grunn til å forvente at aktørene ikke nominerer kapasitet i disse timene. Det har vært utauksjonert overføringsrettigheter i en annen retning enn prisforskjellen tilsier i 85 timer fra mai til og med juli. Det har likevel blitt nominert kapasitet i enkelte av disse timene. Start- og stopp kostnader ved termiske kraftverk samt bud som gjelder flere sammenhengende timer i spotmarkedet for energi (blokk-bud), kan gjøre det mer lønnsomt å overføre kraften fra høypris- til lavprisområdet i enkelttimer enn å la være å benytte overføringsrettigheten.

Figur 2.4 viser gevinsten overføringsrettighetene har gitt siden kabelen ble åpnet for kommersiell drift og ut juli måned. Den store prisforskjellen mellom Nederland og Sør-Norge har gjort handelen over kabelen svært lønnsom. I gjennomsnitt har prisforskjellen vært 2,64 Euro/MWh høyere enn auksjonsprisen. Statnett og TenneT sin inntekt på salg av overføringsrettigheter har vært 60,6 mill. EUR frem til og med juli. Sett i forhold til overføringsvolumet har aktørene samlet sett tjent i overkant av 16 mill. EUR i perioden. Det er omtrent 20 prosent av de totale inntektene kabelen har gitt. Den største gevinsten for en time var 87,96 EUR i time 14 den første auksjonsdagen. Vi ser generelt en fallende tendens i fortjenesten, noe som kan reflektere en læring- eller tilpasningseffekt hos aktørene. I 34 prosent av timene har auksjonsprisen vært høyere enn prisforskjellen mellom Norge og Nederland, og aktørene har tapt på kjøpet av overføringsrettigheter.

Hvis det er en reell og velfungerende konkurranse mellom budgiverne er det grunn til å vente at de i en viss andel av tiden vil tape på handelen. Konkurransen innebærer at budgiverne vil presse hverandre til å gi så høye bud at de ikke kan være sikre på at kostnaden vil dekkes av inntekten som prisforskjellen vil gi. Over tid er det imidlertid grunn til å forvente en positiv gevinst for aktørene. Denne gevinsten kan betraktes som en risikopremie som følge av at de ikke kjenner den faktiske prisdifferansen mellom Norge og Nederland når de byr på overføringsrettigheter. Hvor stor denne risikopremien blir, vil avhenge av aktørenes holdning til risiko.

Figur 2.4 Fortjeneste ved bruk av overføringsretter i mai, juni og juli 2008. Euro/MWh.



### Fordeler ved implisitt auksjon som handelsløsning

Det er grunn til å forvente at en overgang fra dagens handelsløsning med eksplisitte auksjoner til en løsning med implisitte auksjoner vil kunne gi betydelige gevinster med hensyn til en effektiv utnyttelse av overføringskapasiteten. Ved sekvensielle bud, først på overføringsrettigheter og deretter på energi, må aktørene ta stilling til verdien på overføring før prisforskjellen er kjent. Dette medfører at aktørene i noen tilfeller ville kunne ønske å ha overført mer eller mindre hvis prisene var kjent i det de ga bud på NorNed auksjonen. Det at flytretningen bestemmes av budene på overføringsrettighetene vil kunne gi spesielt uheldige utfall med hensyn til utnyttelsen av kabelen, da det kan bli utauksjonert rettigheter for overføring fra området hvor kraften verdsettes høyest (høyprisområdet) til området med lavest verdsettelse av kraften (lavprisområdet).

Implisitte auksjoner innebærer at kraftpriser og overføring blir fastsatt simultant. Aktørene legger ikke inn bud på overføringsrettigheter basert på usikre antagelser om kraftprisforskjellen mellom områdene. I stedet tas det direkte hensyn til den tilgjengelige overføringskapasiteten i behandlingen av budene på energi. Dette gir en bedre utnyttelse av overføringskapasiteten.

Ved implisitte auksjoner blir i prinsippet alle markedsdeltakerne på begge sider av kabelen deltakere i handelen over kabelen. Gjennom deltagelsen i handelen i eget marked deltar man også i handelen over kabelen. Ved en eksplisitt auksjon er det derimot kun aktører som har skaffet seg nødvendige avtaler/tillatelser også i det andre markedet som kan delta i handelen over kabelen. For nederlandske aktører som vil delta i den eksplisitte auksjonen kreves for eksempel omsetningskonsesjon og balanseavtale med Statnett i tillegg til de tillatelser og avtaler som ordinært kreves for handel på nederlandsk side. Det er tilsvarende krav på nederlandsk side for norske aktører som vil delta i den eksplisitte auksjonen. Det viser seg for øvrig også å være

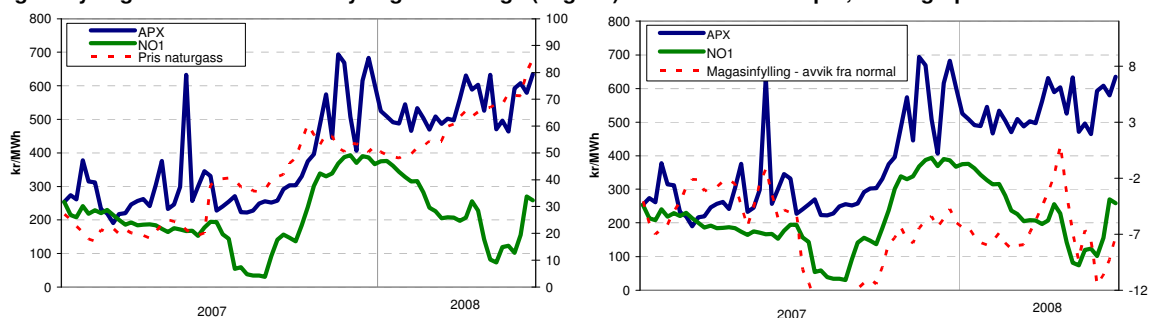
relativt færre norske enn nederlandske eller andre utenlandske aktører på denne eksplisitte auksjonsløsningen.

Så langt i år har det vært betydelig lavere priser enn normalt i Sør-Norge, og den fulle kapasiteten i retning Nederland har vært utnyttet i de fleste timer. Det er grunn til å tro at kapasitetsutnyttelsen i større grad vil sammenfalle med en optimal kapasitetsutnyttelse i en slik situasjon. Med andre betingelser for norsk vannkraftproduksjon samt full overføringskapasitet til Sverige og Danmark kan det bli mindre prisforskjell mellom Sør-Norge og Nederland. Dette vil skape mer uforutsigbarhet med hensyn til i hvilken retning det lønner seg å overføre kraft, og det vil da kunne bli et større avvik sammenlignet med det som ville vært en optimal kapasitetsutnyttelse. Selv om prissituasjonen frem til og med juli har vært relativt forutsigbar, har vi likevel sett at flytretningen har vært fra høypris- til lavprisområdet i hele 85 timer.

### 2.1.3 Kraftpriser i Nederland og Sør-Norge (2007)

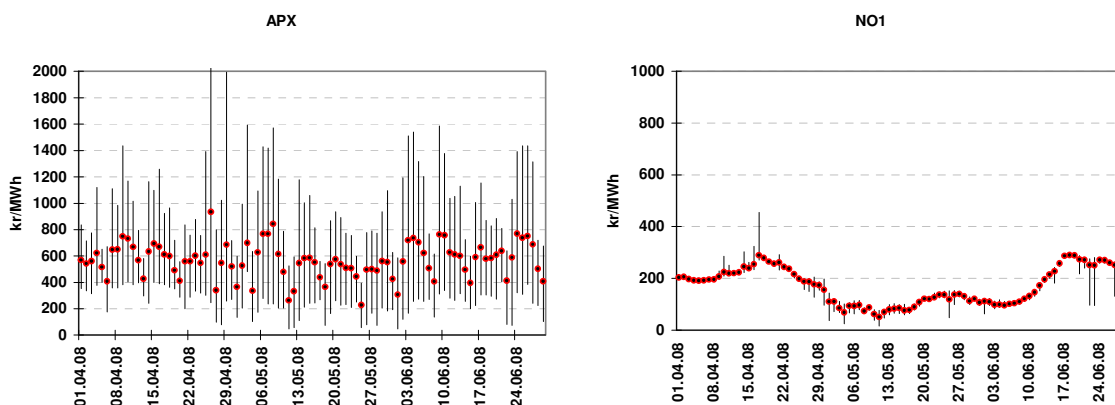
Kraftprisene på den nederlandske kraftbørsen påvirkes sterkt av brenselpriser, og spesielt markedsprisen på naturgass ettersom produksjonssystemet domineres av gasskraft. Også i Norden påvirkes kraftprisene av brenselpriser, fordi brenselstyrte kraftverk ofte er marginal tilbyder i markedet. Samtidig vil værforhold og spesielt tilsiget til vannkraftstasjonene, ha betydning for prisutviklingen. Et eksempel på dette så vi sommeren i 2007, da prisene som i år var svært lave i Sør-Norge. Dette skyldtes unormalt høye tilsig og dermed sterkt kjøprepress for vannkraftverkene. I store deler av perioden var all eksportkapasitet ut av Sør-Norge fullt utnyttet, og kraftprisen i Sør-Norge var lavere enn prisene ellers i Norden.

Figur 2.5 Ukentlige børserpriser for Sør-Norge (NO1) og Nederland. Euro/MWh. Samt priser på naturgass og magasinutfyllingens avvik fra normalutfylling i Sør-Norge (negativ) Kilde: Nord Pool Spot, APX og Spectron



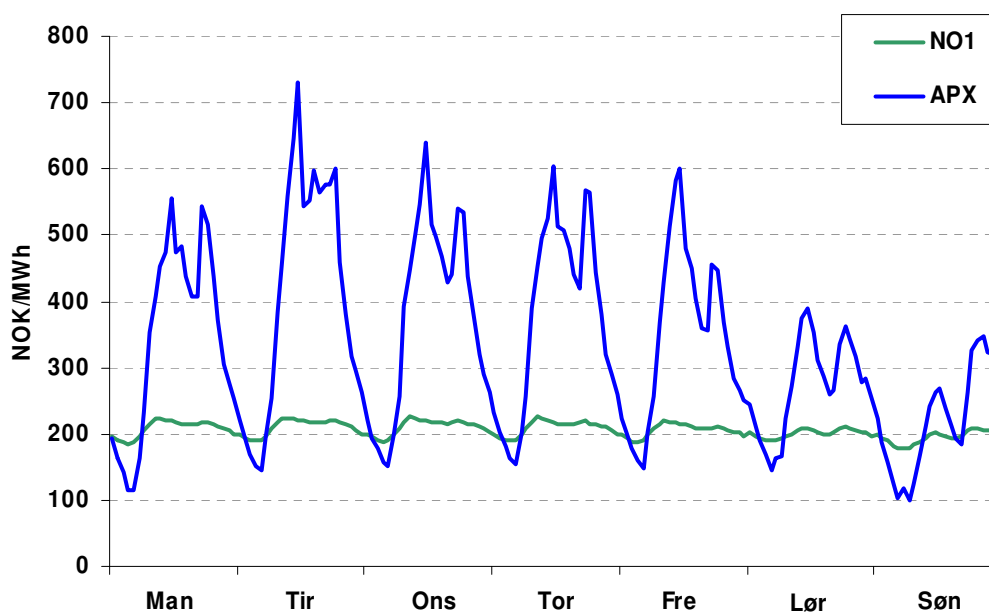
Volatiliteten i nederlandske kraftpriser er betydelig sammenlignet med i Sør-Norge og Norden forøvrig. Dette kan skyldes at termisk kraftproduksjon er mindre fleksibel enn vannkraft. Start og stopp av termiske kraftverk tar tid og er kostbart. Vannkraftverk, derimot, kan stanse og starte produksjonen på et øyeblikk, og kostnadene knyttet til dette er små. Det innebærer at produksjonen i Norge i større grad følger variasjoner i kraftforbruket. I Nederland er det større variasjon i prisen enn det er i produksjonen, mens det er motsatt i Norge.

Figur 2.6 Norsk og nederlandsk døgngjennomsnitt og prisvariasjon over døgnet i andre kvartal 2008. Euro/MWh. Kilde Nord Pool Spot og APX



Ulik produksjonssammensetning i de to kraftsystemene gir opphav til betydelige handelsgevinster. Produksjonen i det norske og nordiske kraftsystemet er svært avhengig av værforhold. Kabelforbindelsen til Nederland vil kunne bidra til å avhjelpe situasjoner med lav vannkraftproduksjon og kraftunderskudd i Norge. På samme måte vil kabelen bidra til bedre avkastning for norsk vannkraft i perioder med høye tilsig og høy vannkraftproduksjon. Svingningene i nederlandske priser over døgnet og uken vil likevel være det viktigste bidraget til handelsgevinster. I 2007 var det betydelige forskjeller mellom prisene i de to områdene. Typisk var det lavere priser i Nederland enn i Norge på natten når forbruket var på det laveste, og høyere priser ellers i døgnet og uken. Gjennomsnittlig prisforskjell mellom Sør-Norge og Nederland var 142 kr/MWh i 2007. Med prisforskjeller som i 2007 ville NorNed-kabelen gitt en årlig flaskehalsinntekt (prisforskjell \* overføringskapasitet) på i overkant av 900 millioner kroner. Vi viser imidlertid i neste avsnitt at det kan være grunn til å tro at kabelen vil ha en viss påvirkning på kraftprisene i de to områdene

Figur 2.7 Prisstruktur i gjennomsnittsuken for 2007. NOK/MWh. Kilder: NordPool og APX



## 2.1.4 Simuleringer

For å undersøke hvordan NorNed påvirker markedsløsninger på hver side av kabelen har vi benyttet kraftmarkedsmodellen BID til å simulere det nord-europeiske kraftsystemet med og uten mulighet for overføring av kraft mellom Norge og Nederland.<sup>12</sup> BID er en stokastisk simuleringmodell som i tillegg til Norden omfatter store deler av Europa. En hovedfordel med denne modellen sammenlignet med andre kraftmarkedsmodeller er at den simulerer markedsløsninger på timebasis. Dette er spesielt viktig for god modellering av utveksling mellom delområder. Modellen inneholder en detaljert beskrivelse av produksjons- og forbrukssiden i hvert land og kabeltilknytninger mellom dem. Norge, Sverige, Danmark og Tyskland er i tillegg delt opp i flere områder, slik at modellen fanger opp regionale forhold og eventuelle flaskehalsar innad i disse landene. Modellen beregner markedsløsninger i to hovedtrinn. I første trinn benyttes stokastisk dynamisk modellering til å beregne vannverdier for vannkraftprodusentene med magasinkapasitet. Vannverdiene gir en strategi for hvordan magasinene i delområdene disponeres over tid. I trinn 2 simuleres markedet, der produsentene byr inn kraft til en pris lik marginalkostnadene (vannverdier for vannkraftprodusenter). I tillegg kommer uregulert produksjon fra elvekraftverk og vindkraftverk. Det beregnes aggregerte tilbuds- og etterspørselskurver i hvert område, og simuleringen gir markedsklarering i hvert av de modellerte områdene for hver time i 52 uker.

I simuleringsdelen beregnes priser i alle delområder og utvekslingen mellom dem simultant som en del av markedsløsningene. Det forutsettes dermed implisitte auksjoner også for utvekslingen mellom Sør-Norge og Nederland.

## Forutsetninger

Vi har i første omgang modellert et normalår (52 uker) med og uten NorNed-kabelen. Det innebærer at det er forutsatt normal magasininfylling ved inngangen til året og normale nivåer for tilsig, vind og temperaturer i den simulerte perioden.<sup>13</sup>

Prisene på fossilt brensel bestemmer i stor grad marginalkostnadene i termiske kraftverk og er således viktige for resultatene. Vi har hentet verdensmarkedspriser på olje, naturgass og kull fra europeiske råvarebørser. I våre beregninger har vi benyttet terminpriser for 2009 notert i juni 2008. Vi har videre benyttet en pris på utslippsretter for CO<sub>2</sub> på 25 euro/tonn. Det tilsvarer prisen på utslippsretter slik de ble handlet på Nord Pool i mai/juni 2008.

Tabell 2.1 Brenselspriser og pris på utslippsretter i beregningene

Energivare	Olje	Kull	Naturgass	CO <sub>2</sub> - utslippsretter
Enhet	\$/fat	\$/tonn	kr/Sm <sup>3</sup>	euro/tonn CO <sub>2</sub>
Pris	135	175	2,9	25

<sup>12</sup> BID "Better Investment Decisions" er utviklet av Econ Poyry.

<sup>13</sup> Normaler; Magasininfylling: median 1990 – 2007, Tilsig og vind: gjennomsnitt 1970 – 1999. Temperaturer: gjennomsnitt 1961 - 1990

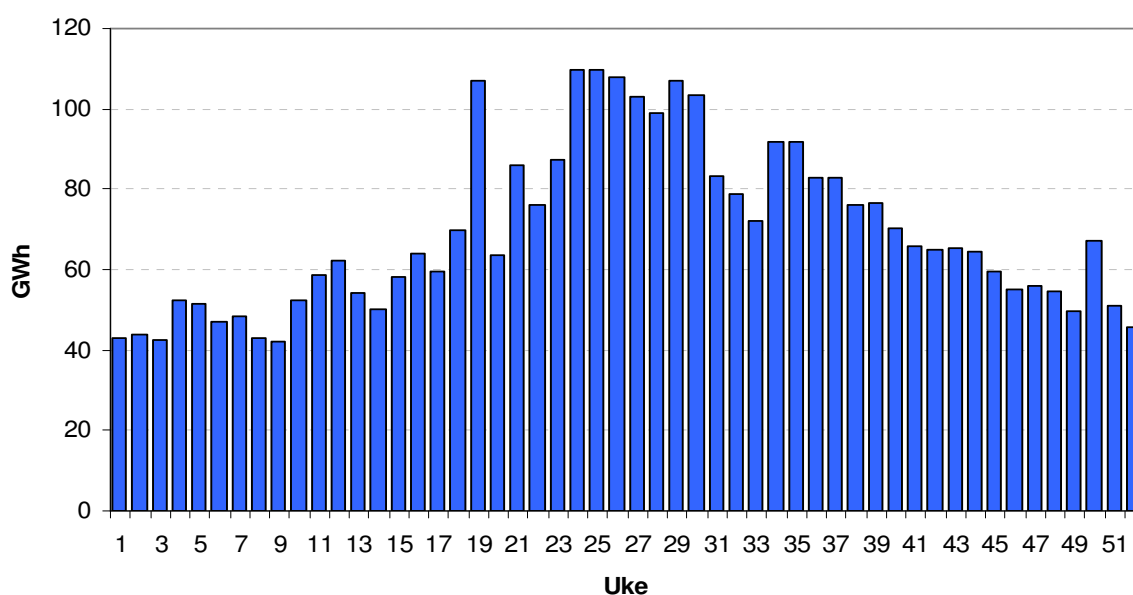


Hvilke marginale produksjonskostnader disse prisene gir avhenger av virkningsgrader og tekniske forhold i hvert enkelt kraftverk. I modellen er ulike typer kraftproduksjon modellert med individuelle virkningsgrader.

## Normalårsberegninger

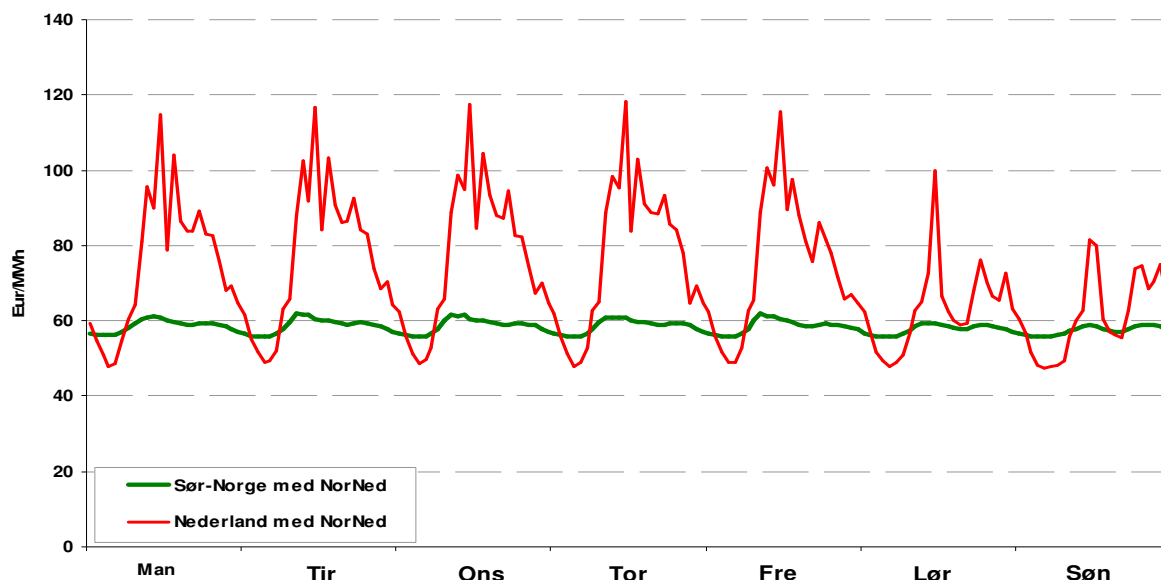
Modellberegningen med NorNed-kabelen gir 3,6 TWh norsk nettoeksport til Nederland i sum for de simulerte 52 ukene. Det tilsvarer om lag 70 GWh nettoeksport i gjennomsnitt pr uke. Det er høyest eksport på sommeren da snøsmelting gir høye tilsig til norske vannkraftstasjoner. I denne perioden er også det norske kraftforbruket på sitt laveste ettersom det er lavt behov for oppvarming. Samtidig er etterspørselen høy i Nederland som følge av kjølebehov.

Figur 2.8 Simulert nettoeksport fra Norge til Nederland. Sum GWh pr uke.



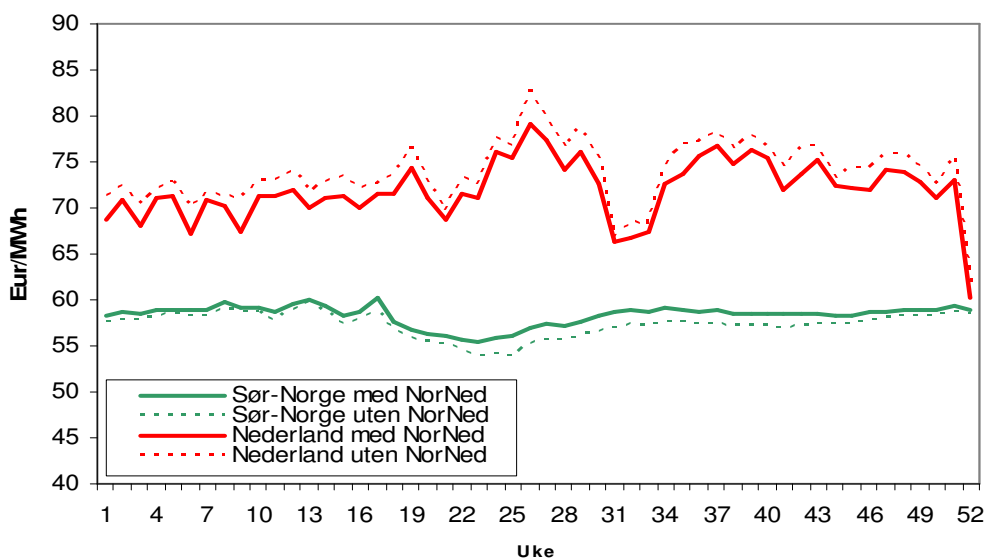
Beregnet kraftpris i Nederland er høyere enn i Sør-Norge i de fleste timer, bortsett fra noen natte- og helgetimer. Ettersom modelleringen i BID representerer en situasjon med implisitte auksjoner flytter kraften til en hver tid i retning av området med høyest pris slik at det er norsk eksport til Nederland i de fleste timene i uken. I gjennomsnittsuken eksporteres det kraft fra Sør-Norge i 127 timer og det importeres i 41 timer. I om lag 10 prosent av alle årets timer gir beregningene lavere utveksling enn kapasiteten på NorNed og dermed lik pris i Sør-Norge og Nederland.

Figur 2.9 Gjennomsnittlige timepriser i Sør-Norge og Nederland for en uke. Euro/MWh



Sammenligning av simuleringene med og uten NorNed-kabelen viser at kabelen gir en viss utjevning mellom kraftprisene i Norge og Nederland. Effekten er imidlertid begrenset, differansen mellom prisene i de to områdene er i gjennomsnitt 16,6 Euro/MWh i beregningene uten kabel til Nederland og 13,6 Euro/MWh i beregningen med NorNed operativ. NorNeds innvirkning på prisen i Sør-Norge er marginalt høyere på sommeren i ukene under snøsmeltingen. I disse ukene er det høye tilsig til norske vannmagasiner samtidig som forbruket er lavt. Muligheten for å sende kraft til Nederland bidrar til økt etterspørsel rettet mot produsentene i Sør-Norge, og det bidrar til høyere pris i Sør-Norge.

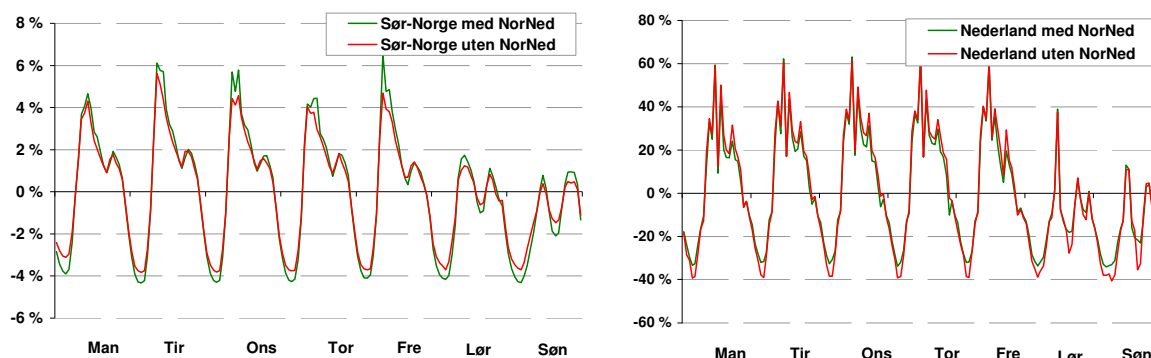
Figur 2.10 Kraftpriser i Norge og Nederland fra simuleringer med og uten NorNed. Euro/MWh



NorNed-kabelen bidrar til noe økt variasjon i kraftprisene i Sør-Norge over døgnet og uken. I natte- og helgetimene importeres det kraft fra Nederland til en lav pris, mens det eksporteres kraft ellers i døgnet. Dette bidrar til lavere sørnorske lavlastpriser og høyere høylastpriser.

Virkingen på kraftprisene i Nederland er motsatt, kabelen gir noe lavere nederlandske høylastpriser og høyere lavlastpriser.

Figur 2.11 Timepriser i en gjennomsnittsuke, målt som avvik fra gjennomsnittsprisen for uken. Prosent.



Den samlede norske nettoeksporten øker kun med 0,4 TWh når det åpnes for handel med Nederland. Eksporten til Nederland dekkes hovedsakelig av økt norsk import fra Danmark og Sverige. Den norske kraftproduksjonen er i stor grad vannkraft, og derfor gitt av tilsigene. Økt etterspørsel mot det nordiske systemet fra Nederland gir høyere nordisk produksjon, men økningen skjer hovedsakelig i termiske kraftverk utenfor Norge. Magasindisponeringen er tilnærmet lik i de to simuleringene, men det brukes noe mindre vann vinterstid i simuleringen med NorNed operativ. Dette skyldes at kabelen bidrar til noe høyere priser på sommeren sammenlignet med en situasjon uten overføring til Nederland. Dermed øker incentivet for lagring av vann utover vinteren.

Høyere priser med kabel til Nederland bidrar til noe reduksjon i det norske kraftforbruket (-0,1 TWh), samt noe høyre produksjon ved gasskraftverket på Kårstø.

Kraften som sendes fra Norge til Nederland erstatter i stor grad nederlandske gasskraftproduksjon. Den samlede hollandske kraftproduksjonen er 2,3 TWh lavere i beregningen med NorNed operativ sammenlignet med beregningen uten NorNed-kabelen.

Tabell 2.2 Kraftbalanse i Norge og Nederland med og uten NorNed. TWh.

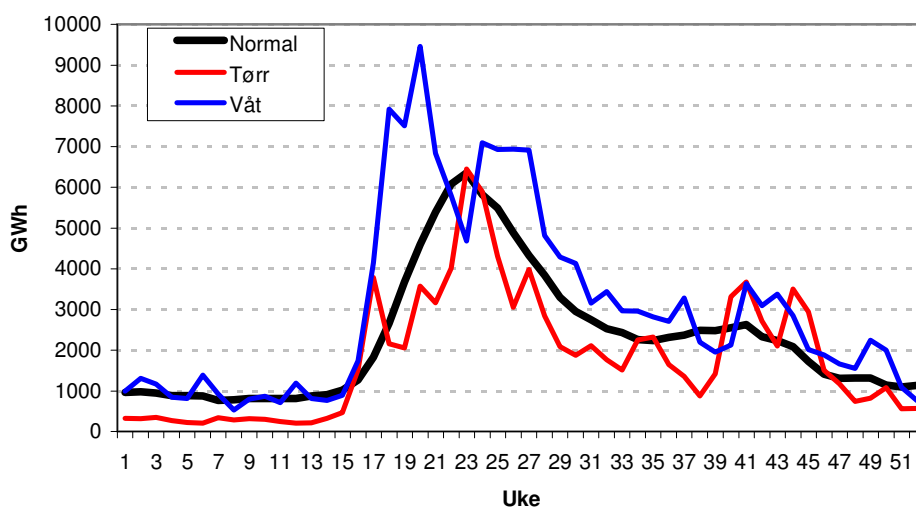
TWh	NORGE		NEDERLAND	
	Med NorNed	Uten NorNed	Med NorNed	Uten NorNed
Produksjon	123.7	123.6	84.5	86.8
Forbruk	124.2	124.3	108.7	107.9
Nettoimport	<b>0.4</b>	<b>0.7</b>	<b>24.1</b>	<b>21.1</b>
Fra Sverige	2.7	0.7		
Fra Danmark	1.8	0.4		
Fra Finland	-0.5	-0.5		
Fra Nederland	-3.6	0.0		
Fra Norge			3.6	0.0
Fra Tyskland			18.0	17.8
Fra Belgia			2.7	3.5

## Tørrår/våtår

For å se på virkninger av NorNed kabelen i andre situasjoner enn et normalår har vi simulert kraftmarkedet i et tørt og et vått år. Disse to tilsigsårene representerer på ingen måte laveste eller høyeste mulige tilsig for et år, men er ment å gi et bilde på hvordan NorNed-kabelen virker på markedsløsningen under ulike hydrologiske forhold.

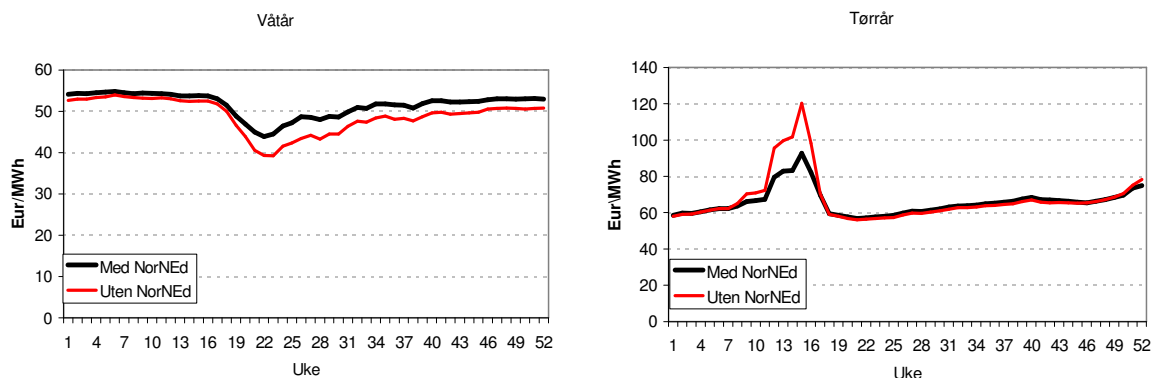
Alle øvrige forutsetninger er de samme som i normalårsberegningene, bortsett fra norsk magasinutfylling ved inngangen til året som er satt til 55 prosent for den tørre simuleringen, og 74 prosent for den våte.

Figur 2.12 Ukentlig tilsig i de ulike alternativene. GWh



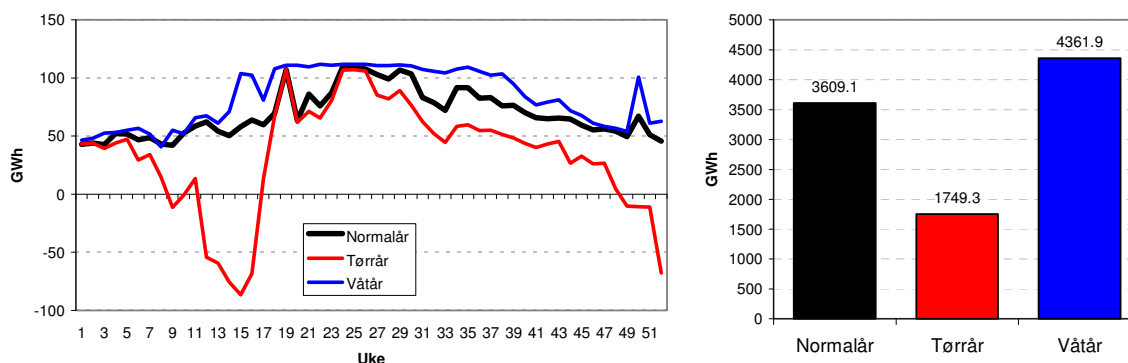
NorNed-kabelen bidrar til redusert gjennomsnittspris i Sør-Norge i tørråret. Fram mot vårløsningen er tilsiget til de norske vannkraftstasjonene kontinuerlig lavere enn normalt. Modellen er satt opp slik at produsentene til en viss grad forutser de lave tilsigene, men normalt tilsiget er likevel dominerende i deres tilsigsforsventninger. Dette innebærer at tilsigsforsventningene som vannkraftprodusentene styrer magasinene etter er kontinuerlig høyere enn det tilsiget som faktisk kommer i utover vinteren, og magasinene tappes kraftig fram mot vårknipa. Etter hvert gir dette et prisnivå i Norge som er høyere enn prisnivået i Nederland. Dermed importeres det kraft til Norge over NorNed-kabelen også på dagtid, og på denne måten bidrar kabelen til å begrense kraftunderskuddet og prisoppgangen senere på våren. I våtåret er gjennomsnittsprisen i Sør-Norge høyere med NorNed enn uten. NorNed-kabelen virker som en ekstra kanal for å minke vannoverskuddet i Norge. Dette bidrar til å holde prisene oppe, spesielt i smelteperioden etter vårutfyllingen.

Figur 2.13 Kraftpriser i Sør-Norge med og uten NorNed i tørr- og våtår.



Beregningene gir nettoeksport i sum for året i alle de tre tilsigsalternativene vi har simulert. I normal- og våtåret er det nettoeksport fra Sør-Norge i alle uker. I tørråret er det nettoimport til Sør-Norge i ukene før vårløsning.

Figur 2.14 Ukentlig og årlig utveksling over NorNed med ulike tilsig (Norsk nettoeksport (+)). GWh.



## 2.1.5 Oppsummering

De lave prisene i Sør-Norge har bidratt sterkt til høye handelsinntekter over NorNed-kabelen så langt i år. I perioden fra oppstart av kabelen og ut juli, har den gjennomsnittlige kraftprisforskjellen mellom Sør-Norge og Nederland vært på hele 45 Euro/MWh og allerede etter to måneder var 8 prosent av investeringskostnadene inntjent. Med det spesielle prisbildet har det stort sett vært eksport fra Sør-Norge til Nederland. De lave prisene i Sør-Norge har gitt en større grad av forutsigbarhet med hensyn til i hvilken retning det lønner seg å by på overføringsrettigheter. Likevel har vi observert flere timer hvor kraften har gått i feil retning. Dette er åpenbart en dårlig utnyttelse av kabelens overføringskapasitet og et resultat av den midlertidige løsningen med eksplisitt auksjonering. Markedskobling med implisitte auksjoner vil tidligst bli implementert i 2009. En slik løsning innebærer en mer samfunnsøkonomisk effektiv utnyttelse av kabelen i og med at allokeringen av overføringskapasitet og beregningen av priser på energi behandles simultant.

Modellsimuleringer vi har gjort med hensyn til effekten av kabelen antar implisitte auksjoner som handelsløsning. Modellberegningene viser at kabelen har begrenset effekt på priser i Sør-

*Norge og Nederland i en normalsituasjon. I tørre og våte år vil kabelen kunne ha større effekt på prisene i Sør-Norge. En rekke andre forhold som ikke er analysert i denne artikkelen, vil ha betydning for hvordan handelen over NorNed påvirker markedsløsningen. Det er for eksempel grunn til å vente at kabelen vil ha større innvirkning i Sør-Norge i perioder med flaskehalsler mellom Sør-Norge og tilgrensende nordiske elspotområder.*

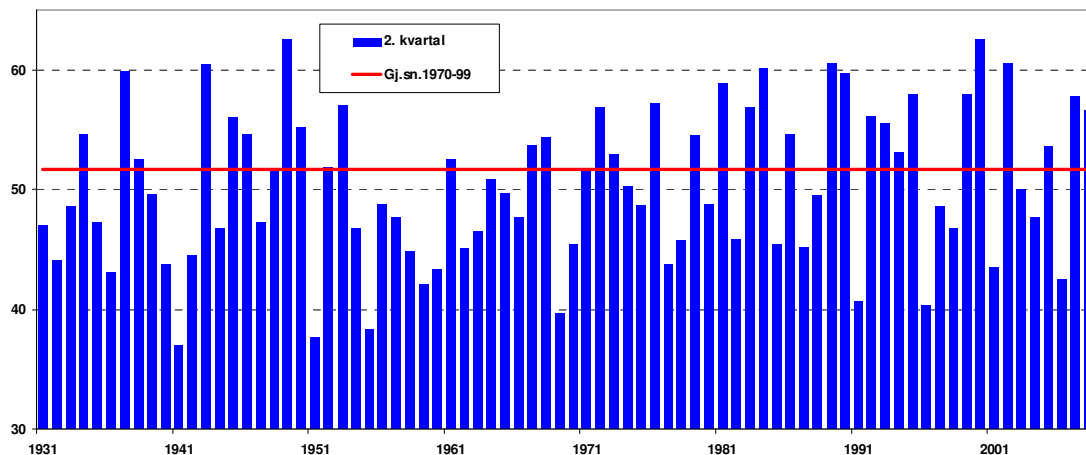
**Kilder:**

<b>“Market monitor: Development of the Wholesale Electricity market in 2006”</b>	<b>DTe</b>
<b>”Annual report 2006 “</b>	<b>TenneT</b>
<b>“Det tyske og nederlandske kraftmarkedet”- Temaartikkel 4. kv 2006</b>	<b>NVE</b>
<b>“Presentation NorNed explicit auction” (www.norned-auction.org)</b>	

# 3 Vedlegg

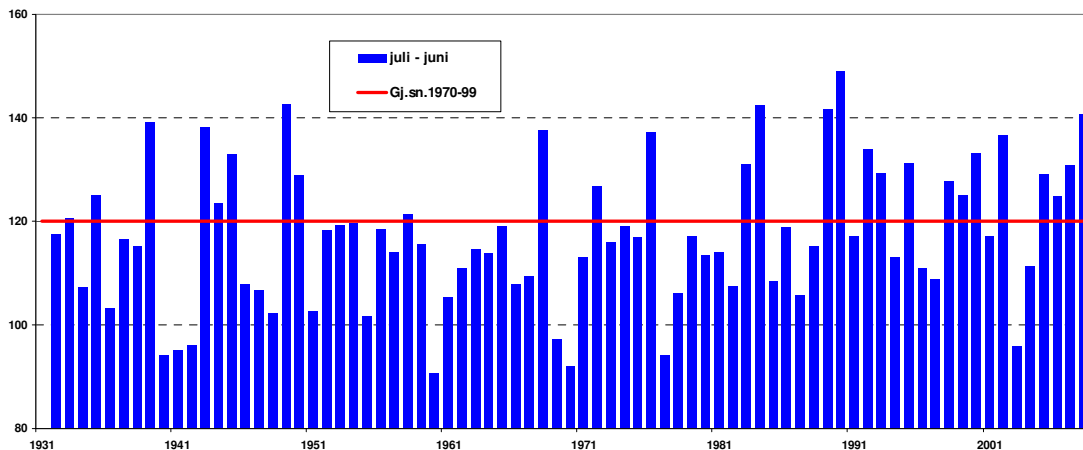
Figur 3.1 Nyttbart tilsig for andre kvartal 1931 - 2008. Merk at x-aksen krysser ved 30 TWh. Kilde: NVE og Nord Pool Spot

TWh

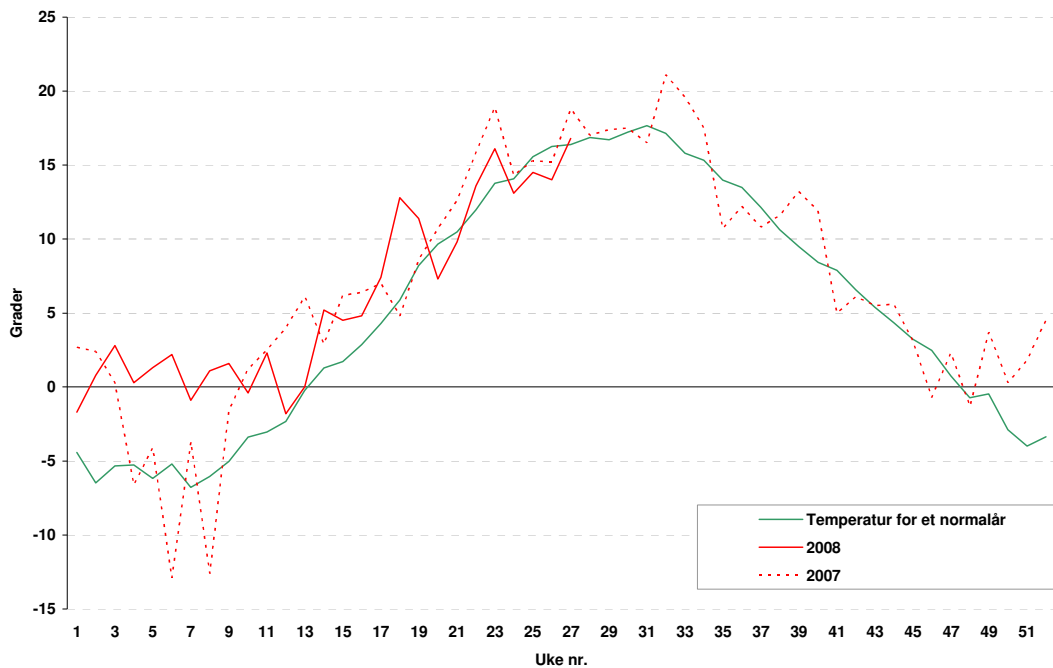


Figur 3.2 Nyttbart tilsig for 12 måneders perioden juli til juni fra 1931 til 2008. Merk at x-aksen krysser ved 80 TWh. Kilde: NVE og Nord Pool Spot

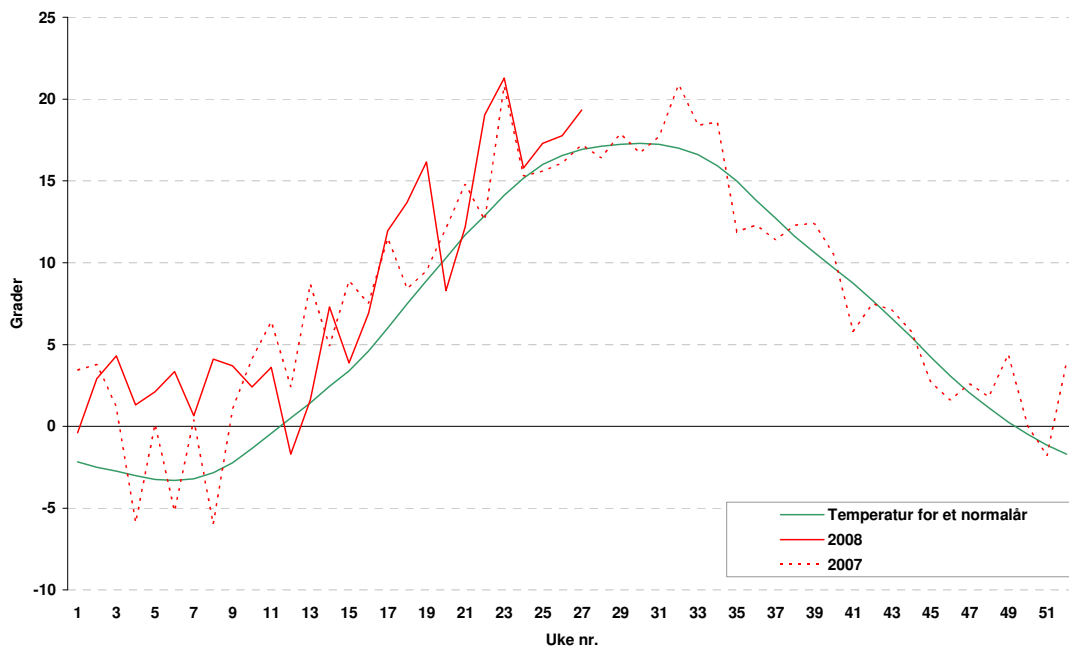
TWh



Figur 3.3 Temperaturutvikling - Helsingfors, 2007 og 2008, Celsius. Kilde: Nord Pool

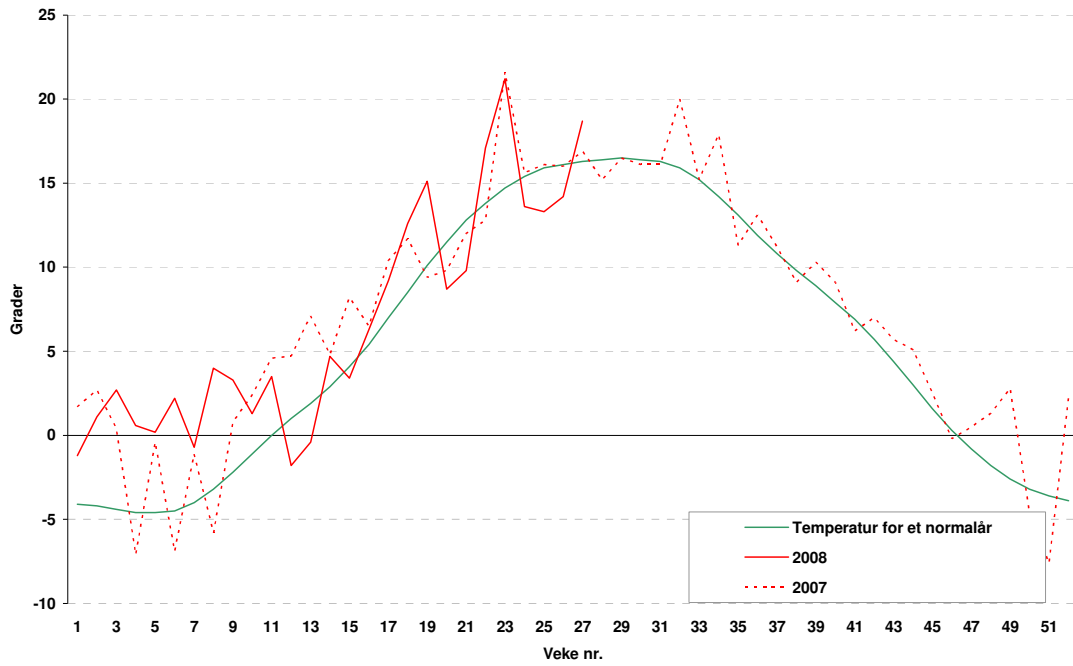


Figur 3.4 Temperaturutvikling - Stockholm, 2007 og 2008, Celsius. Kilde: Nord Pool

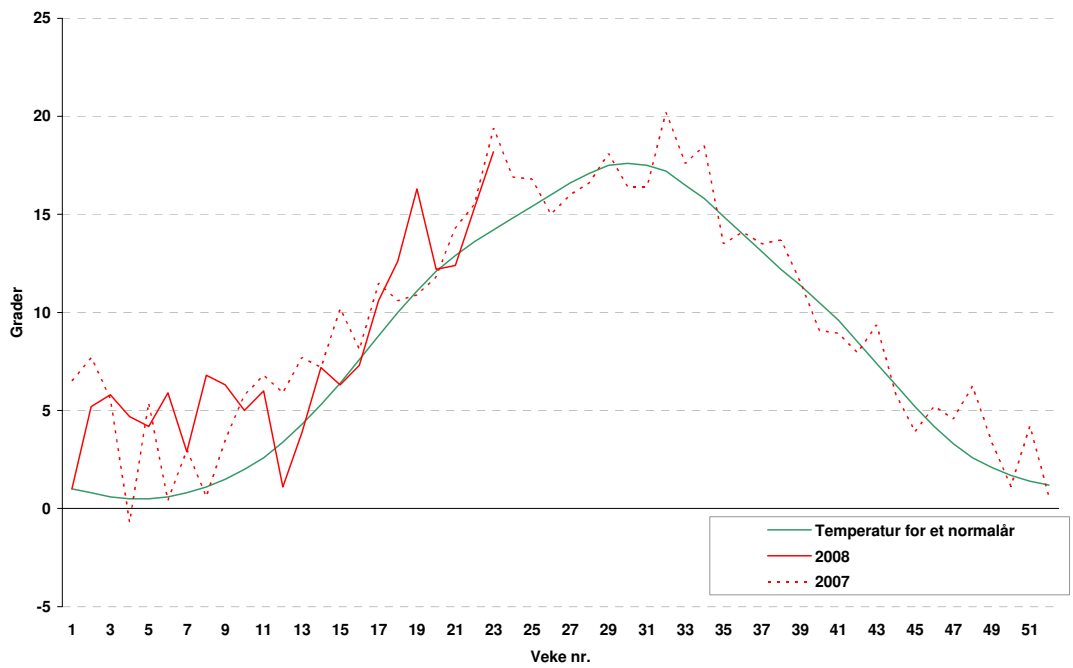




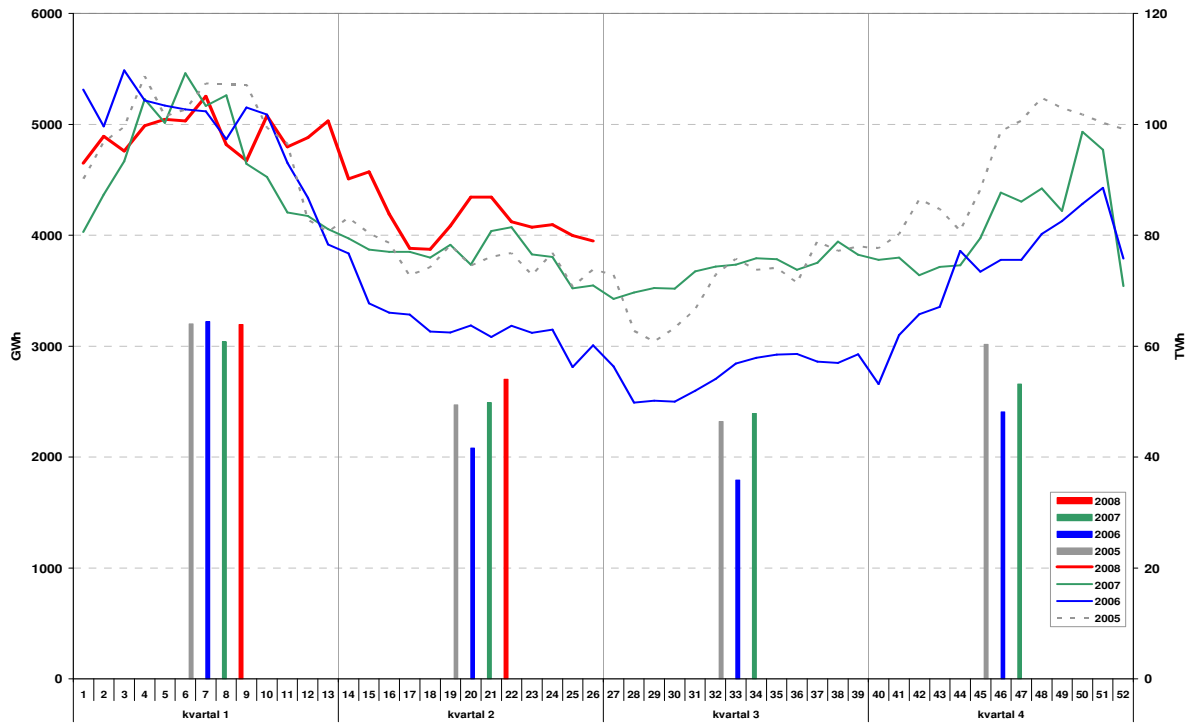
Figur 3.5 Temperaturutvikling - Oslo, 2007 og 2008, Celsius. Kilde: Nord Pool



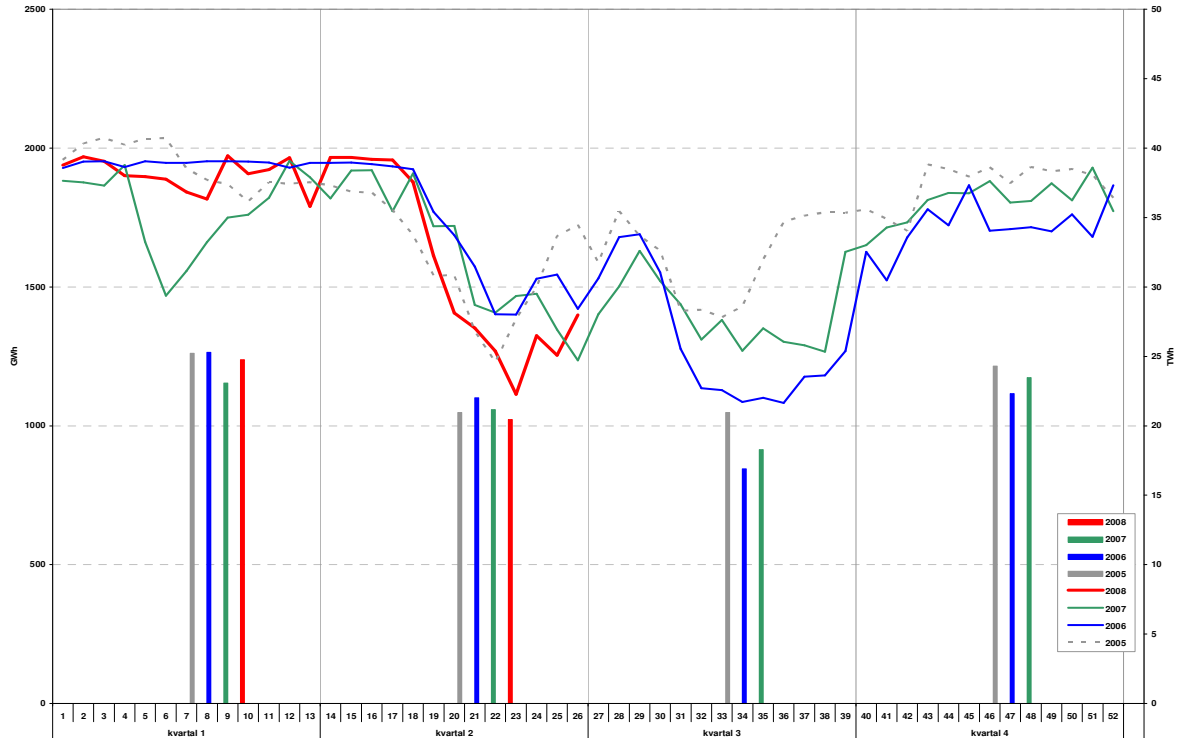
Figur 3.6 Temperaturutvikling - København, 2007 og 2008, Celsius. Kilde: Nord Pool



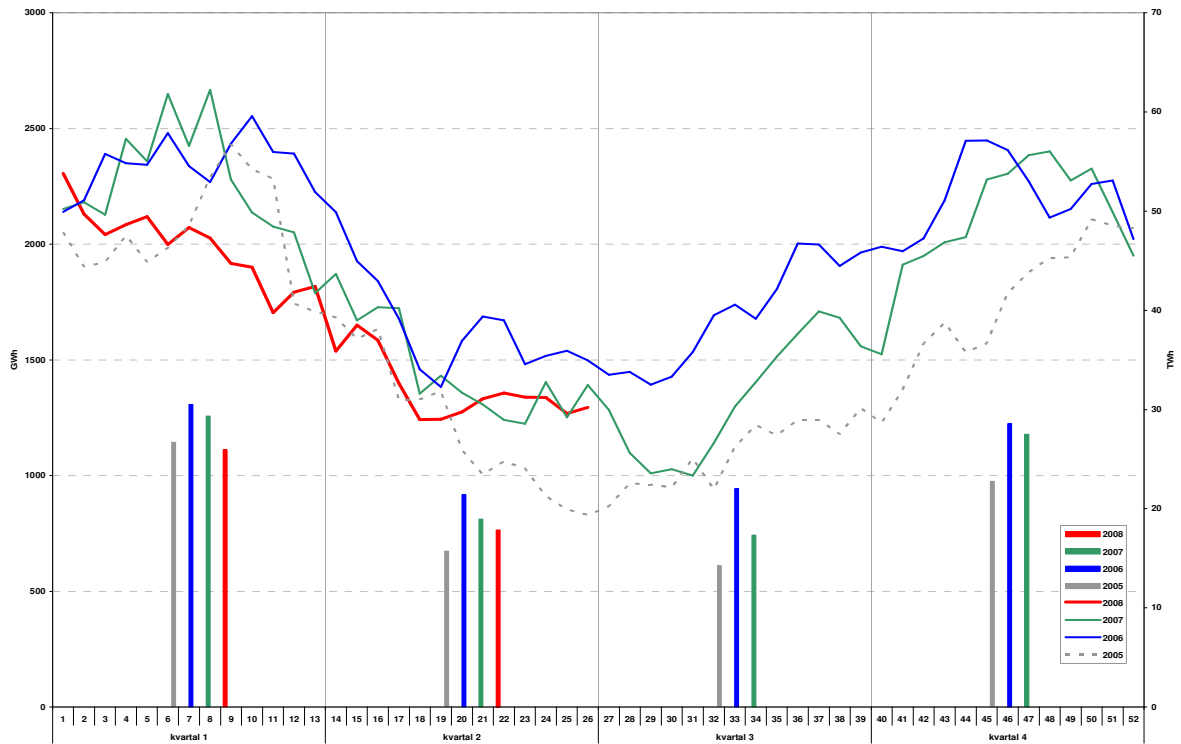
Figur 3.7 Nordisk vannkraftproduksjon, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



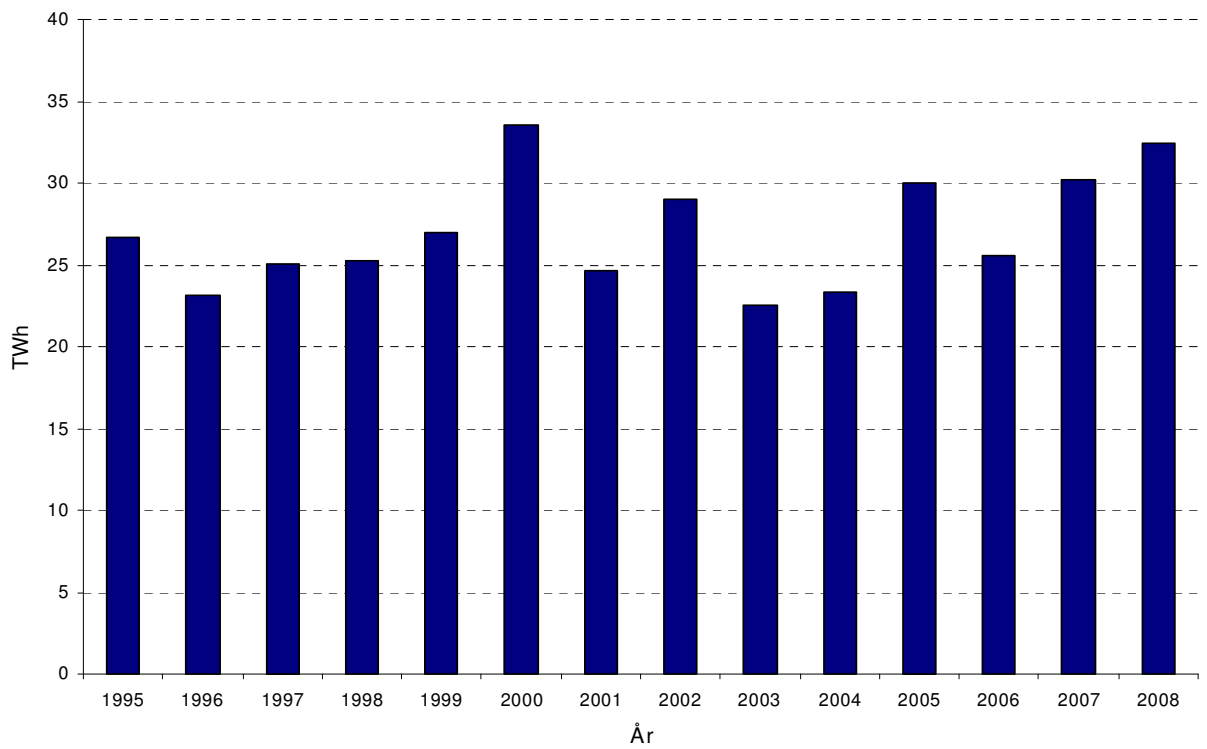
Figur 3.8 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



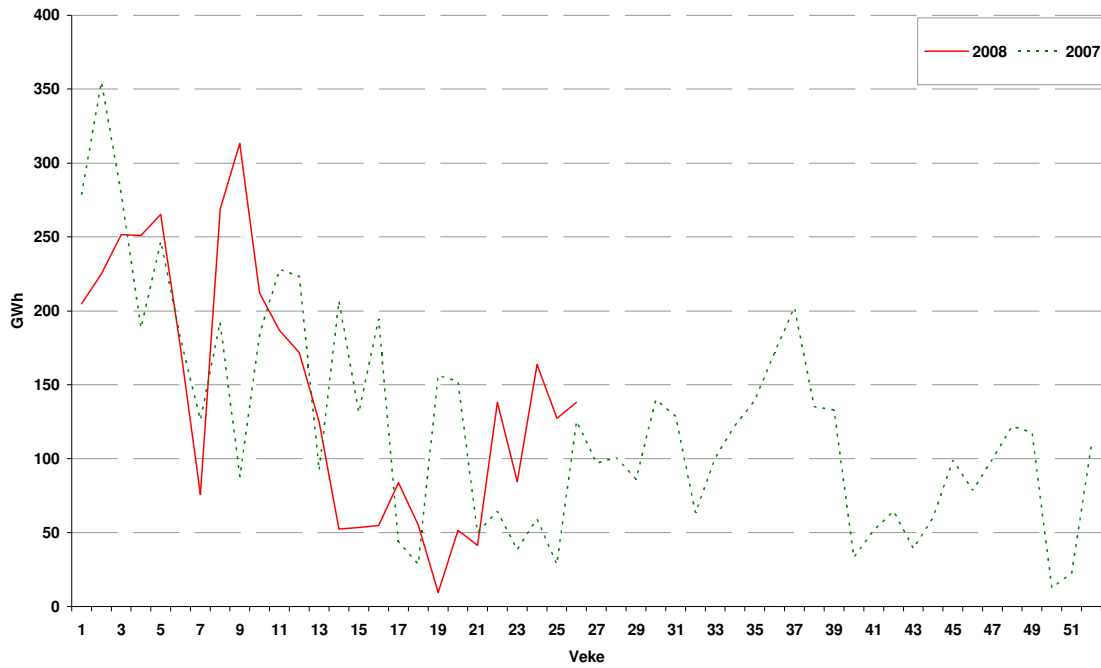
Figur 3.9 Øvrig nordisk kraftproduksjon, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



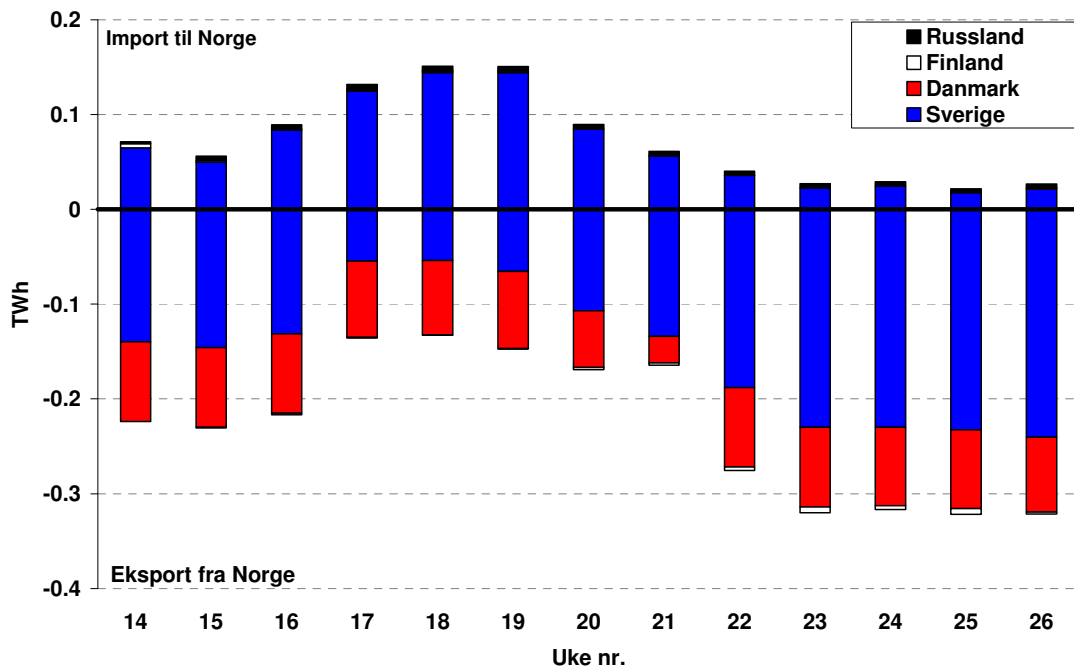
Figur 3.10 Kraftproduksjon i Norge, andre kvartal for perioden 1995 - 2008 TWh. Kilde: NVE og SSB



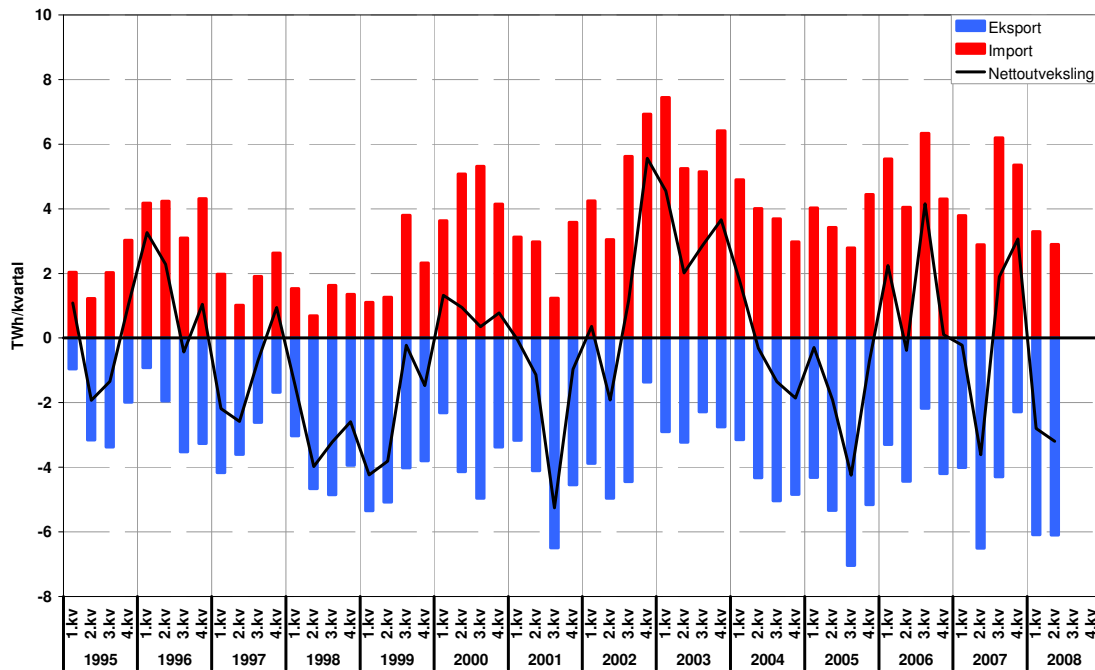
Figur 3.11 Dansk vindkraftproduksjon, 2007- 2008 GWh/uke. Kilde: Energinet.dk



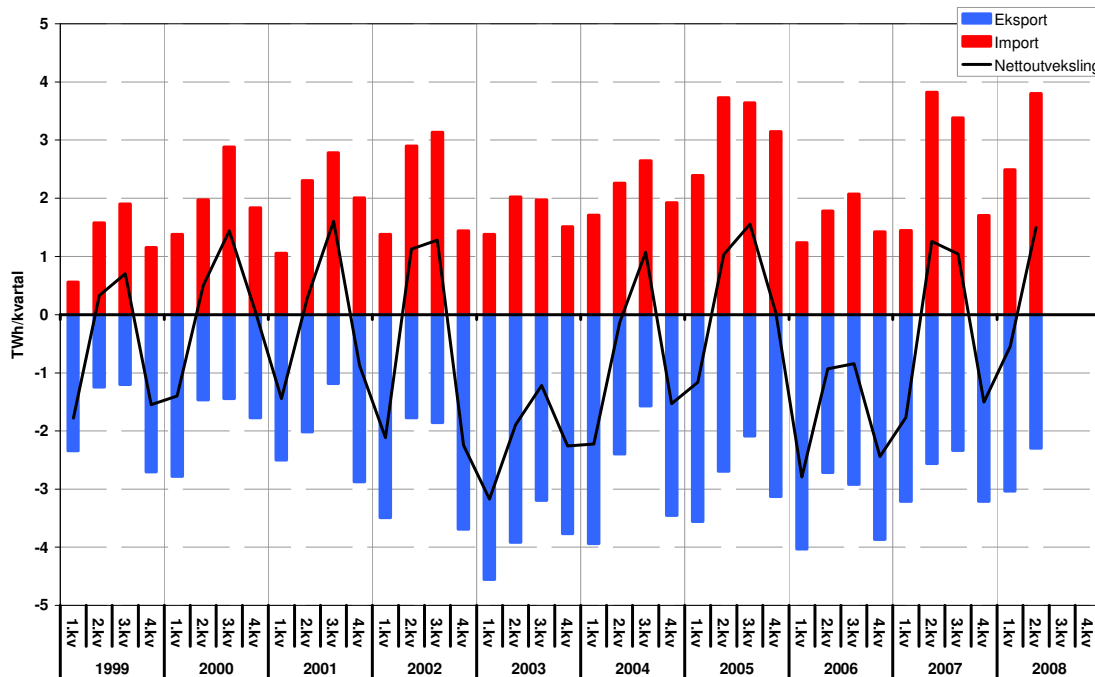
Figur 3.12 Norsk utveksling av kraft i andre kvartal. TWh. Kilde: Nord Pool



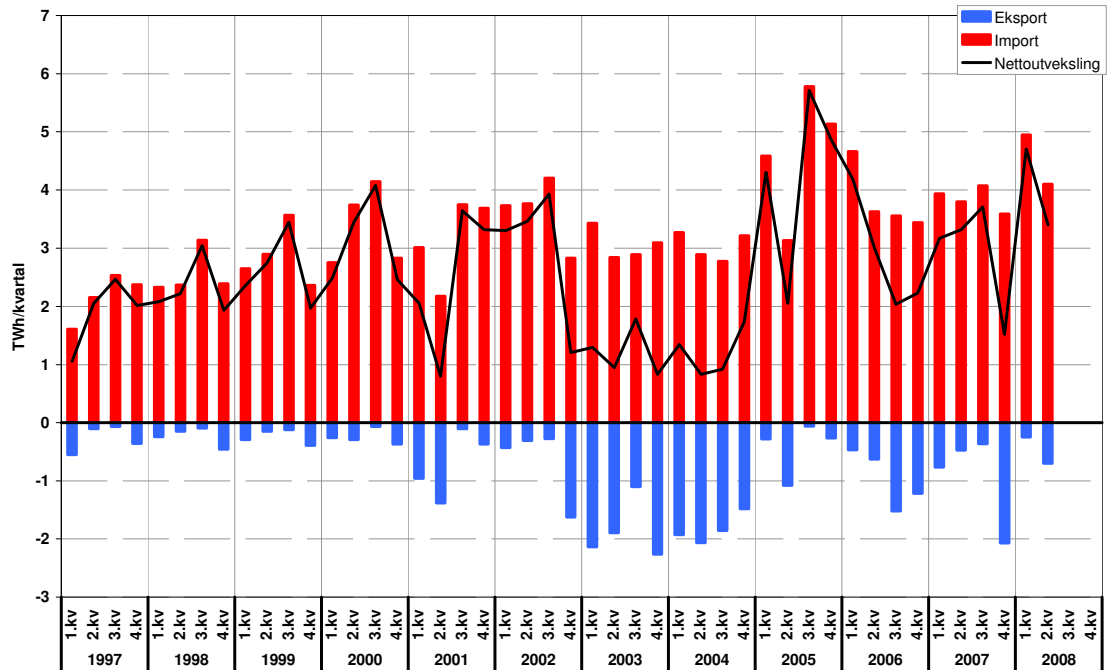
Figur 3.13 Import/eksport Sverige, 1995 - 2008. TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 3.14 Import/eksport Danmark, 1999 – 2008, TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 3.15 Import/eksport Finland, 1997 – 2008, TWh. Kilde: Nord Pool





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

## Utgitt i Rapportserien i 2008

- Nr. 1 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 4. kvartal 2007 (77 s.)
- Nr. 2 Panagiotis Dimakis: Kartlegging av grunnvannsressurser 1. Base Flow Index (107 s.)
- Nr. 3 Halvor Kr. Halvorsen (red.): NVEs tilsynsrapport for 2007
- Nr. 4 Nils Henrik Johnson (red.): Kamouflasjetiltak på kraftledninger (104 s.)
- Nr. 5 Knut E. Norén, Ivar K. Elstad, Norconsult: Forbislipping ved små vannkraftverk (17 s.)
- Nr. 6 Ivar K. Elstad, Knut E. Norén, Norconsult: Minstevannføring ved små vannkraftverk (22 s.)
- Nr. 7 Erik Holmqvist, Inger Karin Engen: Utvalg av tilsigsserier til Samkjøringsmodellen (51 s.)
- Nr. 8 Jørn Opdahl og Hervé Colleuille: Nasjonalt overvåkingsnett for grunnvann og markvann. Drift og formidling 2007. Status pr. mars 2008. (39 s.)
- Nr. 9 Knut Hofstad, Lars Tallhaug: Vindkraftpotensialet utenfor norskekysten (offshore) (Revidert utgave av NVE rapport 1-2007)(38 s.)
- Nr. 10 Hanne Marthe Østvold (red.): Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak i 2007 (80 s.)
- Nr. 11 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 1. kvartal 2008 (70 s.)
- Nr. 12 Hervé Colleuille, Erik Holmqvist, Stein Beldring, Lars Egil Haugen: Betydning av grunnvanns- og markvannsforhold for tilsig og kraftsituasjon (63 s.)
- Nr. 13 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 2. kvartal 2008 (87 s.)