



Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 4. kvartal 2005

Tor Arnt Johnsen (red.)

1
2006

R
A
P
P
O
R
T



Kvartalsrapport for kraftmarkedet

4. kvartal 2005

Rapport nr. 1

Kvartalsrapport for kraftmarkedet

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Tor Arnt Johnsen
Forfattere: Lars Olav Fosse, Christian J. Giswold, Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Nils Spjeldnæs, Terje Stamer Wahl

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 150
Forsidefoto:
ISBN: 82-410-0576-8

Sammendrag: Det nyttbare tilsiget til det norske kraftsystemet ble 141 TWh i 2005, og det er 23 TWh mer enn i et normalår. Også i Sverige var tilsigene høye i 2005, og det svenske tilsiget var 75 TWh i 2005 – 12 TWh mer enn i et normalår. Ved inngangen til 2006 var det rundt 5 TWh mer i vann i magasinene enn ett år tidligere. Den norske kraftproduksjonen ble 137,6 TWh i 2005, mens den svenske produksjonen ble 153,8 TWh i 2005. Den danske og finske kraftproduksjonen falt med til sammen 18,1 TWh fra 2004 til 2005. I Norge økte kraftforbruket med 3 prosent fra 2004 til 2005, og forbruket var 125,6 TWh i 2005. Norge hadde en nettoeksport på 12,0 TWh i 2005, mens Sverige hadde en nettoeksport på 7,3 TWh. Danmark importerte 12,9 TWh og eksporterte 11,5 TWh i 2005, slik at nettoimporten ble 1,4 TWh. Finland hadde en nettoimport på 17,0 TWh i 2005. I 2005 har det vært hyppige flaskehalsar i overføringsnettet og regionale prisforskjeller i Norden. Sluttbrukerprisene økte gjennom 2005, og ved utgangen av året var prisene betydelig høyere enn ett år tidligere. Total produksjonskapasitet for Norge i et normalår har i løpet av 2005 økt med 1,1 TWh til 121,0 TWh. Ved årsskiftet var 1,2 TWh vannkraft og 3,5 TWh gasskraft under bygging.

Emneord: Elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftsalg, tilsig, magasininfylling, 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

Januar 2006

Innhold

| | |
|---|-----------|
| Forord | 4 |
| Sammendrag | 5 |
| 1 Kraftmarkedet i fjerde kvartal og i året 2005 | 6 |
| 1.1 Ressursgrunnlaget | 9 |
| 1.1.1 Tilsig i Norge – tilsig over normalt også i fjerde kvartal 2005 .. | 9 |
| 1.1.2 Tilsig i Sverige | 13 |
| 1.2 Høy magasinfylling ved utgangen av 2005 | 14 |
| 1.2.1 Utviklingen i de norske vannmagasinene | 14 |
| 1.2.2 Magasinutviklingen i Sverige og Finland | 15 |
| 1.3 Produksjon, forbruk og utenlandshandel | 17 |
| 1.3.1 Nordisk kraftproduksjon | 17 |
| 1.3.2 Nordisk kraftforbruk | 25 |
| 1.3.3 Handel og kraftutveksling | 32 |
| 1.4 Kraftpriser i engrosmarkedet | 38 |
| 1.4.1 Elspotmarkedet | 38 |
| 1.4.2 Terminmarkedet | 41 |
| 1.5 Sluttbrukermarkedet | 45 |
| 1.5.1 Priser og prisutvikling | 45 |
| 1.5.2 Leverandørskifter | 48 |
| 1.5.3 Kontraktvalg | 49 |
| 1.5.4 Husholdningenes samlede utgift til elektrisk kraft | 50 |
| 1.6 Utsikter for fremtidig kraftproduksjon | 52 |
| 2 Temaartikler | 54 |
| 2.1 Kraftforbruk i petroleumssektoren – status og utsikter | 54 |
| 2.1.1 Innledning | 54 |
| 2.1.2 Kraftforbruk i petroleumssektoren | 54 |
| 2.1.3 Status for kraftforbruk i petroleumssektoren i 2003 | 55 |
| 2.1.4 Fremtidig kraftforbruk i petroleumssektoren | 56 |
| 2.1.5 Oppsummering | 58 |
| 2.1.6 Referanser | 59 |
| 2.2 Samspillet mellom energimarkedene og CO ₂ -kvotemarkedet | 60 |
| 2.2.1 Innledning | 60 |
| 2.2.2 Modellen | 60 |
| 2.2.3 Numeriske beregninger | 67 |
| 2.2.4 Oppsummering | 71 |
| 2.3 Mindre å spare på alternativ boligoppvarming? | 72 |
| 2.3.1 Innledning | 72 |
| 2.3.2 Formålsfordelinger av husholdningenes energibruk | 72 |
| 2.3.3 Resultater | 73 |
| 2.3.4 Valg av oppvarmingsløsning i norske boliger | 75 |
| 2.3.5 Oppsummering | 75 |
| 3 Vedlegg | 76 |

Forord

Energi- og markedsavdelingen i NVE presenterer herved kvartalsrapport for kraftmarkedet i fjerde kvartal 2005. I rapporten omtaler også årstallene for 2005. Kvartalsrapporten utarbeides hvert kvartal, og dette er åttende utgave. På grunn av datainnsamling og bearbeiding vil kvartalsrapporten vanligvis bli publisert 2-4 uker etter utløpet av kvartalet. Vi tar sikte på å legge frem neste kvartalsrapport i slutten av april 2006.

I kvartalsrapporten dokumenteres og kommenteres kraftmarkedsutviklingen i kvartalet og året som har gått. 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 tre temaartikler. Den første temaartikkelen er skrevet av Seniorrådgiver Pål Tore Svendsen ved Energibruksseksjonen, og den omhandler kraftforbruket i petroleumssektoren i dag og fremover mot 2020. I den neste temaartikkelen redegjør Seniorrådgiver Trond Arnljot Jensen ved Ressursseksjonen for samspillet mellom energimarkedene og CO₂-kvotemarkedet. Til slutt diskuterer Seniorrådgiver Terje Stamer Wahl ved Energibruksseksjonen formålsfordeling av husholdningenes energibruk og hvilke konklusjoner som kan trekkes fra at andelen energi til oppvarming har falt de seneste årene.

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

Oslo, 31. januar 2006

Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør

Sammendrag

Det nyttbare tilsiget til det norske kraftsystemet ble 141 TWh i 2005, og det er 23 TWh mer enn i et normalår. Siden 1931 er det bare 5 år som har hatt like høye eller høyere tilsig. Også i Sverige var tilsigene høye i 2005, og det svenske tilsiget var 75 TWh i 2005 – 12 TWh mer enn i et normalår. Ved inngangen til 2006 var det rundt 5 TWh mer vann i de norske og svenske vannmagasinene enn ett år tidligere, mens snømagasinene bare er 80 prosent av hva de pleier å være ved årsskiftet. Hittil i januar har imidlertid snøsituasjonen bedret seg noe.

Den norske kraftproduksjonen ble 137,6 TWh i 2005. Det er 27,0 TWh mer enn i 2004, og nesten 17 TWh mer enn i et tilsigsmessig normalår. I Sverige ble produksjonen 153,8 TWh i 2005, og det er 7,4 TWh mer enn i 2004. I Danmark og Finland har bildet vært motsatt. Den rike vanntilgangen i Norge og Sverige har gitt redusert import/økt eksport, og dermed har etterspørselen etter kraft fra Danmark og Finland falt. Den danske kraftproduksjonen falt med 3,8 TWh fra 2004 til 2005, mens den finske produksjonen falt med 14,3 TWh. Kraftforbruket i de nordiske landene har vært i god vekst i 2005. Arbeidskonflikten i finsk papirindustri bidro til at det finske kraftforbruket så vidt ble lavere i 2005 enn i 2004, men i de andre nordiske landene økte kraftforbruket siste år. I Norge økte kraftforbruket med 3 prosent fra 2004 til 2005, og forbruket var 125,6 TWh i 2005. Med normale temperaturer kunne forbruket ha blitt 129,1 TWh.

Norge hadde en nettoeksport på 12,0 TWh, og sammenlignet med 11,5 TWh import i 2004 er det en stor endring. Sverige hadde en nettoeksport på 7,3 TWh i 2005, mens Danmark importerte 12,9 TWh og eksporterte 11,5 TWh i 2005, slik at nettoimporten ble 1,4 TWh. Av Danmarks eksport gikk 10,3 TWh til Tyskland. Finland hadde en nettoimport på 17,0 TWh i 2005, og av dette var 11,3 TWh import fra Russland.

I 2005 har det vært hyppige flaskehals i overføringsnett og regionale prisforskjeller i Norden. For Norges vedkommende falt spotprisene med 4-5 prosent fra 2004 til 2005, og snittprisen ble 23,4 øre/kWh i 2005. I Sverige ble snittprisen 23,8 øre/kWh i 2005, og det er nær uendret fra 2004. Finland hadde en pris på 24,4 øre/kWh – pluss 5 prosent. Sjælland hadde en pris på 27 øre/kWh (+14 prosent), mens Jylland hadde de høyeste prisene og i gjennomsnitt 29,7 øre/kWh (+23 prosent). Sluttbrukerprisene økte gjennom 2005, og ved utgangen av året var prisene betydelig høyere enn ett år tidligere. For hele 2005 var markedspriskontrakten billigere enn standard variabel kontrakt fra dominerende leverandører, mens standard variabel kontrakt fra en av de billigste landsdekkende leverandørene ga lavest pris.

Total produksjonskapasitet for Norge i et normalår har i løpet av 2005 økt med 1,1 TWh til 121,0 TWh. Av dette er 0,8 TWh vannkraft og 0,3 TWh vindkraft. Videre var det ved årsskiftet 1,2 TWh vannkraft og 3,5 TWh gasskraft under bygging. Med disse prosjektene i drift vil produksjonskapasiteten øke til 125,2 TWh i et normalår. Det er fortsatt stor interesse for å etablere ny produksjonskapasitet, og NVE har et stort antall konsesjonssøknader og forhåndsmeldinger under behandling.

1 Kraftmarkedet i fjerde kvartal og i året 2005 – høye tilsig, høy produksjon og høy eksport i Norge

Det nyttbare tilsiget til det norske kraftsystemet ble 141 TWh i 2005, og det er 23 TWh mer enn i et normalår. Siden 1931 er det bare 5 år som har hatt like høye eller høyere tilsig. Siste gang med like høye tilsig var i år 2000. Før det hadde 1989 og 1990 over 145 TWh tilsig, og det er toppnoteringer. Også i Sverige var tilsigene høye i 2005, og det svenske tilsiget var 75 TWh i 2005 – 12 TWh mer enn i et normalår. Også i fjerde kvartal 2005 var tilsigene høyere enn normalt, og for Norge og Sverige samlet kom det 8 TWh eller 25 prosent mer tilsig enn normalt.

Tilsig 2005:

- Norge 141 TWh
- Sverige 75 TWh

Beholdningen av snø i Norge var ved inngangen til 2005 om lag 40 prosent høyere enn i et normalår. Det bidro til høy snøsmelting og således høye tilsig sommeren 2005. Ved inngangen til 2006 var imidlertid snømagasinene bare 80 prosent av hva de pleier å være ved årsskiftet. Hittil i januar har imidlertid snøsituasjonen bedret seg noe.

Mindre snø enn normalt

Ved inngangen til 2006 hadde vannmagasinene i Norge 5,6 prosentpoeng høyere fylling enn ett år tidligere. I Sverige var fyllingen 1 prosentpoeng høyere enn året før. Dermed var det rundt 5 TWh mer i magasinene i de to landene ved inngangen til 2006 enn ett år tidligere. Det vi si at det meste av tilsigsoverskuddet ble benyttet til å produsere elektrisk kraft. Begrensede magasineringsmuligheter og høye priser for vinteren 2005/2006 har bidratt til dette.

5 TWh mer i norske og svenske magasiner enn for et år siden

Den norske kraftproduksjonen ble 137,6 TWh i 2005. Det er 27,0 TWh mer enn i 2004, og ca. 17 TWh mer enn i et tilsigsmessig normalår. I fjerde kvartal 2005 var produksjonen 38,8 TWh, eller 7,2 TWh mer enn i samme periode i 2004. I Sverige ble produksjonen 153,8 TWh i 2005, og det er 7,4 TWh mer enn i 2004. I Danmark og Finland har bildet vært motsatt. Den rike vanntilgangen i Norge og Sverige har gitt redusert import/økt eksport, og dermed har etterspørselen etter kraft i Danmark og Finland falt. Den danske kraftproduksjonen falt med 3,8 TWh fra 2004 til 2005, mens den finske produksjonen falt med 14,3 TWh.

Produksjon 2005:

- Norge 138 TWh
- Sverige 154 TWh
- Danmark 34 TWh
- Finland 67 TWh

Arbeidskonflikten i finsk papirindustri bidro til at det finske kraftforbruket så vidt ble lavere i 2005 enn i 2004, men i de andre nordiske landene økte kraftforbruket siste år. I Norge økte kraftforbruket med 3 prosent fra 2004 til 2005, og forbruket var 125,6 TWh i 2005. Med normale temperaturer kunne forbruket ha blitt 129,1 TWh. Alle grupper ser ut til å ha økt sitt forbruk.

Forbruket øker i alle grupper

Forbruket tilbake på 2001-nivå

Av årsveksten i faktisk forbruk på 3,5 TWh, kan 1,4 TWh tilskrives alminnelig forsyning, 0,3 TWh kraftintensiv industri, 0,4 TWh kjeler og 1,4 TWh økt tap og pumpekraftforbruk. Økningen i tap (knyttet til økt krafteksport) og pumpekraft skyldes i stor grad at 2005 har vært et vått år. Samlet er det norske kraftforbruket nå på nivå med forbruket før tørrværsperioden i 2002/2003. Fjerde kvartal 2005 viser en nordisk forbruksvekst sammenlignet med 2004. Gode konjunkturer, høye oljepriser og innhenting etter 2003 og 2004 kan forklare endringene i forbruk. På grunn av den gode vanntilgangen har kraftprisene i Norge falt fra 2004 til 2005, mens Sverige har hatt uendrede priser. Prisutviklingen har dermed også medvirket til økt kraftforbruk.

Store endringer i den nordiske kraftutvekslingen

Den kraftige økningen i kraftproduksjonen i Norge og Sverige har resultert i endringer i krafthandelen i Norden og mellom Norden og andre land i 2005. Norge hadde en nettoeksport på 12,0 TWh, og sammenlignet med 11,5 TWh import i 2004 er det en stor endring. To tredeler av Norges eksport gikk til Sverige og resten til Danmark. Sverige hadde en nettoeksport på 7,3 TWh i 2005, og Danmark, Finland og Tyskland var de største avtakerne av svensk kraft. Danmark importerte 12,9 TWh og eksporterte 11,5 TWh i 2005, slik at nettoimporten ble 1,4 TWh. Av Danmarks eksport gikk 10,3 TWh til Tyskland. Finland hadde en nettoimport på 17,0 TWh i 2005, og av dette var 11,3 TWh import fra Russland.

Flaskehals og regionale prisforskjeller

Høy vannkraftproduksjon og kraftige kostnadsøkninger for varmekraft har bidratt til vridninger i produksjonsmønsteret i Norden og Europa i 2005. Det har ledet til hyppige flaskehals i overføringsnett og regionale prisforskjeller. For Norges vedkommende falt spotprisene med 4-5 prosent fra 2004 til 2005, og snittprisen ble 23,4 øre/kWh i 2005. I Sverige ble snittprisen 23,8 øre/kWh i 2005, og det er nær uendret fra 2004. Finland hadde en pris på 24,4 øre/kWh – pluss 5 prosent. Sjælland hadde en pris på 27 øre/kWh (+14 prosent), mens Jylland hadde de høyeste prisene og i gjennomsnitt 29,7 øre/kWh (+23 prosent). I fjerde kvartal 2005 var de nordiske kraftprisene 10 til 58 prosent høyere enn i fjerde kvartal 2004, med størst økning i Danmark og minst økning i Norge. Prisforskjellene i Norden økte også kraftig fra fjerde kvartal i 2004 til samme periode i 2005. Midt- og Nord-Norge hadde det laveste prisnivået i fjerde kvartal 2005 med 25,1 øre/kWh, mens spotprisen i Sjælland kom opp i 34,8 øre/kWh.

Spotpris 2005 (øre/kWh):

| | |
|--------------|------|
| - Norge | 23,4 |
| - Sverige | 23,8 |
| - Finland | 24,4 |
| - Sjælland | 27,0 |
| - Jylland | 29,7 |
| - Tyskl./EEX | 36,7 |

Økte sluttbrukerpriser gjennom 2005

Sluttbrukerprisene økte gjennom 2005, og ved utgangen av året var prisene betydelig høyere enn ett år tidligere. Spotprisene økte mot slutten av året og kunder med markedspriskontrakter fikk umiddelbart høyere pris. Det tar lengre tid før en slik spotprisøkning gir høyere pris for standard variabel kontrakter. Likevel var en markedspriskontrakt om lag 200 kr billigere enn en standard variabel kontrakt fra dominerende leverandører i fjerde kvartal. For hele 2005 var også

markedspriskontrakten den billigste. Standard variabel kontrakt fra en av de billigste landsdekkende leverandørene ga imidlertid lavest pris.

**1,1 TWh ny
kraftproduksjon
ble satt i drift i
2005**

Total produksjonskapasitet for Norge i et normalår har i løpet av 2005 økt med 1,1 TWh til 121,0 TWh. Av dette er 0,8 TWh vannkraft og 0,3 TWh vindkraft. Videre var det ved årsskiftet 1,2 TWh vannkraft og 3,5 TWh gasskraft under bygging. Med disse prosjektene i drift vil produksjonskapasiteten øke til 125,2 TWh i et normalår. Det er fortsatt stor interesse for å etablere ny produksjonskapasitet, og NVE har et stort antall konsesjonssøknader og forhåndsmeldinger under behandling.

1.1 Ressursgrunnlaget

1.1.1 Tilsig i Norge – tilsig over normalt også i fjerde kvartal 2005

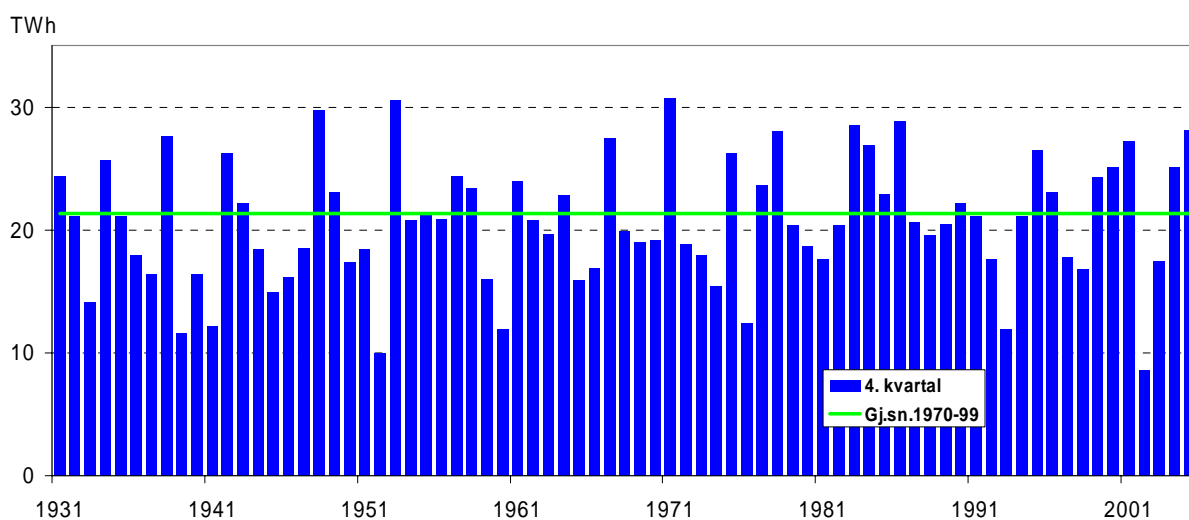
I fjerde kvartal 2005 var det nyttbare tilsiget 28 TWh eller 7 TWh mer enn normalt. Tilsiget var 3 TWh høyere enn for samme periode i 2004, og nesten 20 TWh høyere enn i fjerde kvartal 2002, da det var svært tørt. For fjerde kvartal er årets tilsig det høyeste siden 1986, da var det 29 TWh.

| Resurstilgang TWh | 4.kv. 2005 | Avvik fra normalt | 2005 | Avvik fra normalt |
|--------------------------------------|------------|----------------------------------|------|----------------------------------|
| Tilsig Norge | 28 | +7 | 141 | + 23 |
| Nedbør Norge | 38 | + 4 | 128 | + 10 |
| Tilsig Sverige | 11 | + 1 | 75 | + 12 |
| Snø Norge (avvik fra normalt) | | Utgangen av 2004 Ca. +40% | | Utgangen av 2005 Ca. -20% |

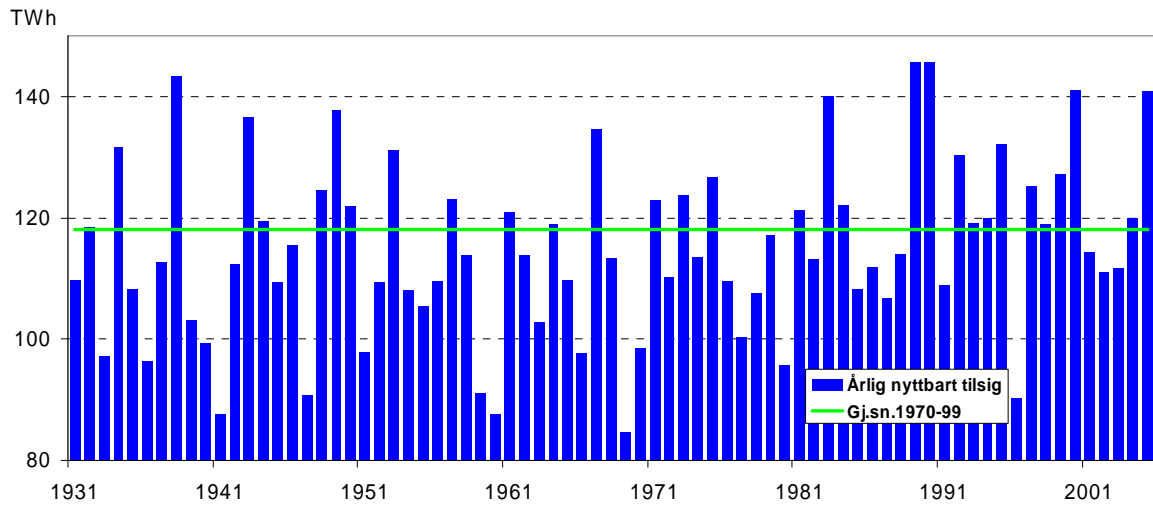
Tilsiget de tre første kvartalene i 2005 var også over normalt. I sum for året ble tilsiget 141 TWh eller 23 TWh mer enn normalt. Dette er sjette gang siden 1931 at beregnet nyttbart tilsig i løpet av ett år er 140 TWh eller større.

De to siste årene (2004-2005) har tilsiget vært 261 TWh eller 25 TWh mer enn normalt.

Figur 1.1.1 Nyttbart tilsig for fjerde kvartal, 1931 til 2005. TWh. Kilde: NVE og Nord Pool

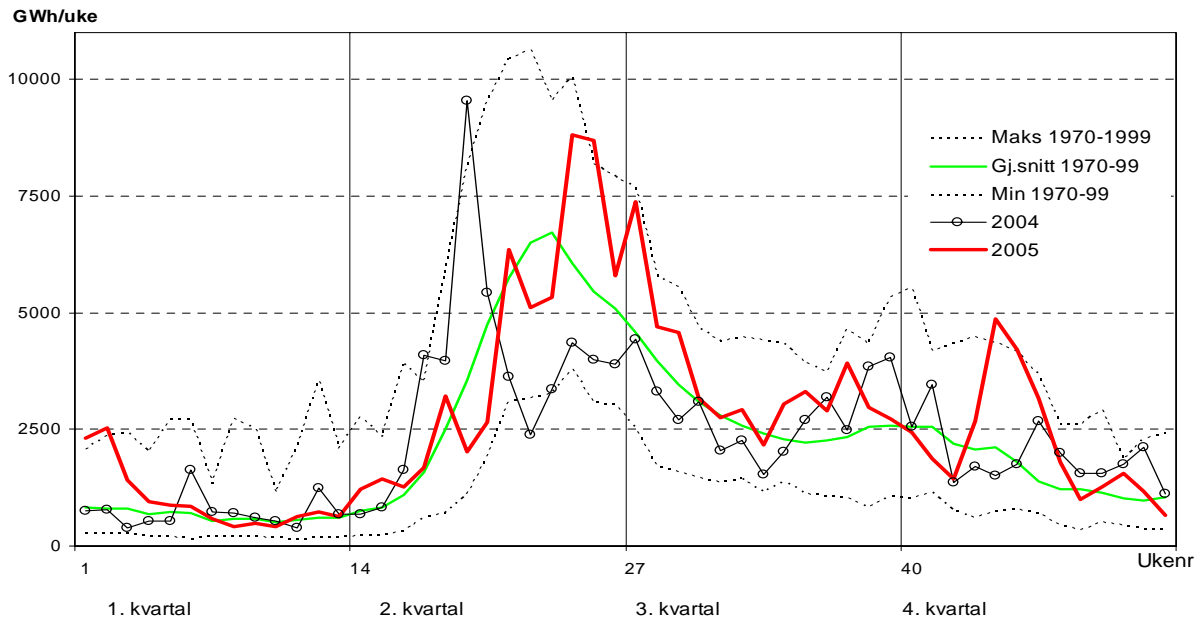


Figur 1.1.2 Årlig nyttbart tilsig, 1931 til 2005. TWh. Kilde: NVE og Nord Pool



Fordelingen av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.3. Mildt vær og mye nedbør i starten av året ga rekordstort tilsig i uke 1 og 2. Videre utover vinteren var tilsiget omkring normalt. Høye temperaturer i april ga tidlig snøsmelting i lavlandet. Starten av mai ble imidlertid kjølig, slik at snøsmeltingen fra høyereliggende områder stoppet opp. På tross av at årets mai ble den nest fuktigste i Norge siden 1900, var tilsiget denne måneden noe under normalt. Det skyldes både at det var snøfritt i lavlandet i Sør-Norge, og at lave temperaturer ga moderat snøsmelting i fjellet.

Figur 1.1.3 Nyttbart tilsig i Norge i 2004 og 2005. GWh/uke. Kilde: NVE og Nord Pool.



I slutten av mai og begynnelsen av juni ble det imidlertid varmere, først i Finnmark, deretter i Troms, og etter hvert også lenger sør. Med høyere temperaturer ble det fart i snøsmeltingen slik at tilsiget økte. Tilsiget kulminerte i andre halvdel av juni med 8,8 TWh i uke 24. Kulminasjonen var fem uker senere enn i 2004, men kun en uke senere enn normalt. Et stort snømagasin og mer nedbør enn normalt også i sommermånedene, medførte at tilsiget holdt seg godt over normalt store deler av sommeren. I uke 25 var beregnet nyttbart tilsig det største siden 1931 (første år med slike beregninger).

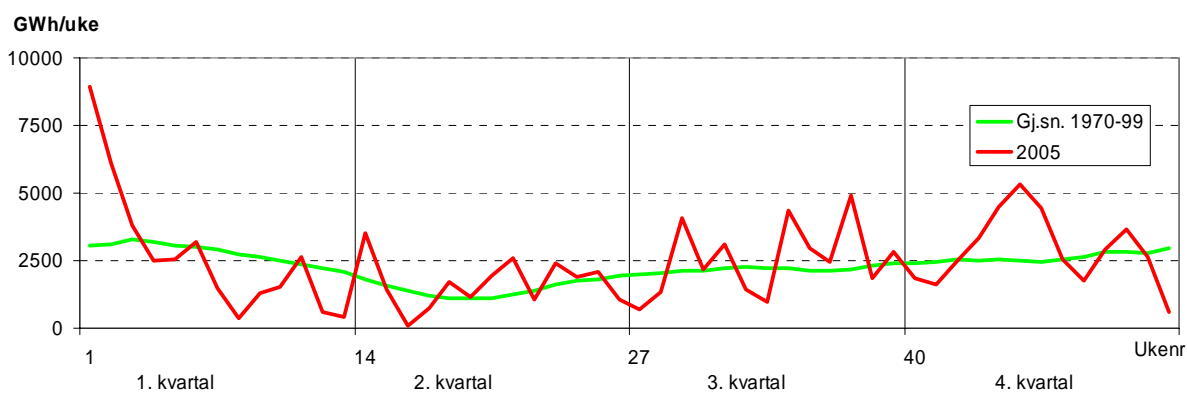
Også høsten ble preget av mye nedbør og høye temperaturer. Både midt i september og midt i november var det kraftig regnvær på Vestlandet. Ved enkelte hydrologiske målestasjoner ble det målt en avrenning fra omkring 150 til over 200 mm/døgn under disse uværene. I enkelte vassdrag var det flommer med gjentaksintervall på omkring 50 år. Det ga naturlig nok høye tilsig til kraftsystemet, men også betydelige flomtap. I november var det overløp på flere magasiner. Samtidig la det seg lite snø i fjellet på grunn av svært høye temperaturer. På tross av flomtap, var det nyttbare tilsiget i starten av november det høyeste noensinne. I desember avtok nedbøren. Det ble også noe kjøligere, selv om temperaturen fortsatt var 1 til 3 grader over normalt i store deler av Sør-Norge. Det medførte at tilsiget mot slutten av året igjen ble omtrent som normalt.

1.1.1.1 Nedbør

I fjerde kvartal kom det om lag 38 TWh nedbøreneergi, eller 4 TWh mer enn normalt. Det var spesielt november som var nedbørrik. Fra Rogaland i sør til Nordland i nord kom det mange steder fra 150 til 300 prosent av normal månedsnedbør. Mest nedbør i november fikk målestasjonen Takle, som ligger ytterst i Sognefjorden, med 754 mm.

Summert over året har det kommet 128 TWh eller 10 TWh mer nedbør enn normalt (figur 1.1.4). Store deler av Vestlandet og Nord-Norge fikk godt over normal årsnedbør, mens det kom mindre nedbør enn normalt på store deler av Øst- og Sørlandet og enkelte steder i Nordland. Det er stasjonen Takle, som for november, har høyest nedbørssum i løpet av året med 4075 mm. Minst nedbør i 2005 ble målt ved stasjonen Saltdal i Nordland med kun 74 mm.

Figur 1.1.4 Beregnet ukentlig nedbøreneergi i 2005. GWh/uke. Kilde: NVE

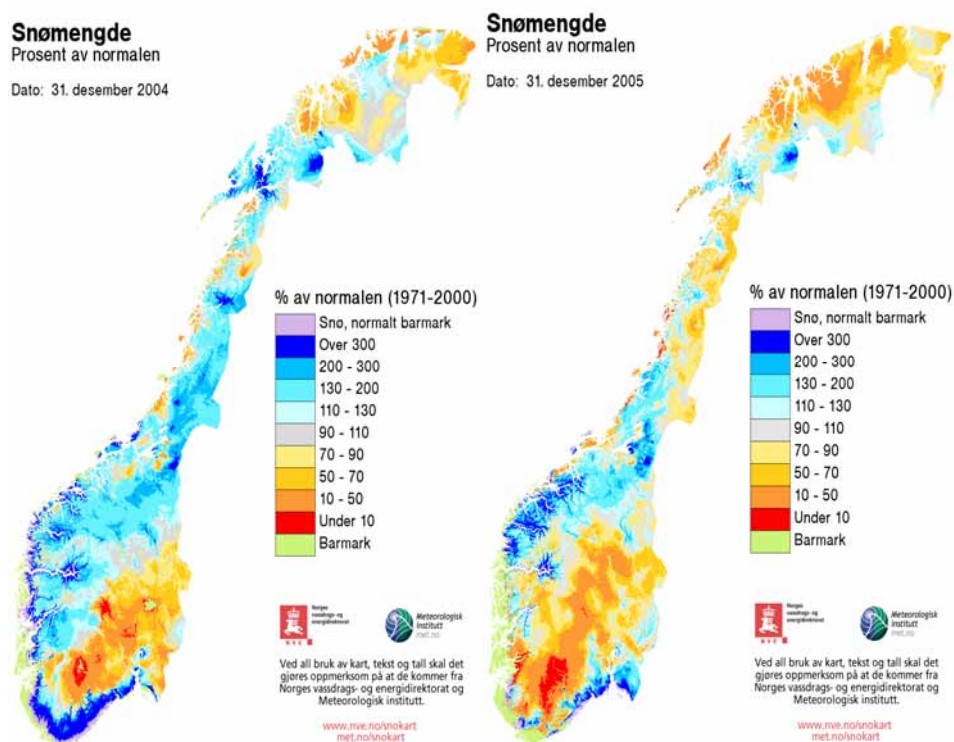


1.1.1.2 Snø

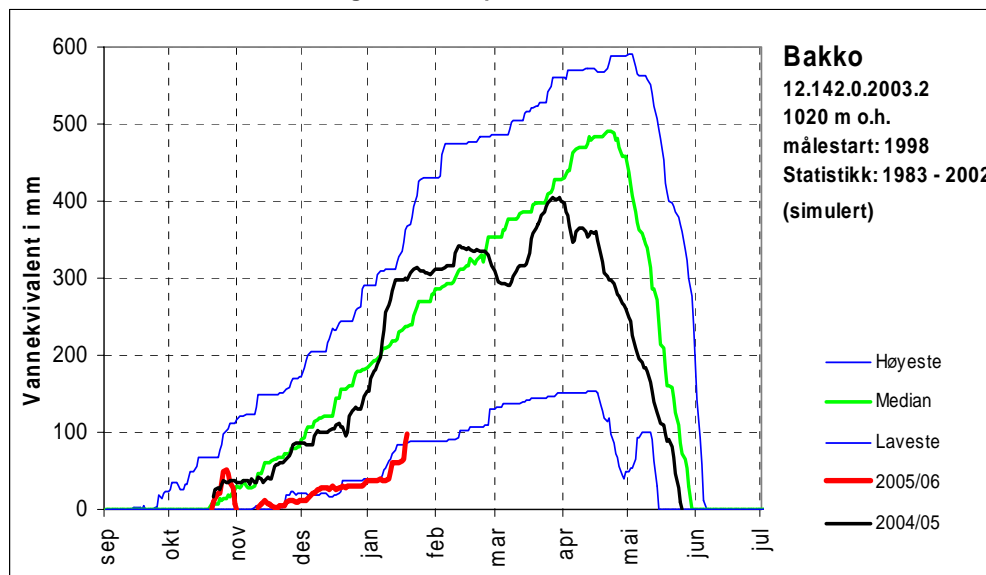
Beregnet snømagasin for det norske vannkraftsystemet var godt over normalt ved inngangen til 2005, men godt under normalt ved utgangen av året (fig. 1.1.5). En ser likevel noen klare fellestrekk mellom de to årene. Som i fjor er det lite snø på store deler av Sør- og Østlandet, mens det er mer snø enn normalt på Nord-Vestlandet og i Trøndelag. Det er imidlertid vesentlig mindre snø ved utgangen av 2005 enn for ett år siden i store deler av Nord-Norge, på Vestlandet fra Sognefjorden og sørover og i vestlige og nordlige fjelltrakter på Østlandet. På for eksempel snøputa Bakko, som ligger omkring 1000 m o.h. i øvre del av Hallingdal, tilsvarte snømengdene ved årsskiftet ca. 30 mm vann, mens vannekvivalenten ett år tidligere var drøyt 150 mm (fig. 1.1.6).

I sum for det norske kraftsystemet gir våre beregninger et snømagasin ved årsskiftet på ca. 20 prosent (5 TWh) under normalt, mens det ett år tidligere var omkring 40 prosent (ca. 10 TWh) over normalt.

Figur 1.1.5 Snømengde i prosent av normalt ved årsskiftet 2004/2005 og 2005/2006. Kilde: NVE og Meteorologisk Institutt



Figur 1.1.6 Snøens vannekvivalent målt i mm på snøputa Bakko. Data for sesongene 2004/2005 og 2005/2006. Maksimum, minimum og median for perioden 1983-2002. Kilde: NVE



1.1.1.3 Grunnvann

Ved utgangen av 2005 var grunnvannsnivået omkring det normale for årstiden i store deler av landet. I deler av Troms og Nordland og i enkelte fjellområder i Sør-Norge var imidlertid grunnvannstanden høyere enn normalt. Dette har sammenheng med den milde høsten som har gitt lite snø, men mer nedbør som regn enn normalt.

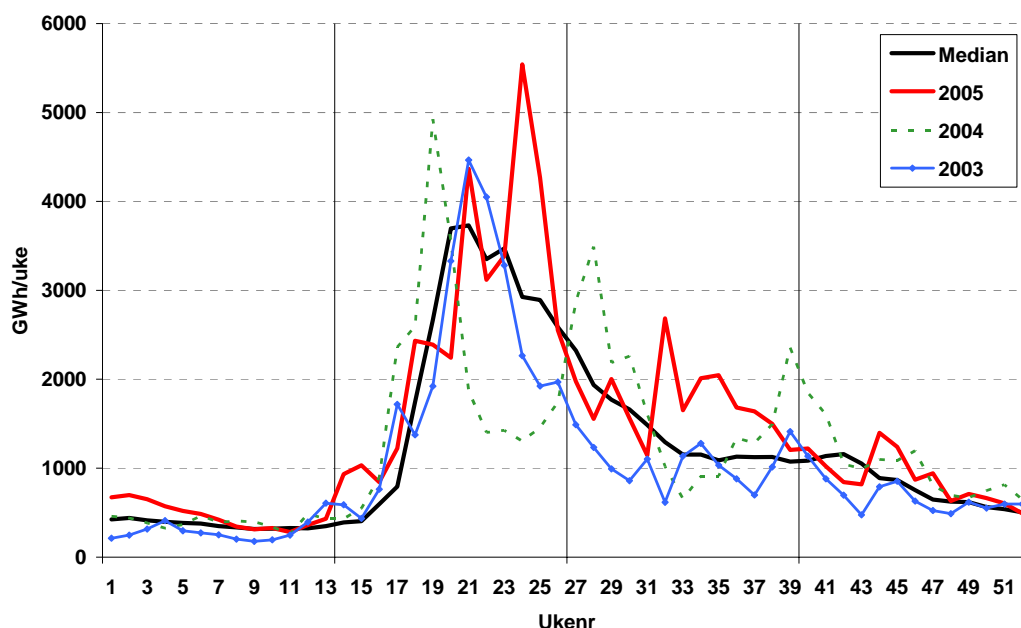
Ved utgangen av 2004 var grunnvannsnivået over det normale på Vestlandet, i fjellet i Sør-Norge og i deler av Troms. I resten av landet var det overveiende normale forhold.

1.1.2 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vann til svenske kraftmagasiner var 11,5 TWh i fjerde kvartal 2005. Det er omtrent 1 TWh mer enn normalt, 1,8 TWh mindre enn i samme periode i 2004 og 2,6 TWh høyere enn i 2003.

I 2005 (uke 1-52) var det svenske tilsiget 74,5 TWh. Det er nesten 12 TWh mer enn normalt og vel 9 TWh mer enn i 2004. De siste to årene (2004-2005) har tilsiget vært i underkant av 140 TWh eller over 14 TWh mer enn normalt.

Figur 1.1.7 Tilsig for Sverige i 2003, 2004 og 2005. GWh/ uke. Kilde: Svensk energi



1.2 Høy magasinfylling ved utgangen av 2005

1.2.1 Utviklingen i de norske vannmagasinene

2005 startet med fyllingsgrader omkring det normale¹ for årstiden. En mild januar måned med tilsig godt over det normale, førte til at fyllingsgraden ble liggende over medianverdien frem til midten av februar. En kald mars måned med rekordhøy produksjon, førte til sterkere tapping av magasinene enn normalt frem mot våren. Årets laveste fyllingsgrad inntraff i begynnelsen av mai (utgangen av uke 17) med 31,6 prosent, eller 5,9 prosentpoeng under medianverdien.

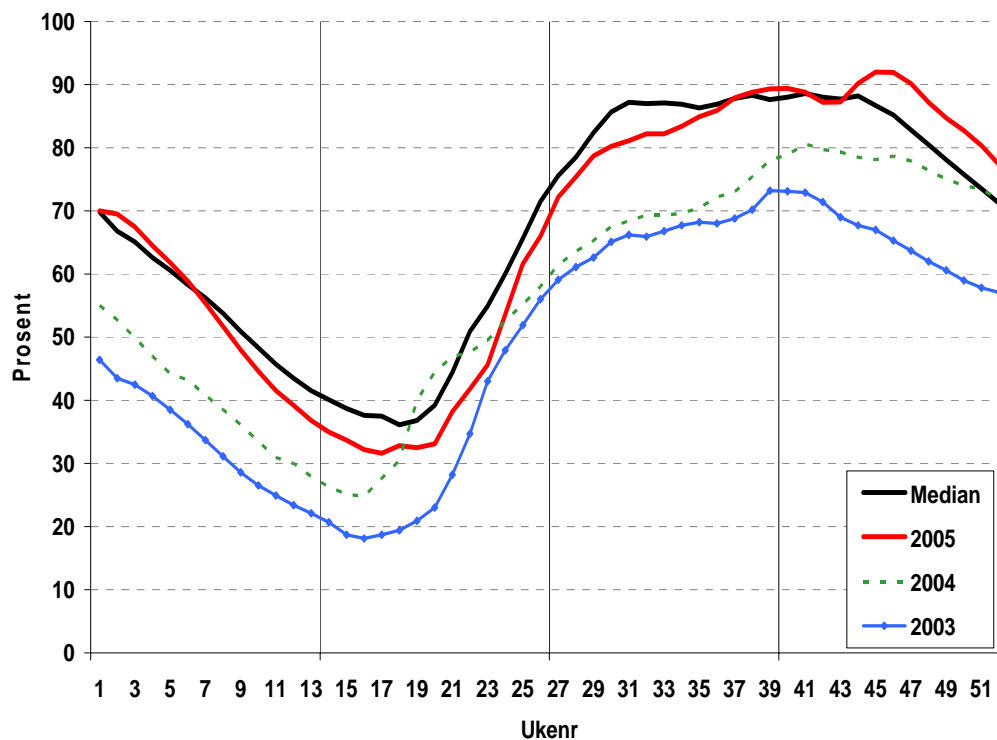
Kaldt vær i mai måned førte til forsinket snøsmelting, og først nærmere midten av juni kom vårflommen for fullt. Dette førte til fyllingsgrader godt under medianverdien frem til midten av juni. Forholdsvis varmt vær i siste halvdel av juni og første halvdel av juli og mye nedbør ga høye tilsig,

| Magasinfylling | Fyllingsgrad ved utgangen av 2005 | Fyllingsgrad ved utgangen av 2004 | Magasin-kapasitet TWh |
|----------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------|
| Norge | 77,3 % | 71,7 % | 84,3 |
| Sverige | 67,6 % | 66,6 % | 33,8 |
| Finland | 64,2 % | 67,2 % | 5,5 |

¹ Median for perioden 1990-2003

slik at magasinfyllingen kom over normalen fra midten av september. Den høyeste fyllingsgraden i 2005 ble registrert i midten av oktober (utgangen av uke 45) med 92,0 prosent. Rikelig tilsig i årets to siste måneder førte til at magasinene på slutten av 2005 var 6,1 prosentpoeng over det normale for årstiden og 5,6 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2004, til tross for høy produksjon. Den energimengden som er lagret i magasinene ved utgangen av 2005, er 4,7 TWh større enn ved utgangen av 2004.

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

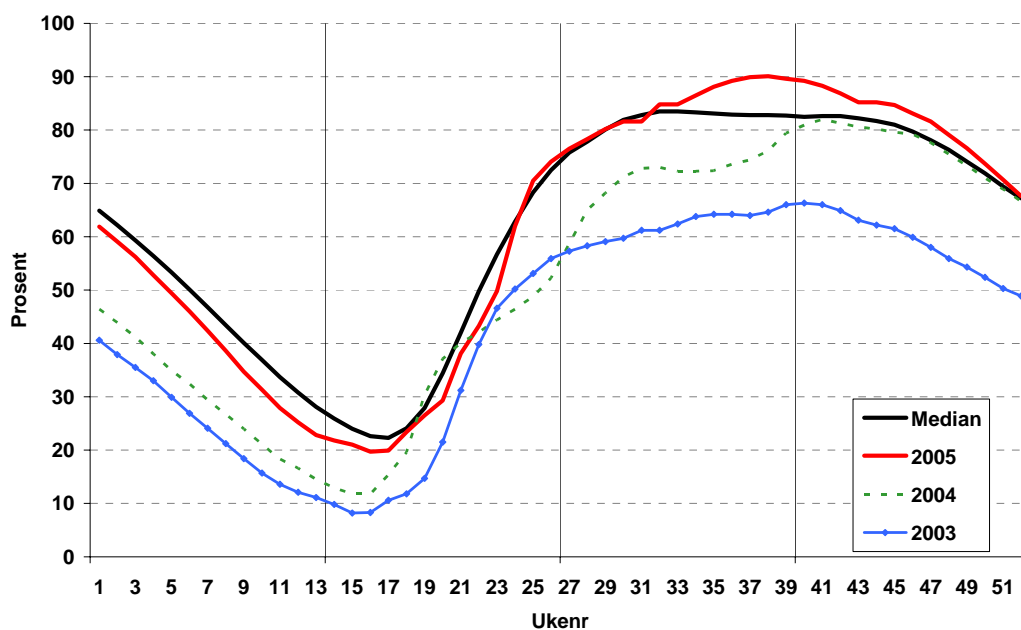


1.2.2 Magasinutviklingen i Sverige og Finland

Ved utgangen av 2004 var fyllingsgraden for svenske vannmagasiner 66,6 prosent eller litt under medianverdien² til samme tid. Fyllingsgraden nådde minimum med 19,7 prosent i uke 16, mens magasinivået kulminerte med 90,1 prosent i uke 38. Ved utgangen av 2005 var magasinfyllingen 67,6 prosent eller litt over medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av 2005 var 1,0 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2004. Det tilsvarer en energimengde på 0,3 TWh.

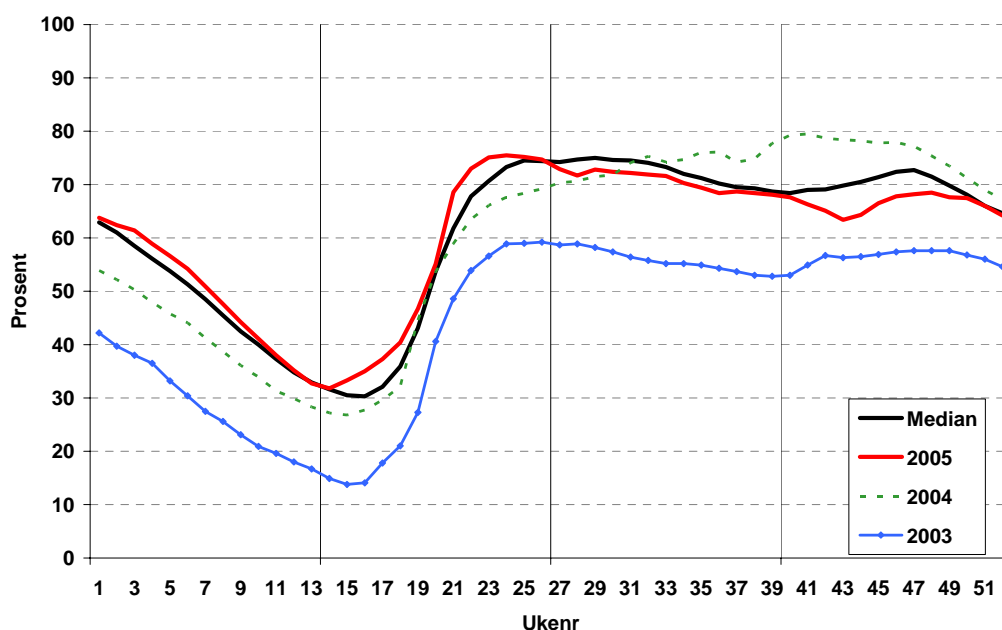
² Middelerverdier for perioden 1950-2001.

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



Ved utgangen av 2004 var fyllingsgraden for finske vannmagasiner 67,2 prosent. Det er 2,6 prosentpoeng høyere enn medianverdien til samme tid for perioden 1978-2001. Fyllingsgraden nådde minimum med 31,8 prosent i uke 14, mens magasinivået kulminerte med 75,5 prosent i uke 24. Ved utgangen av 2005 var magasinifyllingen 64,2 prosent eller så vidt under medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av 2005 var 3 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2004, tilsvarende en energimengde på 0,2 TWh.

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



Ved utgangen av 2005 er det dermed lagret omtrent like mye vann i svenske og finske vannmagasiner som til samme tid for ett år siden. Inklusiv den økte vannbeholdningen i Norge er den lagrede vannmengden i Norden på slutten av 2005 dermed nesten 92 TWh eller nesten 5 TWh større enn til samme tid året før. Total magasin kapasitet for norske, svenske og finske vannmagasiner er 123,6 TWh.

1.3 Produksjon, forbruk og utenlandshandel

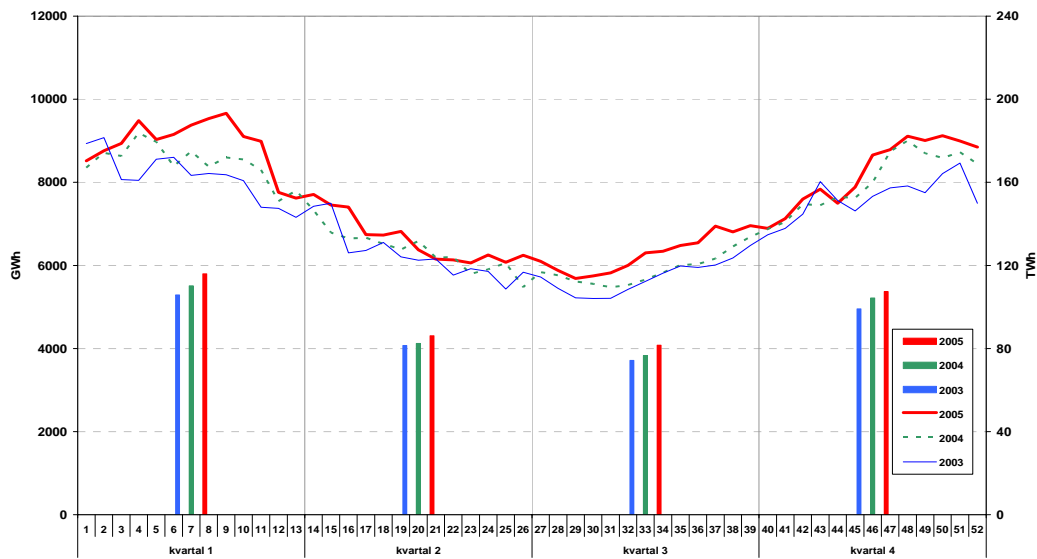
1.3.1 Nordisk kraftproduksjon

Den samlede nordiske kraftproduksjonen var 107,4 TWh i fjerde kvartal. Dermed ble totalproduksjonen i de nordiske landene 391,1 TWh i 2005. Dette er en betydelig økning fra produksjonen som er observert i de to

| Produksjon (TWh) | 4. kv. 2005 | Endring fra 4. kv. 2004 | 2005 | Endring fra 2004 |
|------------------|-------------|-------------------------|------|------------------|
| Norge | 39 | 23 % | 138 | 24 % |
| Sverige | 41 | - 2 % | 154 | 5 % |
| Finland | 19 | - 13 % | 67 | - 17 % |
| Danmark | 9 | - 14 % | 34 | - 10 % |
| Norden | 107 | 3 % | 391 | 7 % |

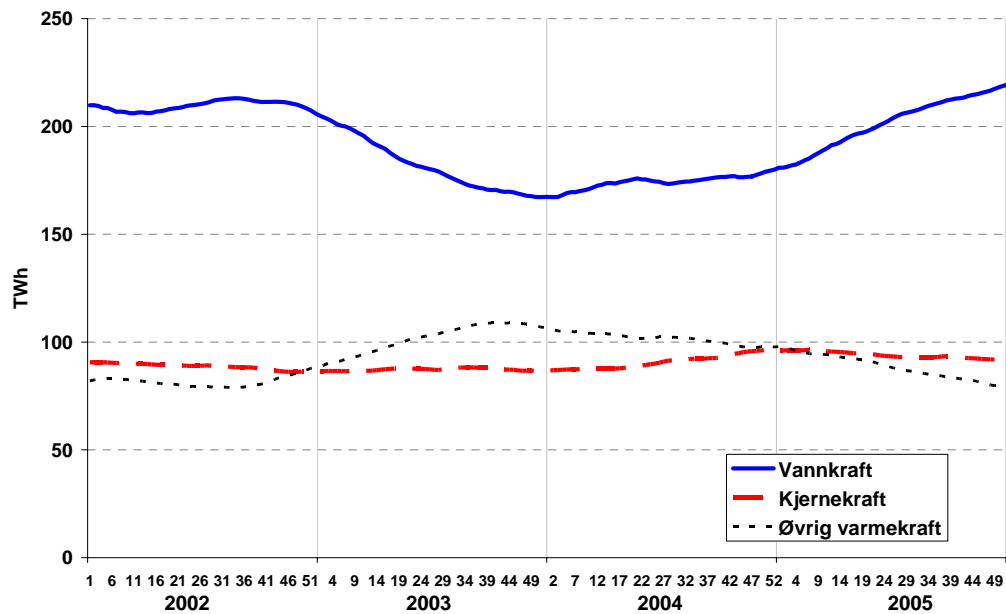
foregående årene. I 2003 var totalproduksjonen i Norden til sammenligning 361,5 TWh, mens det i 2004 ble produsert 374,1 TWh. Høyt tilsig i 2005 har bidratt til høy vannkraftproduksjon. Dette har igjen ført til økt nordisk produksjon. I 2003 og 2004 var det lav magasin fylling i det nordiske vannkraftsystemet som førte til at produksjonen fra termiske kraftverk økte. I denne perioden var gjennomsnittsprisene i Norden mer i samsvar med de tyske prisene noe som ofte bidro til import fra Tyskland i perioder med lav etterspørsel og eksport da lasten var høyere. I 2005 har økt prisdifferanse mellom de nordiske landene og Tyskland bidratt til økt kraft etterspørsel i Norden. Trenden med høyere produksjon i år, enn i 2003 og 2004 var også tydelig i fjerde kvartal. I denne perioden var produksjonen 3 prosent høyere enn i fjerde kvartal i 2004 og 8 prosent høyere enn fjerde kvartal 2003.

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



Den nordiske vannkraftproduksjonen har økt kraftig siden starten av 2004. I 2003 var vannkraftproduksjonen om lag 167 TWh, mens vannkraftproduksjonen i 2005 var over 220 TWh, det vil si en økning på over 30 prosent. På sensommeren 2002 var den rullerende årsproduksjonen 213 TWh. Av figuren under ser vi at det er de øvrige varmekraftverkene, det vil i hovedsak si kraftverk der brensel er kull, olje eller gass, som har tilpasset seg den lave produksjonen fra vannkraftprodusentene i 2003 og 2004. Den rullerende 52 ukers produksjonen fra øvrige kraftverk var rundt 109 TWh høsten 2003. Ved utgangen av 2005 hadde produksjonen fra disse verkene falt med 28 prosent. Produksjonen fra nordiske kjernekraftverk har vært relativt stabil i denne perioden.

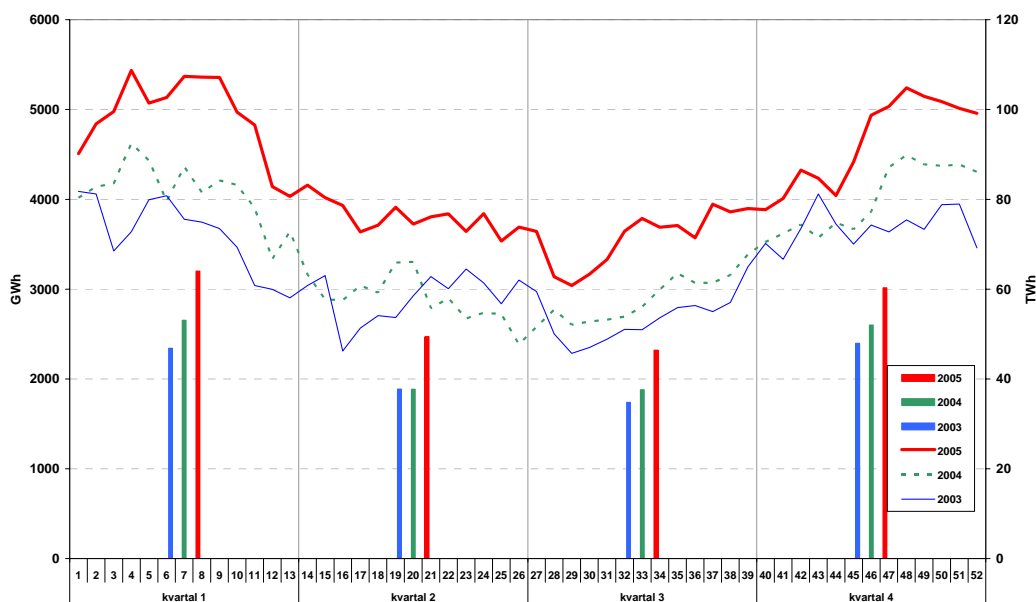
Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2002 – 2005, siste 52 uker, TWh. Kilde: Nord Pool



1.3.1.1 Vannkraft

Totalt har det blitt produsert 220,2 TWh vannkraft i 2005. Vannkraftproduksjonen har dermed stått for 56 prosent av totalproduksjonen i Norden. I fjerde kvartal var produksjonen 60,3 TWh. Vannkraftproduksjonen har dermed vært omtrent på samme nivå som i 2000, som også var et år hvor det var høyt tilsig. Nedtappingen av magasinene har imidlertid vært større i år enn det vi så mot slutten av 2000, spesielt i de svenske magasinene. I samtlige uker dette året har produksjonen fra vannkraftverkene vært høyere enn i de tilsvarende ukene i de to foregående årene. Den høyeste produksjonen fra vannkraftverkene kom i uke 48 med 5,2 TWh

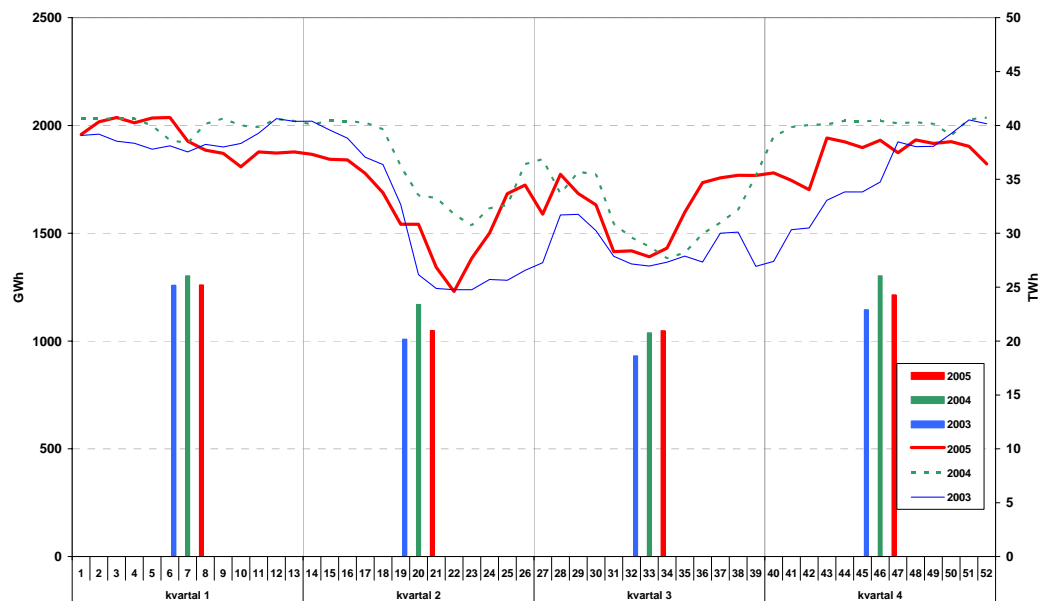
Figur 1.3.3 Nordisk vannkraftproduksjon, 2003 – 2005, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



1.3.1.2 Kjernekraft

Den nordiske kjernekraftproduksjonen i fjerde kvartal har vært 24,3 TWh. Det er en økning på 3,3 TWh fra tredje kvartal, da mange av disse kraftverkene var ute til årlig vedlikehold. Sammenlignet med produksjonen i fjerde kvartal i fjor har det vært en nedgang på 1,8 TWh. I fjor var imidlertid revisjonsperioden kortere, samtidig som tilgjengeligheten gjennom kvartalet var høy. I tillegg ble det svenske kjernekraftverket Barsebäck 2 (600 MW) stengt ned på forsommeren i år. Dette har bidratt til at også årsproduksjonen fra nordiske kjernekraftverk har falt med 4,8 TWh, fra 96,3 TWh i 2004 til 91,5 TWh i 2005. Til tross for utfasingen av Barsebäck 2 var den nordiske kjernekraftproduksjonen 4,5 TWh høyere enn i 2003. I 2005 kom 76 prosent av den totale kjernekraftproduksjonen fra Sverige, mens de resterende 24 prosent er produsert i Finland.

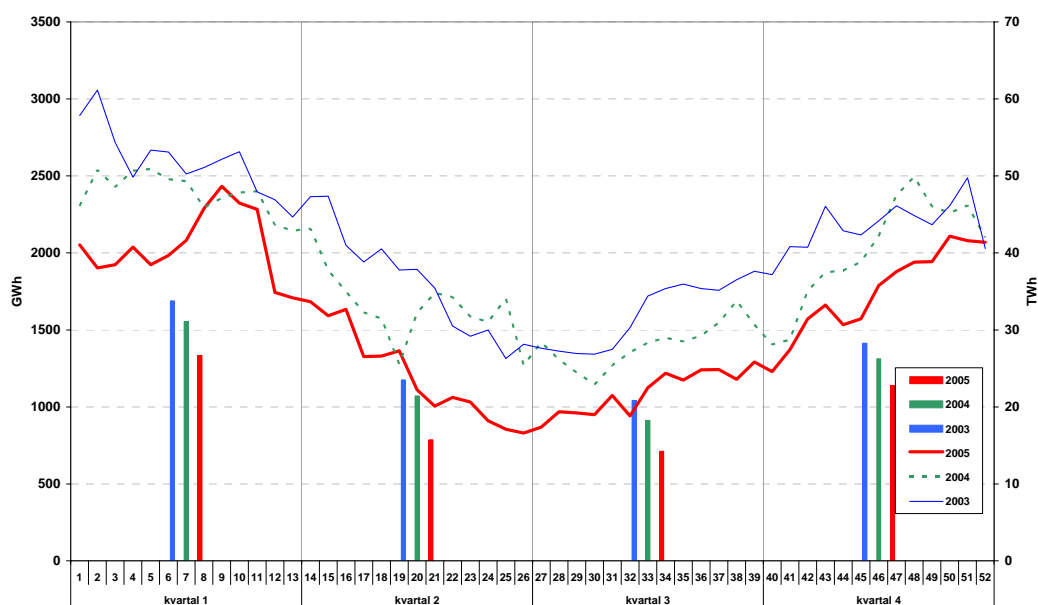
Figur 1.3.4 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2003 – 2005, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



1.3.1.3 Øvrig varmekraft

Kraftproduksjonen fra øvrige varmekraftverk har vært betydelig lavere i år enn det som er observert de to foregående årene. Enkelte av disse verkene har fått økte kostnader gjennom brenselpriser, utgifter knyttet til utslipp av CO₂, samtidig som børsprisen i det nordiske området ble presset nedover på grunn av høye tilsig. I tillegg førte konfliktene i den finske papirindustrien på forsommeren til lavere etterspørsel og produksjon i Finland. Produksjonen fra øvrige varmekraftverk i Norden i fjerde kvartal har vært 22,7 TWh. Den akkumulerte produksjonen for 2005 fra disse verkene var 79,4 TWh. Sammenlignet med 2004 er det en nedgang på 17,6 TWh, mens det er 27,0 TWh mindre enn i 2003. I 2000, da det også var mye vannkraftproduksjon, var imidlertid produksjonen fra øvrige varmekraftverk i Norden 73,1 TWh.

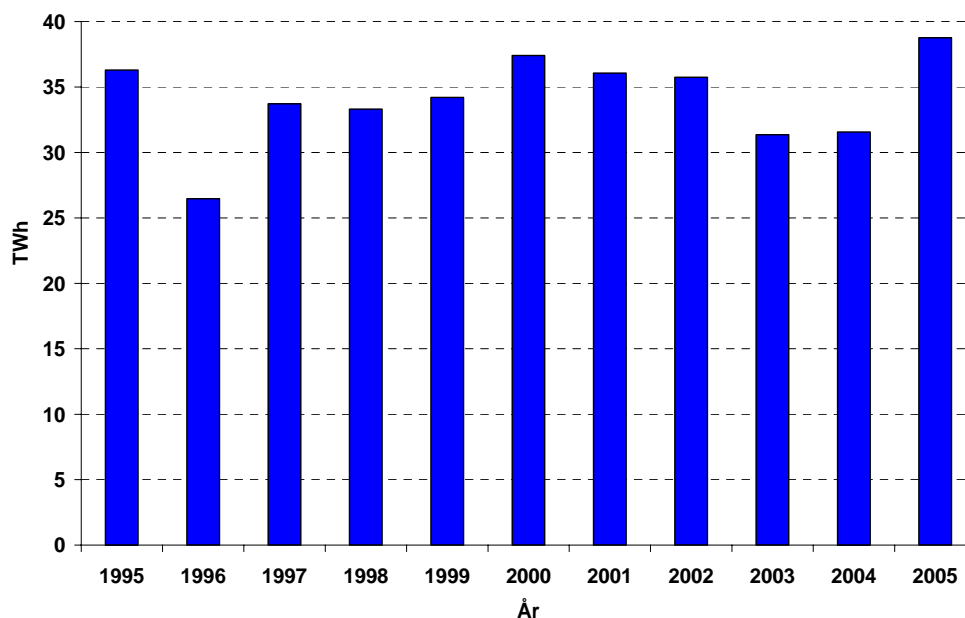
Figur 1.3.5 Nordisk produksjon fra øvrige varmekraftverk, 2003 – 2005, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



1.3.1.4 Norge – sterk økning i produksjonen i 2005

Elektrisitetsproduksjonen i Norge i fjerde kvartal 2005 var 38,8 TWh som er den høyeste produksjonen i dette kvartalet noensinne. I forhold til produksjonen i fjerde kvartal 2004 på 31,6 TWh, er det en økning på 22,8 prosent.

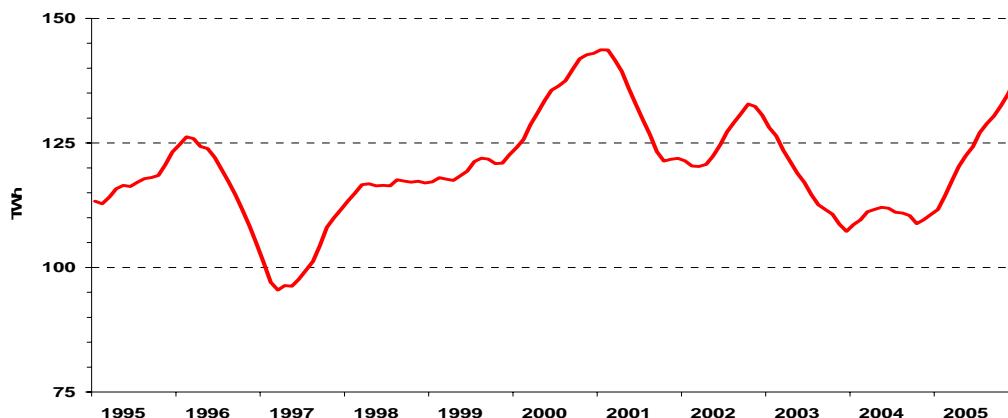
Figur 1.3.6 Kraftproduksjon i fjerde kvartal for perioden 1995-2005, TWh. Kilde: NVE



Den totale produksjonen i 2005 var 137,6 TWh mot 110,6 TWh i 2004. Det er en økning på 24,4 prosent. Av produksjonen i 2005 var om lag 136,1 TWh vannkraft, 1 TWh varmekraft og 0,5 TWh vindkraft. Produksjonen i 2005 er nesten 17 TWh høyere enn

midlere årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vann-, varme- og vindkraft) som er beregnet til ca 121 TWh, og den høyeste siden rekordåret 2000, da produksjonen var 142,8 TWh. Det var først og fremst tilsig betydelig over det normale som førte til den høye kraftproduksjonen i 2005.

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

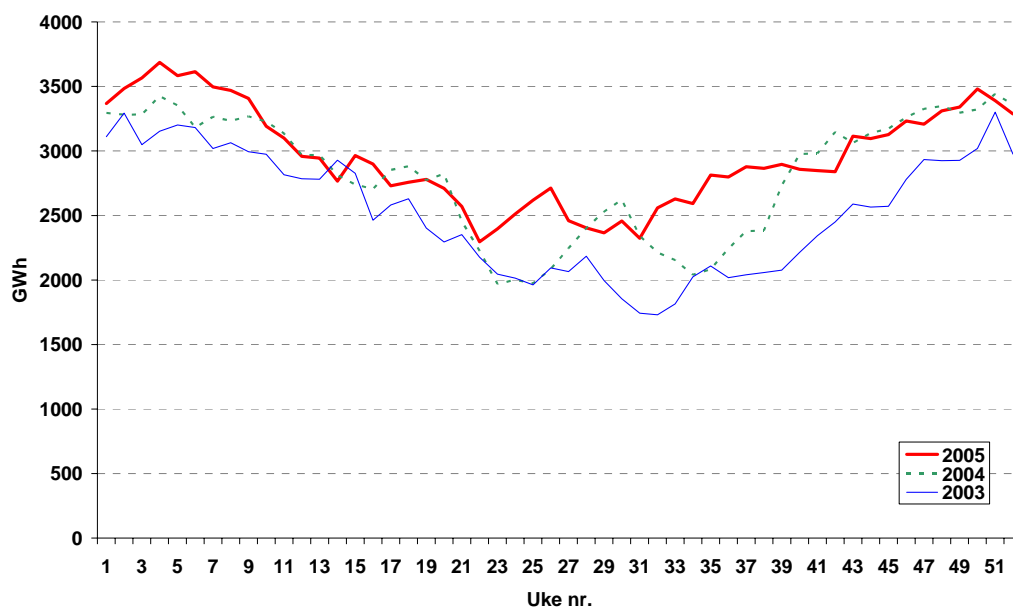


Figuren viser at den norske kraftproduksjonen i stor grad varierer med tilsiget. Tørrværsperiodene i 1996/97 og 2002/03 resulterte i lav produksjon, mens våtårene 2000 og 2005 ga høy produksjon. Tilsigssvikten høsten 2002 var så kraftig at den har fått følger for produksjonen helt frem til utgangen av 2004.

1.3.1.5 Sverige – mer vannkraftproduksjon

Den svenske totalproduksjonen var 41,1 TWh i fjerde kvartal. Det er bare 2,3 TWh mer enn det som har blitt produsert i Norge i samme kvartal og en nedgang på 0,7 TWh fra tilsvarende periode i 2004. Kraftproduksjonen i Sverige økte imidlertid betydelig utover høsten i 2004, blant annet som følge av tidlig avslutning av vedlikeholdet ved kjernekraftverkene. Sammenlignet med fjerde kvartal 2003, har produksjonen i fjerde kvartal 2005 økt med 5,5 TWh. Av dette har økt vannkraftproduksjon utgjort 4,2 TWh. Vannkraftproduksjonen har vært høyere i fjerde kvartal 2005 enn i tilsvarende kvartal 2004. Det er nedgangen i kjernekraftproduksjon som har medført at totalproduksjonen i dette kvartalet er redusert, sett opp mot fjerde kvartal i 2004. I 2005 har den svenske totalproduksjonen vært 153,8 TWh. Totalt har det dermed vært en økning i forhold til 2004 på 7,4 TWh. Også i Sverige har det vært betydelig mer tilsig i 2005 enn i 2004. Dette har bidratt til at den svenske vannkraftproduksjonen har økt med 13,5 TWh fra 2004 til 72,1 TWh i 2005. Kjernekraftproduksjonen har med noe lavere tilgjengelighet og utfasingen av Barsebäck i slutten av mai, falt fra 74,7 TWh til 69,2 TWh. Dersom en forutsetter 90 prosent tilgjengelighet ved Barsebäck 2 (600 MW) fra juni og ut året, tilsvarer dette et bortfall på om lag 2,8 TWh. Produksjonen i andre termiske verk har i år vært 12,5 TWh, eller 8 prosent av den svenske totalproduksjonen. Til sammenligning sto disse produksjonsenhetene for 10 prosent av totalproduksjonen i 2003 og 9 prosent i 2004.

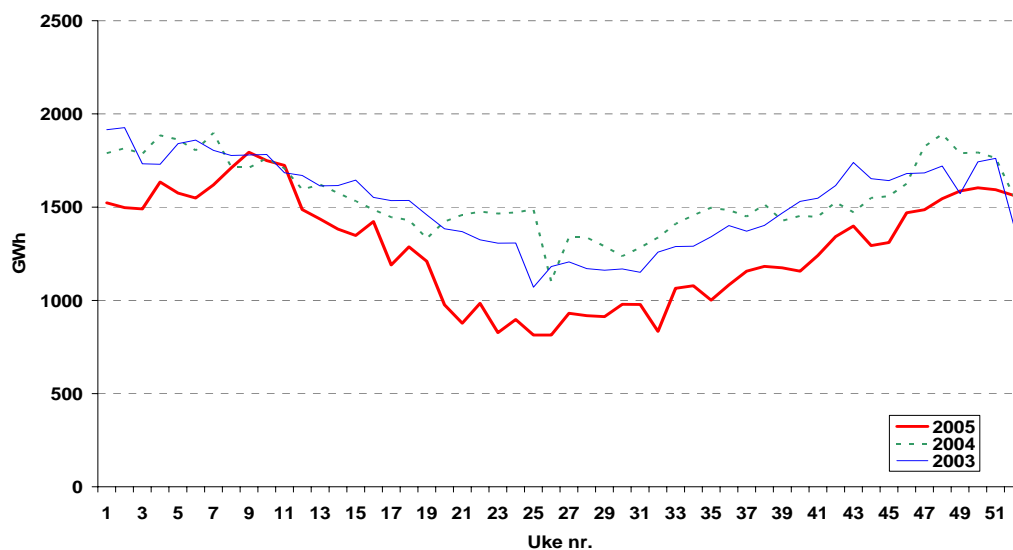
Figur 1.3.8 Svensk produksjon, 2003 – 2005. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



1.3.1.6 Finland – sterk produksjonsnedgang i 2005

I fjerde kvartal var den finske kraftproduksjonen 18,6 TWh. Det er betydelig lavere enn det som er produsert i dette kvartalet i de to foregående årene. I både 2003 og 2004 var produksjonen i dette kvartalet 21,3 TWh. Også året sett under ett har det vært en markant nedgang i produksjonen fra 2003 og 2004. I motsetning til disse årene var det i 2005 høye tilsig som førte til økt vannkraftproduksjon og lavere priser. I 2005 var den finske vannkraftproduksjonen 12,9 TWh. Det tilsvarer 19 prosent av totalproduksjonen. I 2003 var vannkraftproduksjonen til sammenligning 9,0 TWh, eller 11 prosent av totalen. Hovedtyngden av kraftproduksjonen i Finland kommer fra termiske kraftverk. Kjernekraftverkene har en høy brukstid, og produksjonen i de siste tre årene har vært relativt stabil, varierende mellom 21,6 og 22,2 TWh. Det er dermed kraftproduksjonen i de konvensjonelle varmekraftverkene som har falt kraftig. Dette skyldes i tillegg til mye vannkraftproduksjon i Norden også økte kostnader for innsatsfaktorer som kull, gass og olje, samt høyere kostnader for utslippsrettigheter (CO₂). Produksjonen fra disse verkene var 31,6 TWh i 2005. Det er en nedgang på 13,9 TWh fra 2004 og 17,2 TWh fra 2003. Konfliktene i den finske papirindustrien førte til lavere kraftetterspørsel og dermed også til lavere produksjon. Hovedtyngden av denne reduksjonen ble foretatt i konvensjonelle varmekraftverk uten varmeutvinning og dermed høye produksjonsomkostninger.

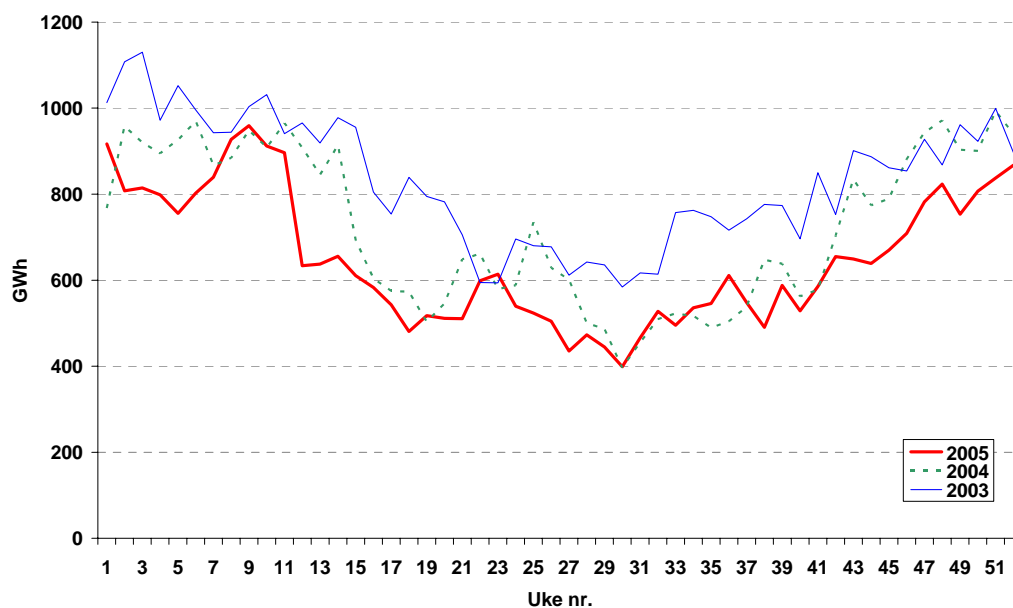
Figur 1.3.9 Finsk produksjon, 2003 – 2005. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



1.3.1.7 Danmark – redusert produksjon

I Danmark har totalproduksjonen i 2005 vært 33,8 TWh, hvorav 21,7 TWh på Jylland. I forhold til 2004 er dermed produksjonen redusert med 3,6 TWh, mens den var 9,4 TWh eller 22 prosent lavere enn i 2003. Produksjonsnedgangen i Danmark skyldes som i Finland, den økte vannkraftproduksjonen i Norge og Sverige der tilsiget i 2005 har vært vesentlig høyere enn i de to foregående årene. I tillegg har også økte priser på brensel og utslippstillatelser for CO₂ begrenset den danske produksjonen. Sammenligner en produksjonen i 2005 med andre år med god ressursituasjon, er den imidlertid ikke så lav. Eksempelvis var den danske produksjonen 34,0 TWh i 2000. Mot slutten av 2005 økte produksjonen gradvis, blant annet som følge av varmebehovet. I sum ble det produsert 9,3 TWh i fjerde kvartal, og i samtlige uker dette kvartalet har produksjonen vært lavere enn i tilsvarende uker i 2003 og 2004.

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



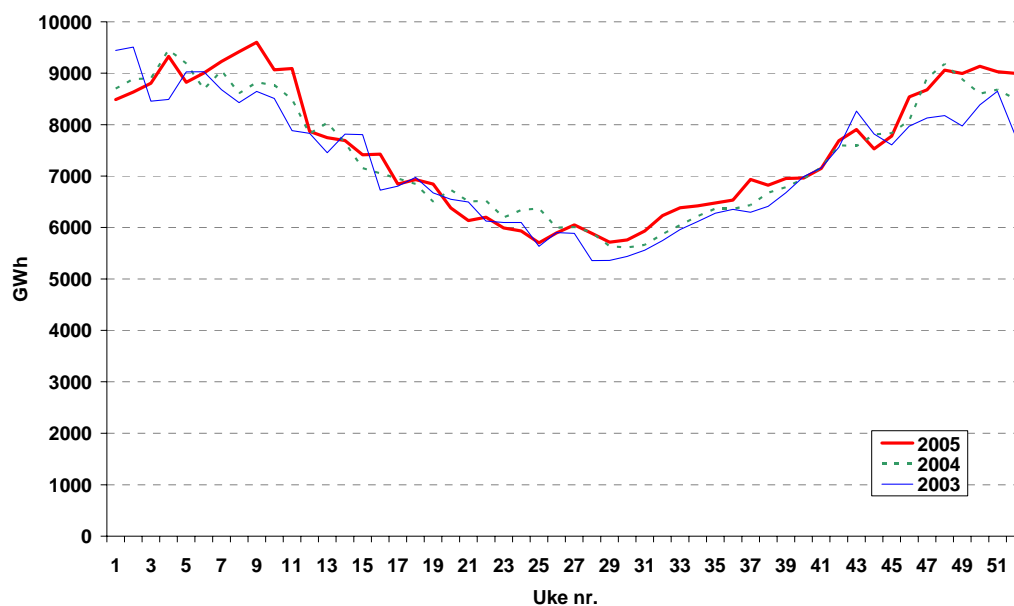
1.3.2 Nordisk kraftforbruk

I 2005 har det nordiske kraftforbruket vært 390,0 TWh. Det er det høyeste registrerte årsforbruket i de nordiske landene og en økning på 4,8 TWh, eller 1 prosent fra 2004. Denne økningen hadde trolig vært

| Forbruk (TWh) | 4. kv. 2005 | Endring fra 4. kv. 2004 | 2005 | Endring fra 2004 |
|---------------|-------------|-------------------------|------|------------------|
| Norge | 35 | - 1 % | 126 | 3 % |
| Sverige | 40 | 1 % | 146 | 1 % |
| Finland | 23 | 2 % | 84 | - 2 % |
| Danmark | 9 | 1 % | 35 | 1 % |
| Norden | 107 | 2 % | 390 | 1 % |

om lag 3,4 TWh høyere, dersom det ikke hadde vært for forbruksreduksjonen som fulgte av konflikten i den finske papirindustrien mellom uke 19 og 27. Lavere priser i det nordiske engrosmarkedet kan ha medvirket til forbruksøkningen. Sammenlignet med 2003, da høye priser og medieoppmerksomhet dempet forbruket i Norden, har det vært en økning på 22,5 TWh. Det tilsvarer en økning på 6 prosent.

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



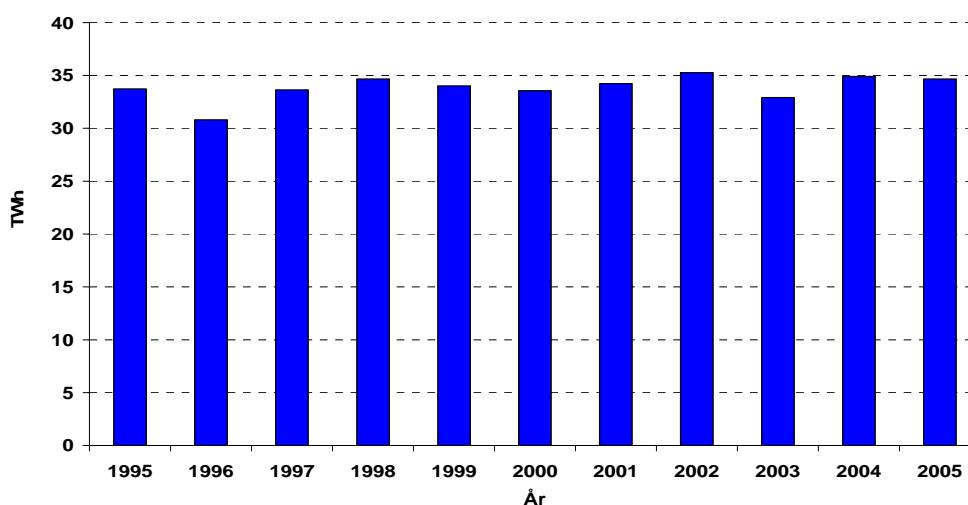
1.3.2.1 Norge - rekordforbruk av elektrisitet i 2005

Det innenlandske elektrisitetsforbruket var i fjerde kvartal på i alt 34,7 TWh mot 34,9 TWh i samme kvartal i 2004. Det er en nedgang på 0,7 prosent. At veksten avtar skyldes bl.a. nedgang i forbruket i kraftintensiv industri og at fjerde kvartal 2005 var varmere enn

fjerde kvartal 2004. Forbruket er likevel bare 0,6 TWh lavere enn det høyeste noensinne i dette kvartalet (2002).

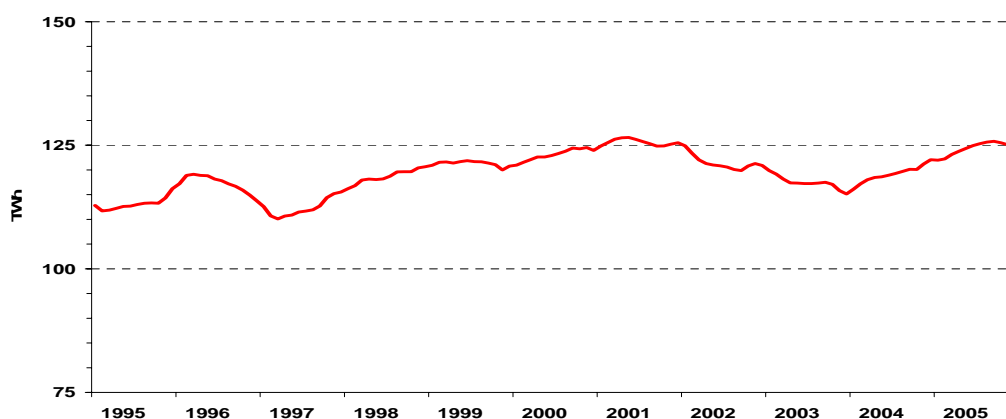
I fjerde kvartal 2005 var det norske kraftforbruket vesentlig høyere enn det som ble observert i tilsvarende periode i 2003. Stor medieinteresse rundt kraftsituasjonen i 2003 kan ha bidratt til å trekke det norske forbruket ned i 2003. I tillegg er det mange norske forbrukere som raskt eksponeres for utviklingen i spotprisen.

Figur 1.3.12 Innenlandsk forbruk av elektrisk kraft i fjerde kvartal for perioden 1995-2005, TWh. Kilde: NVE



I 2005 var det norske elektrisitetsforbruket 125,6 TWh. Det er en økning på 3,5 TWh eller 2,8 prosent i forhold til 2004. Kraftforbruket i 2005 er ny rekord på årsbasis, litt over den gamle rekorden fra 2001. Forbruket i 2005 var rundt 4,5 TWh høyere enn midlere årsproduksjon.

Figur 1.3.13 Innenlandsk elektrisitetsforbruk, sum for de siste 12-måneder, TWh. Kilde: NVE



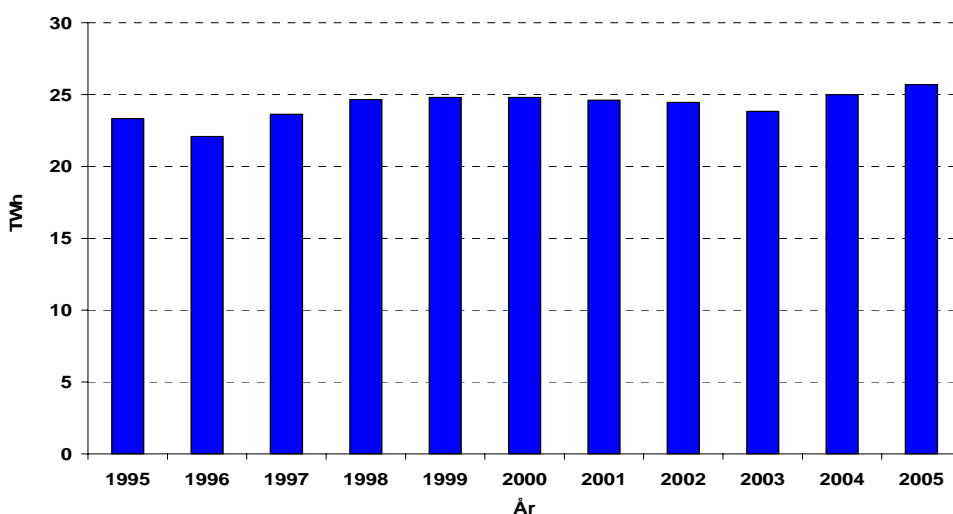
Forbruket er i ferd med å ta seg opp etter å ha falt i perioden 2001-2003. Dette mønsteret stemmer godt overens med det som ble observert i 1997 etter tørråret 1996. Forbruket i 2005 er nå oppe på samme nivå som på slutten av 2001.

Til tross for økning i forbruket i 2005, er forbruket av elektrisitet fortsatt 1 TWh lavere enn høyeste 12-måneders forbruk før den anstrengte kraftsituasjonen i 2002. En av årsakene til at forbruket ikke har kommet tilbake på nivået vi hadde før vinteren 2002-2003, kan være at kraftprisene i 2005 har vært betydelig høyere enn i tiden før den anstrengte kraftsituasjonen høsten 2002.

Forbruket i alminnelig forsyning var i fjerde kvartal 24,3 TWh. Det er omtrent det samme som i 2004.

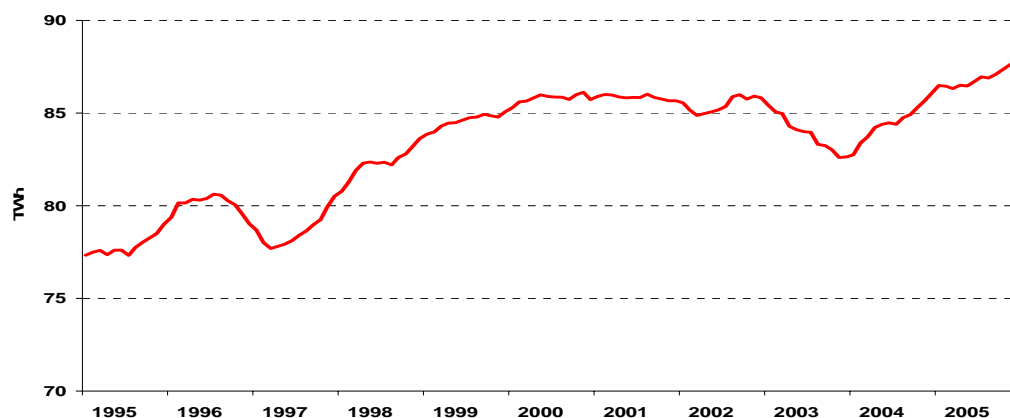
Fjerde kvartal var ikke bare varmere enn samme kvartal i 2004, men også varmere enn normalt. Korrigert til normale temperaturforhold ble det alminnelige forbruket 25,7 TWh i 2005 mot 25,0 i 2004, dvs. en økning på 2,8 prosent. Figur 1.3.14 viser at forbruket i fjerde kvartal har økt jevnt i hele perioden 1996-1998. Deretter har forbruket stort sett stabilisert seg, bortsett fra fjerde kvartal 2003 som hadde lavere forbruk, og 2005 som hadde høyere forbruk. Det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning i fjerde kvartal 2005 er det høyeste som noen gang er blitt registrert i dette kvartalet.

Figur 1.3.14 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, fjerde kvartal 1995-2005, TWh. Kilde: NVE



Forbruket i alminnelig forsyning i 2005 er beregnet til 82,0 TWh referert kraftstasjon. Det er en økning på 1,9 prosent i forhold til 2004 til tross for at 2005 var noe varmere enn året før. Korrigert til normale temperaturforhold ble forbruket 85,5 TWh i 2005. Det er en økning på 2,0 prosent i forhold til 2004. Det temperaturkorrigerte forbruket i 2005 er også det høyeste som noen gang er blitt registrert.

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

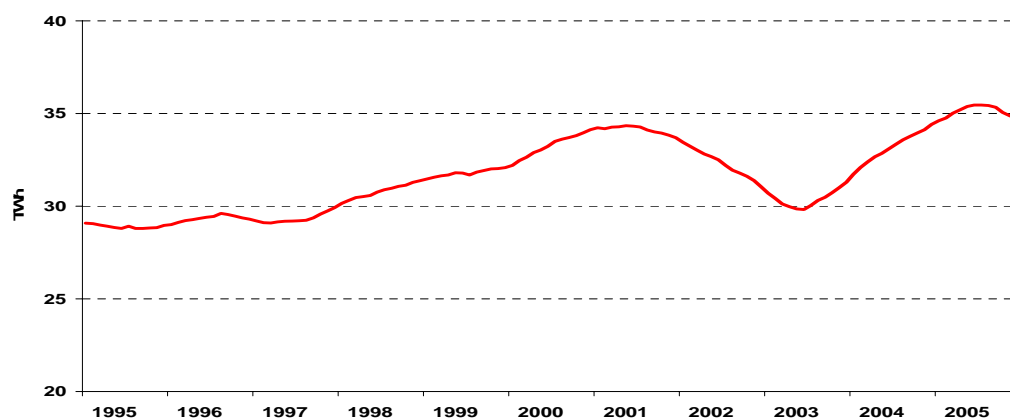


Kraftforbruket i den kraftintensive industrien har vært i sterk vekst siden sommeren 2003. Økningen har sammenheng med produksjonsøkning for Hydro Aluminium på Sunndalsøra, gode markedsforhold for denne industrien og at denne sektoren i 2003 solgte kraft tilbake til markedet i stedet for å bruke kraften selv. Forbruket i denne sektoren ser nå ut til å avta grunnet bl.a. dårligere markedsforhold for deler av industrien.

Forbruket i kraftintensiv industri var i fjerde kvartal 6,8 prosent lavere enn i samme periode i 2004.

I 2005 var forbruket 34,7 TWh referert kraftstasjon, en økning på 0,9 prosent fra året før. På årsbasis er dette det høyeste forbruk som noen gang er observert for denne industrigruppen. Det er først og fremst produktgruppen aluminium og andre metaller som har bidratt til økningen.

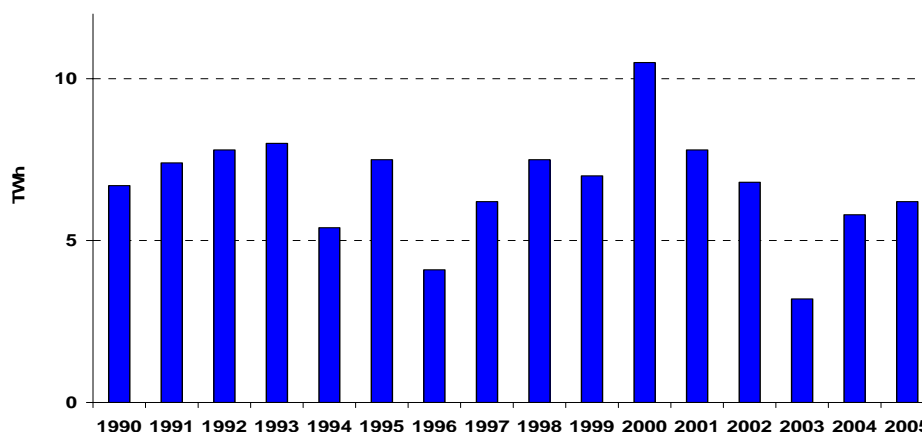
Figur 1.3.16 Forbruk i kraftintensiv industri, sum for de siste 12-måneder, TWh. Kilde: NVE



Elektrokjelforbruket var i fjerde kvartal omtrent på samme nivå som i tilsvarende periode i 2004.

I 2005 er forbruket av kraft til elektrokjeler³ anslått til 6,2 TWh mot 5,8 i 2004, dvs. en økning på 7 prosent. Dette er vel 4 TWh lavere enn høyeste observerte forbruk av uprioritert kraft som er 10,5 TWh.

Figur 1.3.17 Forbruk av kraft til elektrokjeler for perioden 1990-2005, TWh. Kilde: NVE



Elektrokjeler benytter ofte olje i stedet for elektrisitet dersom det faller seg lønnsomt. I perioden 1995-2005 har kraftprisene variert betydelig, mens oljeprisen har steget kraftig de to siste årene, spesielt i 2005. Ut fra figuren ser vi at variasjonsområdet for kraft til elektrokjeler i perioden 1990-2005 er fra i overkant av 3 TWh til vel 10 TWh. Om lag 3 TWh av dette forbruket ser ut til å ha høyere utkoblingspris enn det som er observert i perioden 1990-2005, eller at deler av forbruket ikke har oljefyrt reserve.

1.3.2.2 Sluttbruk av andre energibærere i Norge

Av andre energibærere til stasjonær sluttbruk er olje, gass og ved og avlut (bio) de viktigste. Oljeforbruket er størst i industrien. Forbruket i henholdsvis tjenesteytende sektor og husholdningene er om lag halvparten av forbruket i industrien. Gass benyttes nesten utelukkende i industrien. Husholdningene står for det meste av bioforbruket i form av ved, men også treforedlingsindustrien er en betydelig sluttbruker av biomasse.

Det foreligger ikke foreløpig statistikk eller indikatorer for utviklingen i forbruket av andre energibærere i fjerde kvartal eller for 2005 som helhet.

Foreløpige tall for leveranser av fyringsparafin og –oljer samt tungolje viser en reduksjon fra 2004 til 2005 i størrelsesorden 15 prosent til gruppene ”Industri, bergverk og kraftforsyning” og ”Boliger, næringsbygg m.v.” .

SSBs tall for vedforbruk i husholdningene inkluderer også bruk i fritidsboliger. Det har vært en vekst i vedforbruket på ca 23 prosent fra 1999 til 2004, med en tendens til utfletning i perioden 2002 – 2004. I 1999 ble anslagsvis 3 prosent av veden brent i nye effektive vedovner, mens andelen har økt til 26 prosent i 2004. De nye vedovnene har høyere virkningsgrad enn eldre ovner, og den økte andelen av nye ovner gjør at

³ Uprioritert kraft f.o.m. 1993

nyttiggjort energi fra det totale vedforbruket har økt fra ca 55 prosent i 1999 til ca 59 prosent i 2004. Dette betyr at veden utnyttes bedre, og den nyttiggjorte energien har dermed økt med ca 34 prosent fra 1999 til 2004.

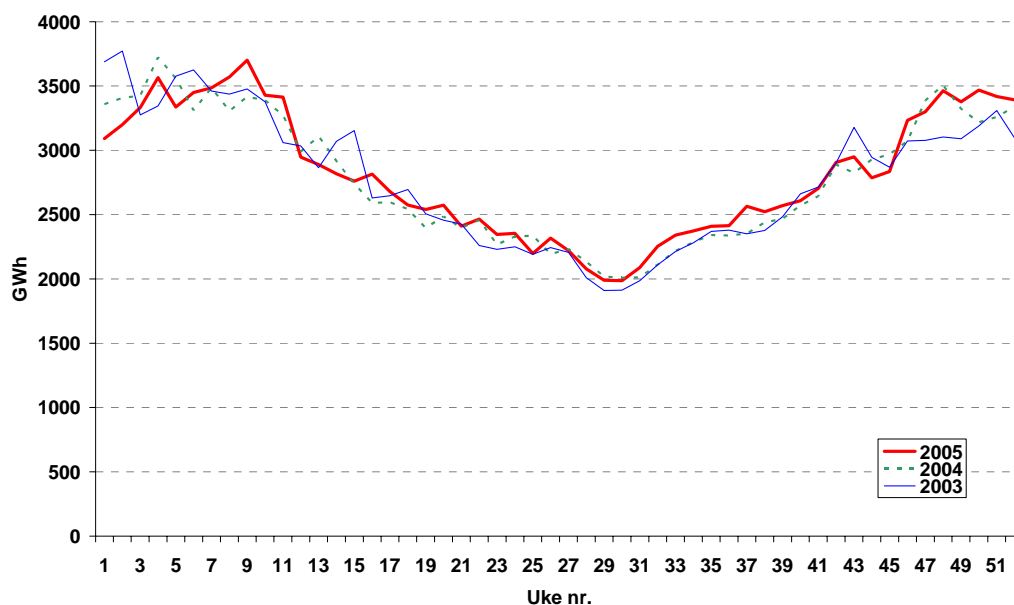
I 2004 utgjorde vedforbruket ca 8 TWh i energiinnhold, hvorav ca 5 TWh er utnyttet som energi til oppvarming. Ca 25 prosent av vedforbruket går til fritidsboliger.

1.3.2.3 Sverige

Kraftforbruket i Sverige har steget svakt i de seneste to årene. Mens forbruket i 2003 og 2004 var 144,5 TWh og 145,4 TWh, økte totalforbruket til 146,4 TWh i 2005. Også i Sverige falt forbruket i 2003 og 2004. Forbruket i Sverige er enda ikke på det nivået som ble observert på sommeren 2001, da det rullerende 52- ukers forbruket var 149,1 TWh. Økningen fra 2004 har vært størst i siste halvdel av 2005. I denne perioden har forbruket vært 70,2 TWh. Det er en økning på 1,4 TWh fra samme periode i 2004.

Forbruksøkningen i Sverige har kommet til tross for at det var noe varmere i 2005 enn i 2004. Tall fra Svensk Energi viser at det temperaturkorrigerede forbruket i Sverige i 2005 var 149,0 TWh. I forhold til 2004 er det en økning på 1,8 TWh, eller 1 prosent.

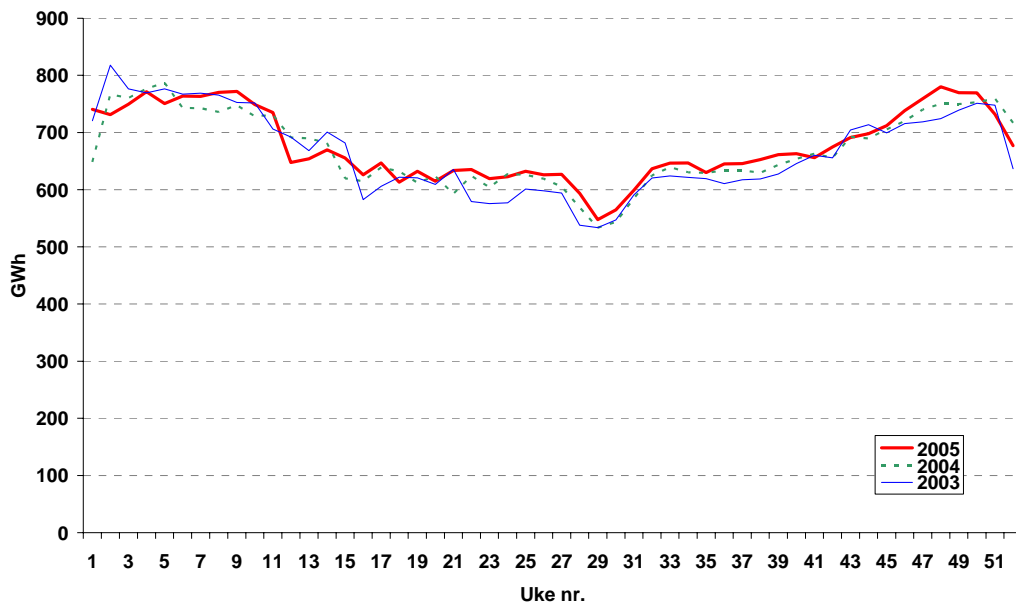
Figur 1.3.18 Svensk forbruk, 2003 – 2005. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



1.3.2.4 Danmark

Det danske kraftforbruket er lavere og mer stabilt enn i de andre nordiske landene. Dette skyldes i hovedsak at det er færre sluttbrukere som benytter elektrisitet til oppvarmingsformål. For de fleste danske sluttbrukere er fjernvarme tilgjengelig og normalt et billigere alternativ enn elektrisitet. I de siste fem årene har årsforbruket av elektrisitet variert mellom 33,8 og 35,5 TWh. I 2005 var forbruket 35,2 TWh. Det er en økning fra 2004 på 0,4 TWh. Det høyeste ukeforbruket i 2005 ble observert i uke 48 med 780 GWh. Forbruket i fjerde kvartal var 9,3 TWh. Det er en økning på 0,1 TWh, eller 1 prosent fra tilsvarende kvartal i fjor.

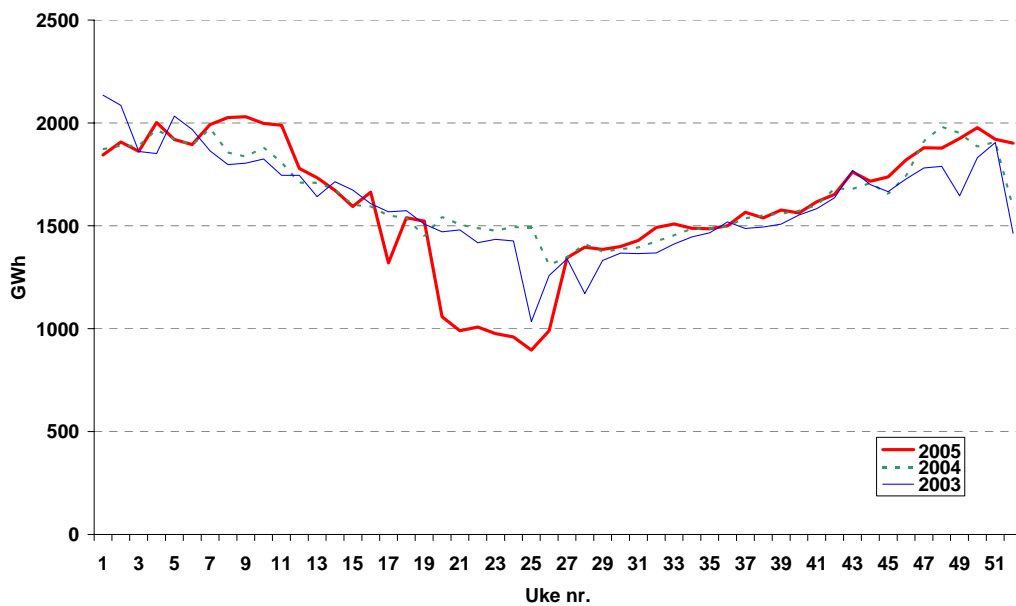
Figur 1.3.19 Dansk forbruk, 2003 – 2005. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



1.3.2.5 Finland

I motsetning til de andre nordiske landene har kraftforbruket i Finland vært lavere i 2005 enn i 2003 og 2004. Dette henger sammen med forbruksreduksjonene mellom uke 19 og 27, da det først var streik og senere lockout i den finske papirindustrien. Dersom en legger til grunn fjorårsforbruket i denne perioden ville forbruket i 2005 økt med 3,4 TWh. Dette ville gitt et høyere finsk totalforbruk enn i 2003 og 2004. En ekskludering av de berørte ukene ville videre gitt en forbruksøkning på 2 prosent fra 2004. Kraftforbruket i fjerde kvartal bekrefter dette. I disse ukene var forbruket 23,3 TWh og 2 prosent høyere enn i de samme ukene i 2004.

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



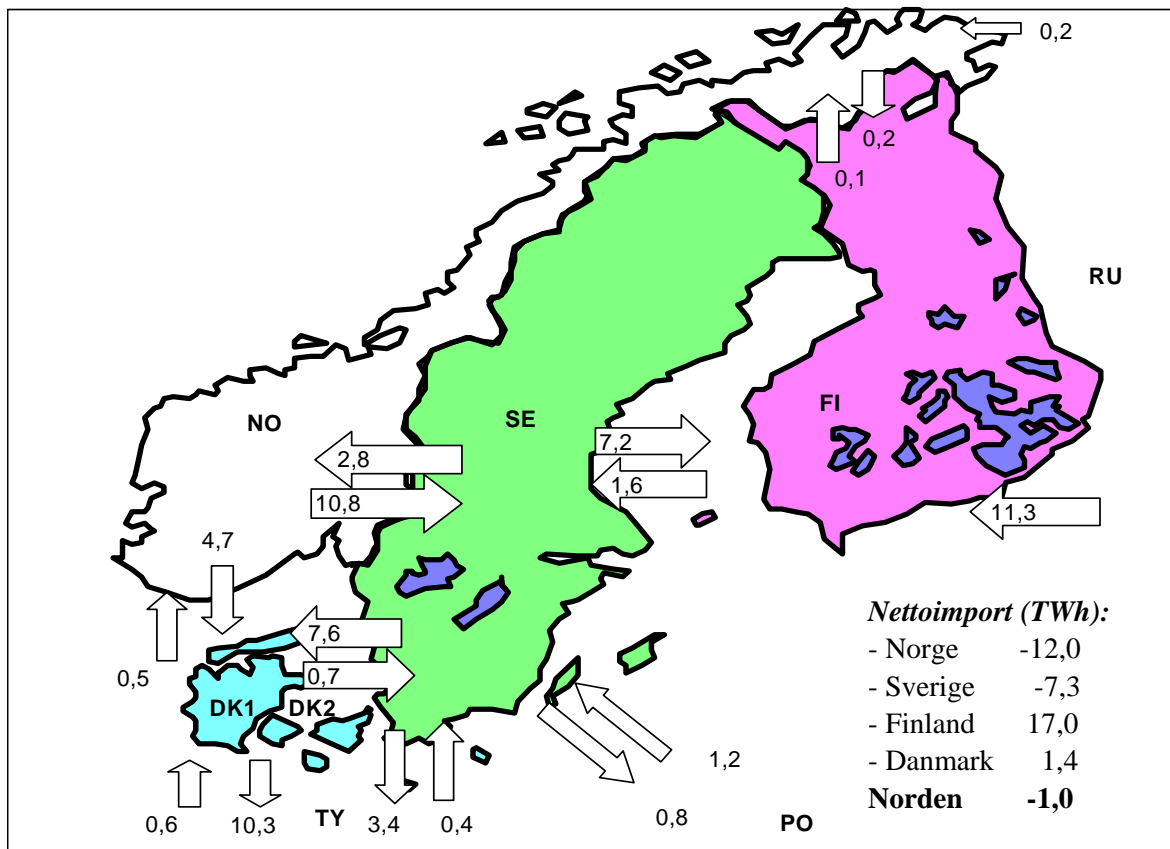
1.3.3 Handel og kraftutveksling

I 2005 har det vært en norsk nettoeksport på til sammen 12,0 TWh, og handelsbildet er dermed totalt endret fra 2004 da Norge hadde en nettoimport på 11,5 TWh. Årets nettoeksport er den høyeste siden 2000, da det var en nettoeksport på 19,1 TWh. Den svenske nettoeksporten økte fra

| Utveksling (import(+)/eksport (-), TWh) | 4. kv. 2005 | 4. kv. 2004 | 2005 | 2004 |
|---|-------------|-------------|--------|-------|
| Norge | - 4,0 | 3,3 | - 12,0 | 11,5 |
| Sverige | - 0,7 | - 1,9 | - 7,3 | - 1,8 |
| Finland | 4,9 | 1,7 | 17,0 | 5,0 |
| Danmark | 0,0 | - 1,5 | 1,4 | - 2,9 |
| Norden | 0,1 | 1,6 | - 1,0 | 11,7 |

1,8 TWh i 2004 til 7,3 TWh i 2005. Høy vannkraftproduksjon i Norge og Sverige har dermed erstattet produksjon i Finland og Danmark. Finland hadde i 2005 en nettoimport på 17,0 TWh, og det er en økning på 12,0 TWh fra i fjor. Av Finlands import skriver 11,3 TWh seg fra import fra Russland, mens 5,6 TWh kom fra Sverige. Danmark hadde i 2005 en nettoimport på 1,4 TWh, mens det i 2004 var en nettoeksport på 2,8 TWh. Den høye nordiske vannkraftproduksjonen i 2005 har også virket inn på den nordiske totalutvekslingen, og for første gang siden 2000 var det i 2005 nettoeksport (1,0 TWh) ut av det nordiske kraftmarkedsområdet.

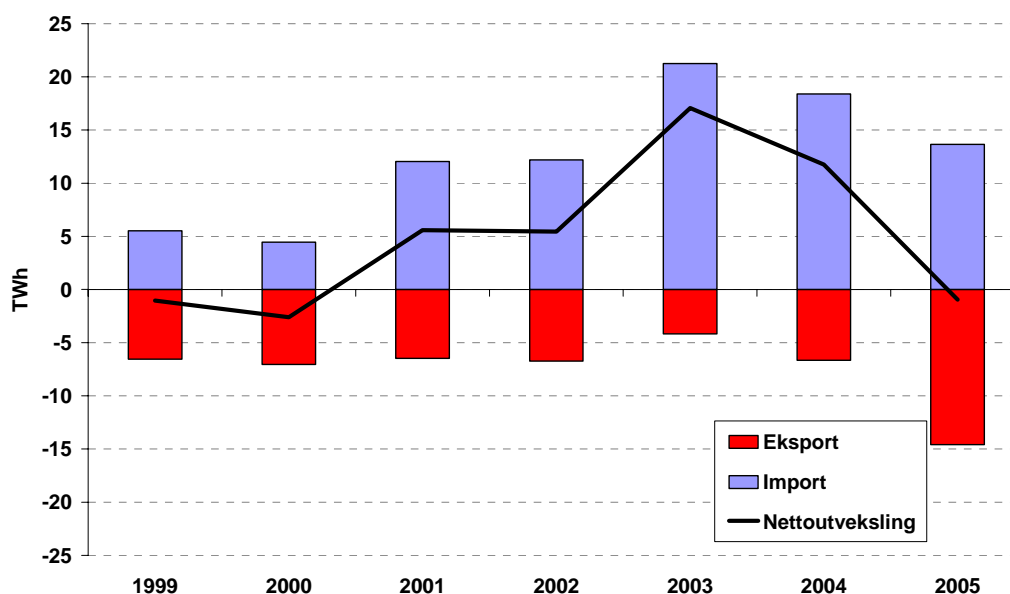
Figur 1.3.21 Import og eksport i Norden i 2005, TWh. Kilde: Nord Pool



Endringene i krafthandelen har også blitt påvirket av at produksjonskostnadene for varmekraft basert på kull, olje og gass har økt kraftig fra 2004 til 2005. Økte brenselpriser og innføring av pris på CO₂-utslippstillatelser har ført til redusert varmekraftproduksjon i Finland, Danmark og Europa for øvrig. Kostnadsøkningene har bidratt til å øke kraftprisene i Tyskland med mer enn 12 øre/kWh fra 2004 til 2005, gjennomsnittsprisen for 2005 ble 367 kr/MWh.

I Tyskland er det større variasjon i kraftprisene over døgnet og uken, og det er ofte store prisforskjeller mellom lavlast (natt/helg) og høylast (dag). I 2003 og 2004 var ofte prisene i Tyskland lavere enn i de nordiske landene på natten/helgen og høyere på dagen. Dette ga vekslende kraftflyt over døgnet med nordisk import på natten og eksport på dagtid. I 2005 har prisene i Tyskland ofte vært høyere enn de nordiske prisene gjennom hele døgnet og uken. Endringen i det tyske prisenivået har således medført at kraftflyten i 2005 som regel har gått fra Norden til Tyskland. I 2003 og 2004 var det høy import til Norden, da importen fra Russland sammen med importen fra Tyskland bidro til nettoimport på henholdsvis 17,1 og 11,7 TWh. I 2005 har bildet blitt endret, og Norden har hatt en nettoeksport på 0,7 TWh. Bak dette tallet ligger det nordisk nettoeksport til Tyskland på 12,7 TWh, nettoimport fra Russland på 11,5 TWh samt nettoimport fra Polen på 0,4 TWh.

Figur 1.3.22 Nordens netto kraftimport, 1997-2005. TWh. Kilde: Nord Pool



I fjerde kvartal 2005 har det fortsatt vært høy norsk krafteksport. Eksporten til Sverige har vært 3,4 TWh, mens det har blitt eksportert 1,3 TWh til Danmark. I tillegg har overføringskapasiteten mellom Norge og Finland i hovedsak blitt benyttet til norsk eksport i fjerde kvartal. På denne forbindelsen er overføringskapasiteten liten og eksporten fra Norge til Finland har ikke utgjort mer enn 0,1 TWh. Samtidig har det i

fjerde kvartal vært en import til Norge på 0,6 TWh fra Sverige. I sum har den norske nettoeksporten vært 4 TWh i 4. kvartal.

Sverige har i tillegg til importen fra Norge importert i overkant av 1,0 TWh på andre utenlandsforbindelser, mens det har vært høy eksport til Finland og Danmark på henholdsvis 2,0 og 1,7 TWh. I sum har det vært en svensk nettoeksport på 0,7 TWh i fjerde kvartal.

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

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

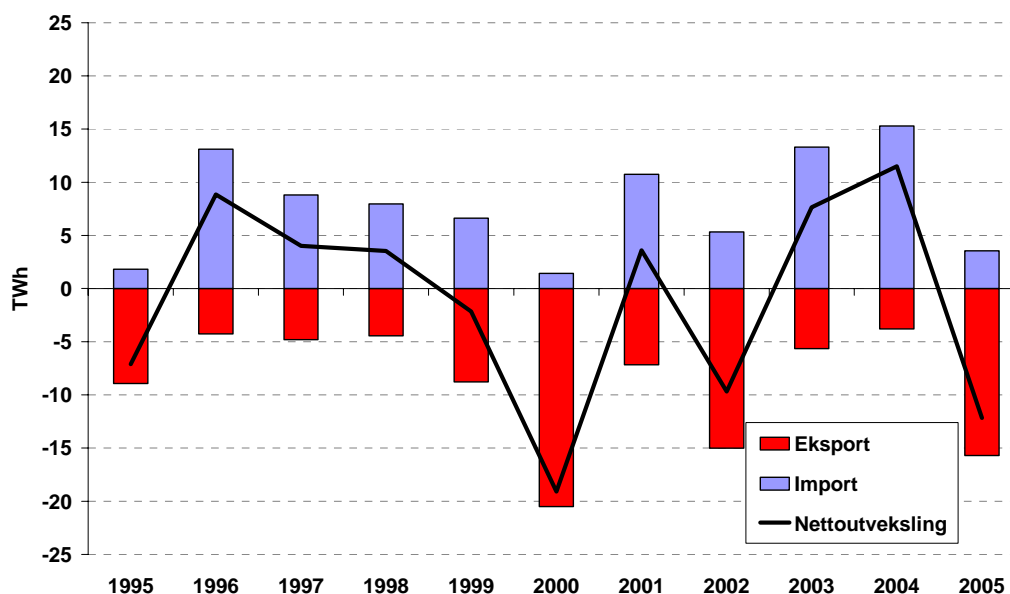
I Danmark har det vært balanse i kraftutvekslingen i fjerde kvartal. Høy import fra Norge og Sverige har blitt sendt videre til Tyskland. Finsk kraftproduksjon har vært vesentlig lavere enn forbruket i fjerde kvartal. Dette har ført til høy import fra Russland og Sverige, og samlet har Finland hatt en nettoimport på 4,9 TWh i fjerde kvartal.

Den nordiske kraftflyten i fjerde kvartal samsvarer med utvekslingsmønsteret som er observert tidligere i år. Det har det vært en jevn og høy import fra Russland som i sum har utgjort 3,1 TWh. Samtidig har krafteksporten fra Danmark og Sverige til Tyskland vært høy. På disse forbindelsene har det i fjerde kvartal vært en samlet nordisk nettoeksport på 3,4 TWh. Mellom Sverige og Polen har utvekslingskapasiteten for det meste blitt benyttet til svensk import. Kun i uke 44 til 46 var det perioder med eksport. I uke 47 var kabelen ikke tilgjengelig på grunn av feil. Den nordiske nettoimporten fra Polen har vært 0,5 TWh i fjerde kvartal.

1.3.3.1 Norge

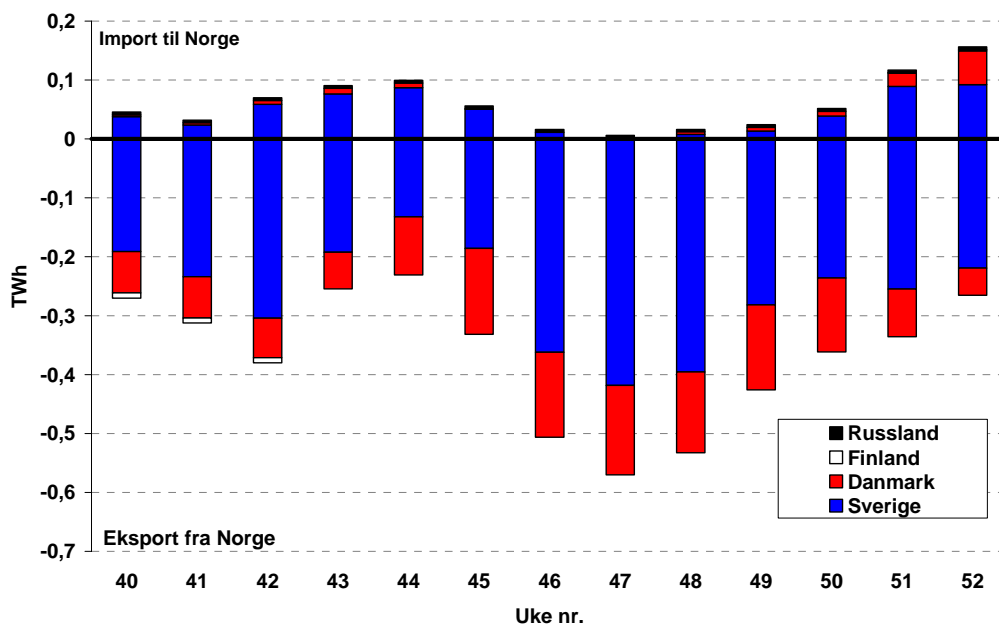
I sum var det en norsk nettoeksport på 12,0 TWh i 2005, hvorav 4,0 TWh i fjerde kvartal. Normal magasininfylling ved inngangen til året, samt mye snø i fjellet fra vinteren 04/05 og høye tilsig gjennom 2005 har bidratt til høy kraftproduksjon og eksport fra Norge. Siden 1991 er det kun i 2000 at det har vært høyere nettoeksport enn i år.

Figur 1.3.23 Import/eksport Norge, 1995 – 2005, TWh. Kilde: Nord Pool



Mange norske vannmagasin har vært fulle, eller i nærheten av fulle gjennom denne høsten. Dette har gitt en høy kraftproduksjon og også bidratt til å presse prisene nedover. Mellom uke 43 og 47 kom det 16,7 TWh i tilsig. Det er nesten dobbelt så mye som normalt i disse ukene. I denne perioden holdt produsenter som hadde lagringskapasitet tilbake produksjon i påvente av høyere priser til vinteren. Fra uke 45 til uke 46 bidro kjøligere vær til at det nordiske forbruket økte med om lag 10 prosent. Økt etterspørsel økte prisene i Norden og den norske kraftproduksjonen økte kraftig. Dette resulterte også i økt norsk krafteksport. I uke 47 var den norske nettoeksporten av elektrisk kraft 571 GWh. Med unntak av noen uker på sensommeren 2000, har det aldri blitt eksport mer kraft fra Norge i løpet av en uke. Det er Sverige som har importert den største andelen av denne norske vannkraftproduksjonen i fjerde kvartal. I fjerde kvartal har den norske nettoeksporten til Sverige vært 2,8 TWh, mens nettoeksporten til Danmark har vært 1,2 TWh. Utvekslingen mellom Norge og Danmark kunne vært høyere, men i de første fire ukene dette kvartalet har den største av de tre Skagerakkablene (500 MW) vært ute av drift, på grunn av transformatorfeil på norsk side.

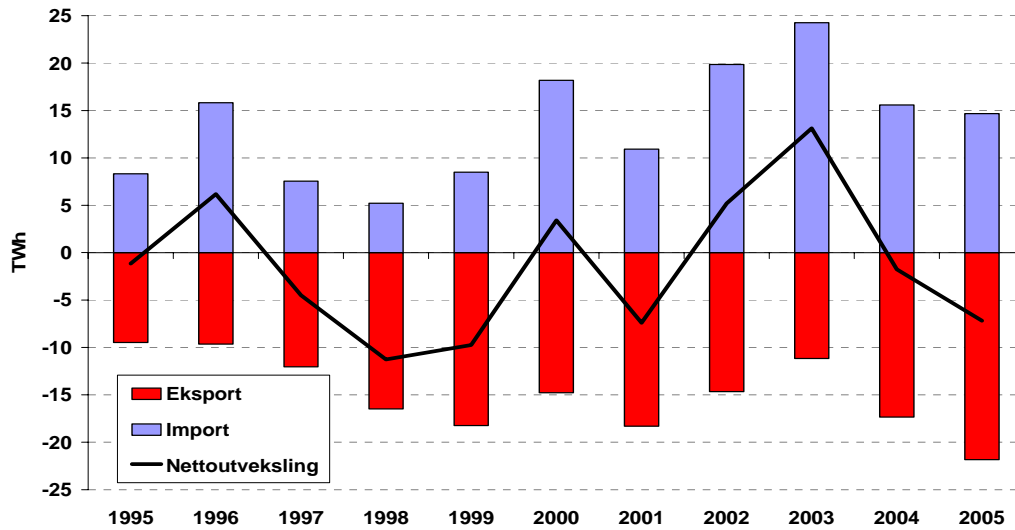
Figur 1.3.24 Norsk utveksling av kraft, uke 40-52, 2005. MWh. Kilde: Nord Pool



1.3.3.2 Sverige

I 2005 har det vært en svensk nettoeksport av kraft på 7,3 TWh. Også i Sverige har høye tilsig og mye vann i magasinene ført til høy innenlandsk produksjon og krafteksport. Den svenske vannkraftproduksjonen var 72,1 TWh i 2005, og det er en økning på 23 prosent fra 2004. I tillegg til at dette har fortrenget andre innenlandske produksjonsteknologier har det bidratt til å øke den svenske krafteksporten. Nettoeksporten til Danmark og Finland har vært høy. Til Finland har nettoeksporten i 2005 vært 5,6 TWh, mens det til de to danske elspotområdene (Jylland og Sjælland) har vært en nettoeksport på oppunder 7,0 TWh. Eksportkapasiteten fra Sverige til Danmark (og spesielt Sjælland) har ofte blitt begrenset i perioder der det er underskudd på produksjon i Sør-Sverige. Ettersom Sjælland har hatt egne priser i mange av de periodene hvor kapasiteten er begrenset, vil det si at det kunne vært en enda høyere svensk eksport dersom det ikke hadde vært interne flaskehalsbegrensninger i Sør-Sverige. Økt svensk eksport ville forutsette at nettbegrensningene i Sverige hadde blitt løst på en annen måte enn ved begrense kapasiteten til andre elspotområder. I fjerde kvartal var det en svensk nettoeksport til Finland og Danmark på til sammen 3,3 TWh. Over forbindelsene ut av Norden var en svensk nettoeksport på 0,2 TWh i kvartalet.

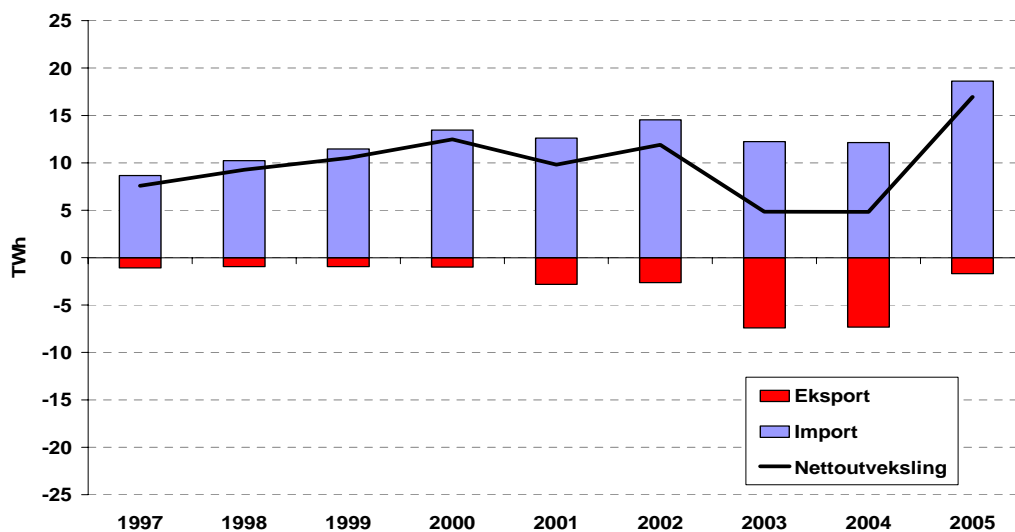
Figur 1.3.25 Import/eksport Sverige, 1995 – 2005, TWh. Kilde: Nord Pool



1.3.3.3 Finland

Den finske kraftimporten har vært rekordhøy i 2005. Både fra Russland og Sverige har det blitt importert mye kraft. På forbindelsene med Russland er det en kapasitet til Finland på om lag 1500 MW. Med unntak av en periode på sommeren hvor kapasiteten reduseres på grunn av vedlikehold av linjer og kraftverk på russisk side, har utnyttelsen av overføringskapasiteten vært høy. Totalt har den finske nettoimporten i 2005 vært 17,0 TWh, hvorav 11,3 TWh har kommet fra Russland. Økt forbruk i Finland og stor vannkraftproduksjon i resten av Norden, har bidratt til at det har vært betydelig finsk import også fra Sverige i 2005. Nettoimporten i fjerde kvartal var 4,6 TWh. I forhold til tredje kvartal er det en reduksjon. Dette henger sannsynligvis sammen med at flere kraftverk i Finland som produserer elektrisk energi også produserer varme. Økt varmeetterspørsel gir dermed økt kraftproduksjon, og dermed dekkes mer av elektrisitetsetterspørsel av innenlandsk produksjon.

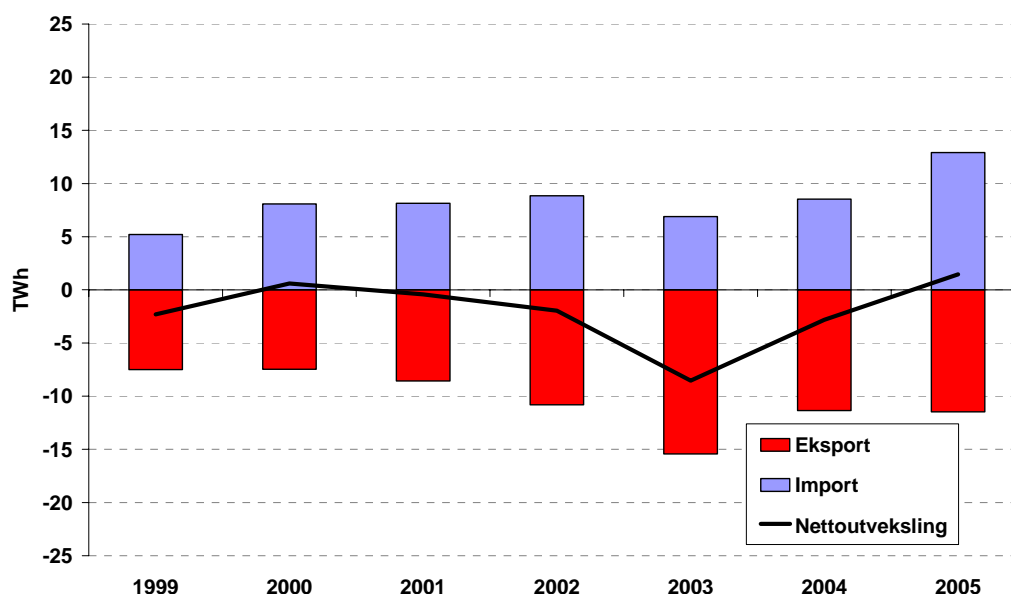
Figur 1.3.26 Import/eksport Finland, 1997 – 2005, TWh. Kilde: Nord Pool



1.3.3.4 Danmark

Til Danmark har det vært en nettoimport på 1,4 TWh i 2005. I løpet av de siste seks årene har det kun vært nettoimport i de to årene hvor vannkraftproduksjonen i Norge og Sverige har vært høy. Nettotallene for Danmark skjuler en høy kraftutveksling gjennom året. I 2005 var kraftimporten 12,9 TWh. Mesteparten av denne importen kom fra Norge og Sverige. Samtidig har det blitt eksportert 11,5 TWh. Danmark fungerer ofte som et transittland mellom det øvrige Norden og Tyskland. Det innebærer at det importeres mye kraft fra Norge og Sverige, som igjen eksporteres til Tyskland i perioder der lasten er høy. Den danske kraftutvekslingen har vært i balanse gjennom fjerde kvartal. Også i denne perioden har det vært en høy import fra Norge/Sverige og videre eksport til Tyskland.

Figur 1.3.27 Import/eksport Danmark, 1999 – 2005, TWh. Kilde: Nord Pool



1.4 Kraftpriser i engrosmarkedet

1.4.1 Elspotmarkedet

I fjerde kvartal er det prisene i Norge som har vært lavest i det nordiske kraftmarkedet. Ved den nordiske kraftbørsen Nord Pool har gjennomsnittsprisen i NO1 (Sør-Norge) vært 254 kr/MWh,

| Elspotpriser kr/MWh | 4. kv. 2005 | Endring fra 4.kv. 2004 | 2005 | Endring fra 2004 |
|---------------------------|-------------|------------------------|------|------------------|
| Sør-Norge(NO1) | 254 | 11 % | 233 | -5 % |
| Midt- og Nord-Norge (NO2) | 251 | 10 % | 235 | -3 % |
| Sverige | 259 | 18 % | 238 | 1 % |
| Finland | 270 | 24 % | 244 | 5 % |
| Danmark Øst | 348 | 58 % | 270 | 14 % |
| Danmark Vest | 331 | 50 % | 297 | 23 % |

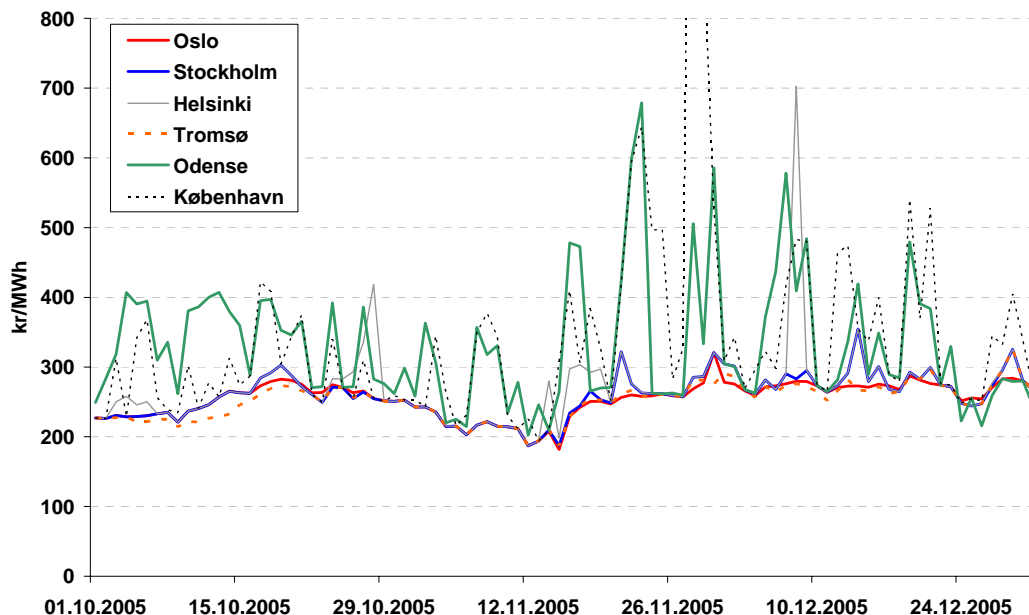
mens NO₂ (Midt- og Nord-Norge) hadde en gjennomsnittspris på 251 kr/MWh. Dette tilsvarer en økning på om lag 10 prosent fra 4. kvartal i fjor for begge områdene. Prisen for året 2005 var imidlertid lavere enn i 2004. Dette har sammenheng med tilsig betydelig over normalt i 2005. Spesielt i januar og juni lå prisene betydelig lavere i 2005 enn i 2004.

I Finland var gjennomsnittsprisen for fjerde kvartal 270 kr/MWh, og det er en økning på 24 prosent fra 4. kvartal i fjor. I uke 49 var gjennomsnittsprisen i Finland hele 339 kr/MWh, og tidvis hadde Finland svært høye priser denne uken. De høye prisene skyldtes blant annet høye brenselpriser og begrensninger i overføringskapasiteten fra Sverige til Finland. Videre har kostnader knyttet til CO₂-utslipp, bidratt til økte produksjonskostnader for varmekraft basert på kull, olje og gass i fjerde kvartal.

På Jylland og Sjælland var prisene betydelig høyere enn i resten av Norden i fjerde kvartal, med gjennomsnittspriser på henholdsvis 331 kr/MWh og 348 kr/MWh. Høye priser i Tyskland har bidratt til å trekke prisene opp i Danmark. Videre har redusert overføringskapasitet fra Sverige bidratt til tidvis svært høye priser på Sjælland. Da dette den 28. november sammenfalt med at Avedøreværket var ute av drift, steg prisen på Sjælland til over 14 000 kr/MWh i en enkelt time. Prisen på Sjælland var hele 58 prosent høyere i fjerde kvartal i år enn i fjerde kvartal i fjor, mens prisen på Jylland var 50 prosent høyere.

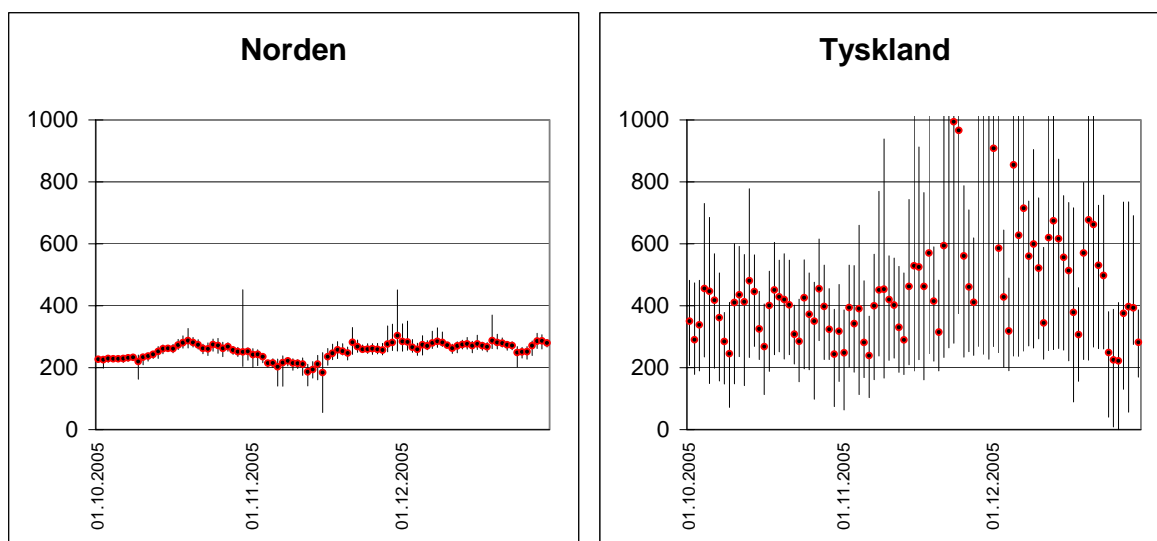
Jylland hadde den største prisøkningen fra 2004 til 2005, med en økning på 23 prosent. En medvirkende årsak til dette var at kabelen Skagerrak Pol 3, med kapasitet på 500 MW fra Norge til Jylland, var ute av drift fra 27. mai til 29. oktober på grunn av transformatorhavari.

Figur 1.4.1 Spotpriser i fjerde kvartal 2005, døgngjennomsnitt, kr/MWh. Kilde: Nord Pool



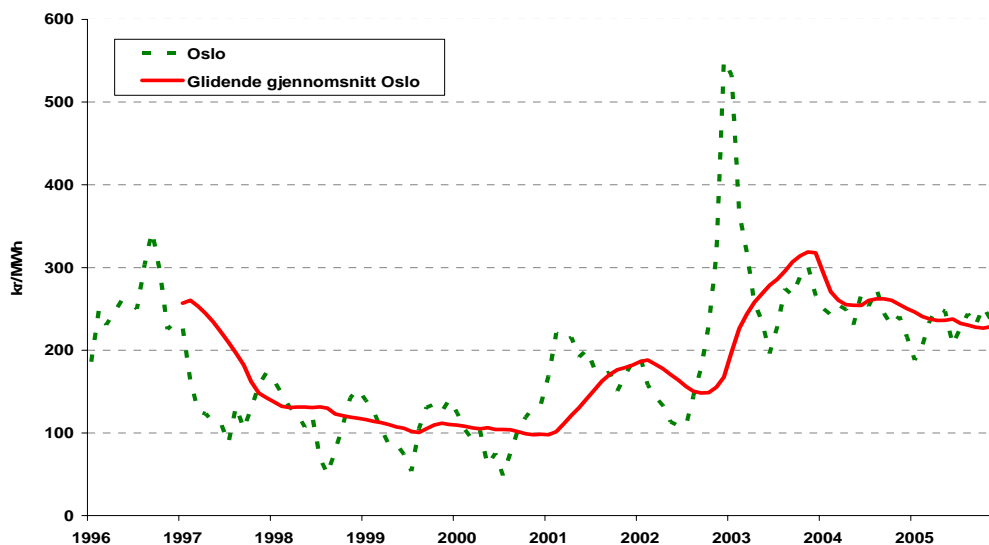
Figur 1.4.3 viser systempris i Norden og Tyskland med døgnoppløsning, samt variasjonene over døgnet. I Norden, som har en stor andel vannkraft, er prisene mer stabile over døgnet enn i Tyskland, som er dominert av termisk produksjon med høye kostnader knyttet til opp- og nedregulering. I et termisk system vil prisene typisk være høye på dagtid, når etterspørselen er høy, mens prisene synker om natten når etterspørselen er lav. I store deler av kvartalet har prisene i Tyskland i all hovedsak ligget så høyt at det kun i et fåtall timer har vært import fra Tyskland til Norden. Mot slutten av året bidro imidlertid lavt forbruk i forbindelse med julen, til at de tyske prisene sank så lavt at det ble betydelig import fra Tyskland under lavlast.

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



Figuren nedenfor viser utviklingen i kraftprisene i Sør-Norge fra 1996 til og med 2005. I 1996 var det lite nedbør, og prisene var da enkelte måneder over 300 kr/MWh. Etter dette sank prisene betydelig, og gjennomsnittsprisen for år 2000 var nede i 98 kr/MWh. Høsten 2002 steg prisene betydelig som følge av lite tilsig til magasinene, og i desember 2002 var gjennomsnittsprisen hele 550 kr/MWh. Til tross for høye tilsig og god magasinutfylling i etterkant av vinteren 2002/2003, har kraftprisene ikke kommet ned på det samme nivået som ble observert før denne pristoppen. Dette kan ha sammenheng med økte kostnader for kraftproduksjon basert på fossile brenslere. Spesielt har økt gass- og oljepris, samt økte kostnader knyttet til utslipp av CO₂ bidratt til prisøkning i land med stort innslag av termisk kraft.

Figur 1.4.3 Utviklingen i kraftpriser i Sør-Norge fra 1996 til 2005, kr/MWh. Kilde: Nord Pool

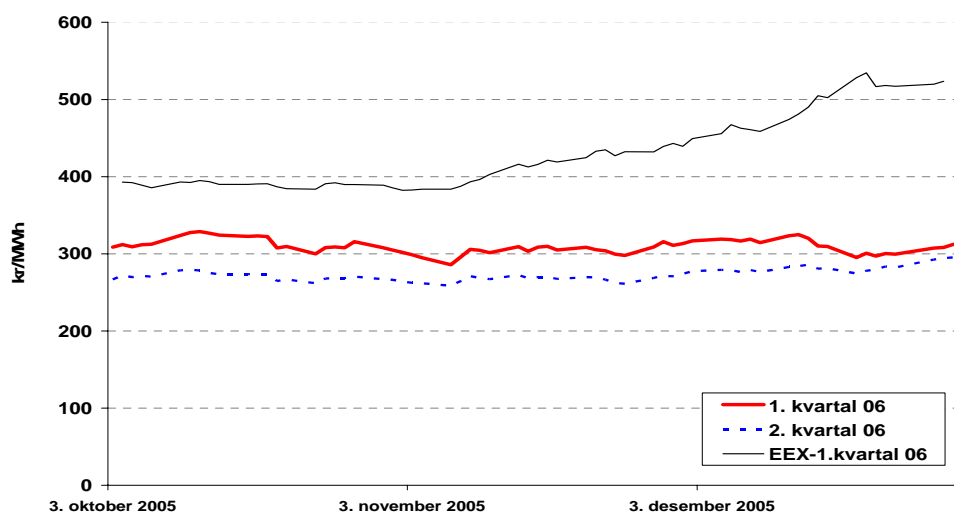


1.4.2 Terminmarkedet

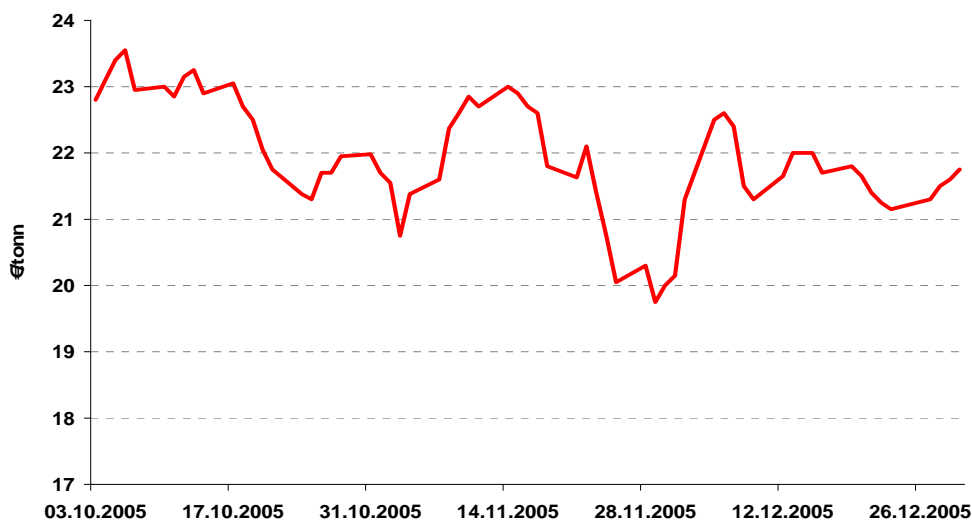
Prisene i det finansielle markedet har i Norden vært relativt stabile i 4. kvartal. Kontrakten for 1. kvartal 2006 endte 30. desember på 312 kr/MWh, noe som er uendret fra 30. september. I Tyskland har derimot prisen for levering i 1. kvartal 2006 steget betydelig i løpet av kvartalet. Her endte prisen 28. desember på 523 kr/MWh, etter en økning på 138 kr/MWh fra 30. september. Fram til 4. kvartal har prisene på kontrakten for 1. kvartal 2006 vært sterkt korrelert i Tyskland og i Norden. Dette indikerer at de faktorene som har bidratt til økningen i terminprisene i Tyskland i fjerde kvartal i liten grad har innvirkning på prisene i Norden.

Prisen på utslippstillatelser for CO₂ med levering i desember 2006 sank i løpet av kvartalet fra 22,8 Euro/tonn til 21,75 Euro/tonn, eller fra 180 kr/tonn til 174 kr/tonn.

Figur 1.4.4 Prisutviklingen på utvalgte finansielle kontrakter i fjerde kvartal 2005, kr/MWh, Kilde: Nord Pool

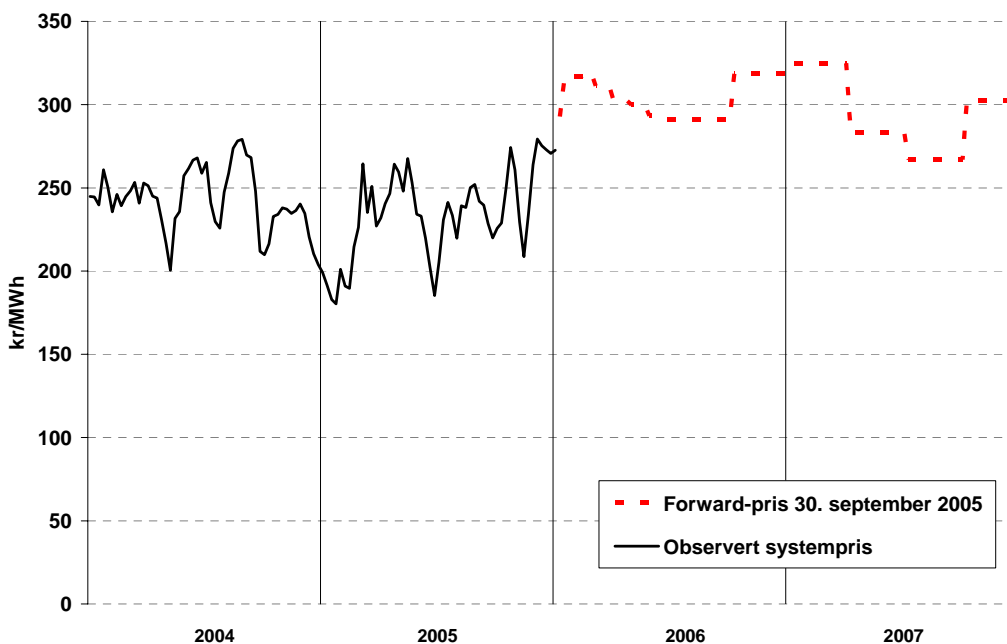


Figur 1.4.5 Prisutviklingen på CO₂-kvoter i fjerde kvartal 2005, Euro/tonn CO₂, Kilde: Nord Pool



Figuren nedenfor viser observert systempris fra 1. januar 2004 til 30. desember 2005. Videre vises forwardpriser pr. 30. desember 2005 for kontrakter lengre fram i tid. Som figuren viser ble kontrakter for levering i januar måned den 30. desember handlet for om lag 315 kr/MWh. Dette er over 40 kr/MWh høyere enn spotprisen i uke 52. Lengre fremover i tid viser figuren hvordan de forventede prisene svinger med årstidene med høyere priser i vinterhalvåret.

Figur 1.4.6 Observert systempris i 2004 til og med fjerde kvartal 2005 og priser i forwardmarkedet pr. 30. desember 2005, kr/MWh, Kilde: Nord Pool

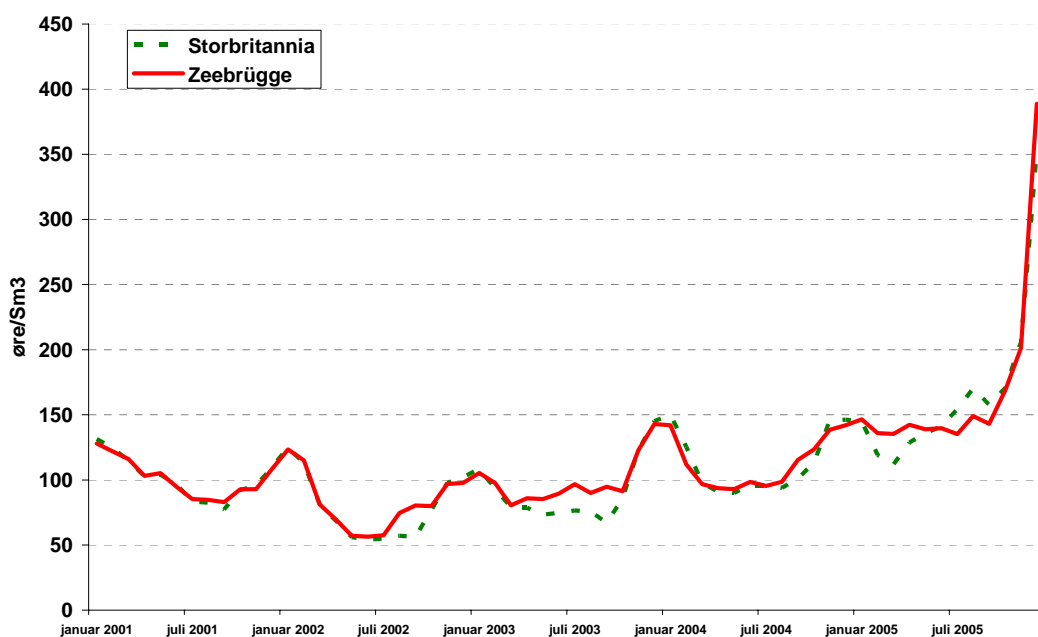


Figur 1.4.7 viser gasspriser i Storbritannia og på kontinentet. Disse prisene kan avvike betydelig fra hva hver enkelt kraftprodusent betaler for gassen, både som følge av forskjeller i transportkostnader, og som følge av at bedriftene og distributører av naturgass i stor grad har langsiktige gassavtaler som er indeksert mot priser på alternative energibærere. Figuren gir likevel en indikasjon på den generelle utviklingen i gassprisene.

Som figuren viser har gassprisene steget betydelig i løpet av 4. kvartal 2005. Dette kan være en av årsakene til den betydelige økningen i kraftprisene i Tyskland, og kan også ha bidratt til at forwardprisene på kraft i Tyskland har steget betydelig i løpet av kvartalet, mens tilsvarende priser i Norden er uforandret.

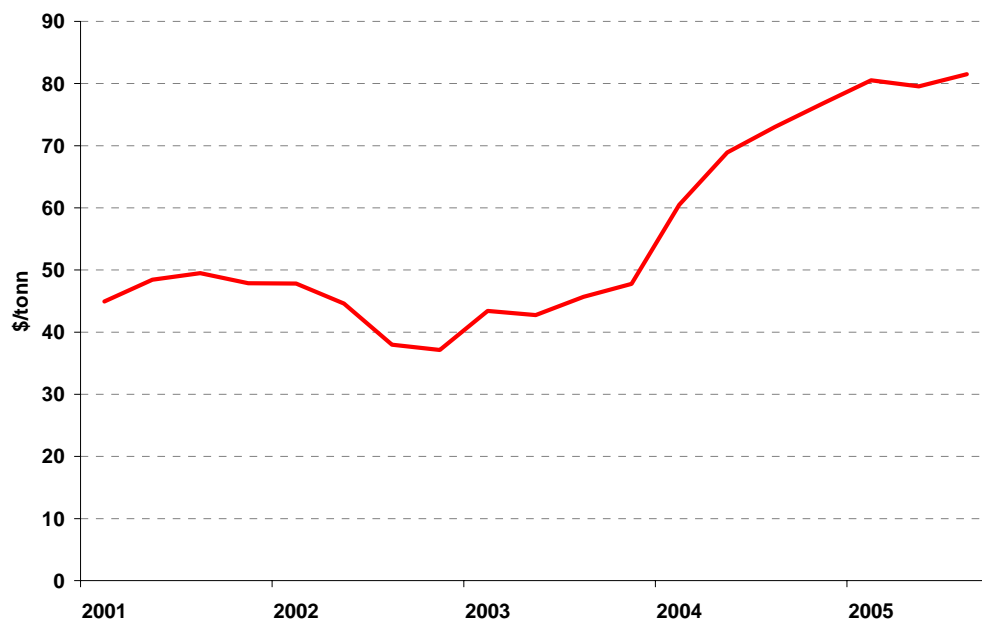
Tar man utgangspunkt i et kraftverk med en virkningsgrad på 55 prosent, vil prisen på gass i Zeebrügge i desember gi en brenselkostnad på om lag 640 kr/MWh. Tilsvarende var brenselkostnaden om lag 230 kr/MWh i september. Kun en mindre del av kraftproduksjonen i Tyskland er basert på gass, men gasskraft vil i mange tilfeller være prissettende under høylast fordi det ofte er denne teknologien som kobles inn når etterspørselen er høyest.

Figur 1.4.7 Observerte gasspriser i Storbritannia og på kontinentet 2001-2005, øre/Sm³. Kilde: Deloitte & Touche



Også prisen på steinkull har vært stigende de siste årene. Prisene for steinkull er imidlertid kun tilgjengelig fra vår kilde fram til og med 3. kvartal 2005. Fra andre kvartal 2003 til 3. kvartal 2005 har prisen på steinkull steget fra 38 Euro/tonn til 66 Euro/tonn. Også denne utviklingen kan bidra til å forklare noe av økningen i de tyske kraftprisene i denne perioden.

Figur 1.4.8 Kullpriser (Imported Steam Coal) inklusive frakt Europa, 2001-2005, \$/tonn. Kilde: The Federal Office of Economics and Export Control (BAFA)



1.5 Sluttbrukermarkedet

På grunn av noe høyere kraftpris, var husholdningens utgifter til elektrisk kraft litt høyere i 4. kvartal i år sammenlignet med 4. kvartal i fjor. Året sett under ett var imidlertid husholdningenes utgifter til kraft lavere enn for fjoråret. Imidlertid gjorde økt nettleie og økt mva at samlede utgifter steg meget svakt, om lag tilsvarende inflasjonen.

| Husholdningene | 4. kv. 2005 | Endring fra 4. kv. 2004 | 2005 | Endring fra 2004 |
|---|-------------|-------------------------|------------|------------------|
| - Markedspris-kontrakt (spot) ⁴ | 34,3 | + 3,4 | 31,7 | - 1,1 |
| - Standard variabel: | | | | |
| - Dominerende leverandører ⁵ | 37,8 | +2,6 | 34,0 | -1,5 |
| - 15 billigste landsdekkende ⁶ | 34,2 | + 1,3 | 31,1 | - 2,4 |
| Antall leverandørskifter (1000 stk.) | 59,4 | + 7,3 | 198 | -42 |
| Kontraktsvalg (%): | | | | |
| - Markedspris/spot | 22,7 | + 8,3 | | |
| - Fastpris: | 16,8 | - 3,3 | | |
| - Standard variabel | 60,5 | - 5,1 | | |

Kraftkostnadene er lavest med spotpriskontrakt.

I 4. kvartal 2005 var det 59 400 husholdningskunder som skiftet kraftleverandør. Antall leverandørskifter gikk dermed noe opp fra 3. kvartal 2005, og var også høyere enn i samme kvartal i fjor da det var 52 100 skifter. Den vanligste kontraktsformen, standard variabel kontrakt, fortsetter å synke i popularitet. 60,5 prosent av husholdningene var på en slik kontrakt i 4. kvartal 2005 mot 65,6 prosent i samme kvartal i fjor.

1.5.1 Priser og prisutvikling

Prisen for standard variabel kontrakt inkludert mva lå i uke 40 på 36,5 øre/kWh for et utvalg bestående av dominerende kraftleverandør i 27 av de største nettområdene. Prisen viste en stigende tendens gjennom kvartalet og endte på 39,1 øre i uke 52. Over året har prisen for standard variabel kontrakt ligget mellom 30 og 40 øre/kWh inkludert mva med

⁴ Påslag 2,5 øre/kWh basert på snittet av landsdekkende leverandører for 2004. Snittpåslaget er redusert til 2,2 øre/kWh i 2005, men for å sikre sammenlignbare tall har NVE holdt på det tidligere snittet.

⁵ Volumveiet snitt av 27 leverandørers priser. Vektene er basert på leverandørenes omsetning til husholdningskunder i 2004.

⁶ Uveiet gjennomsnitt av leverandørenes priser.

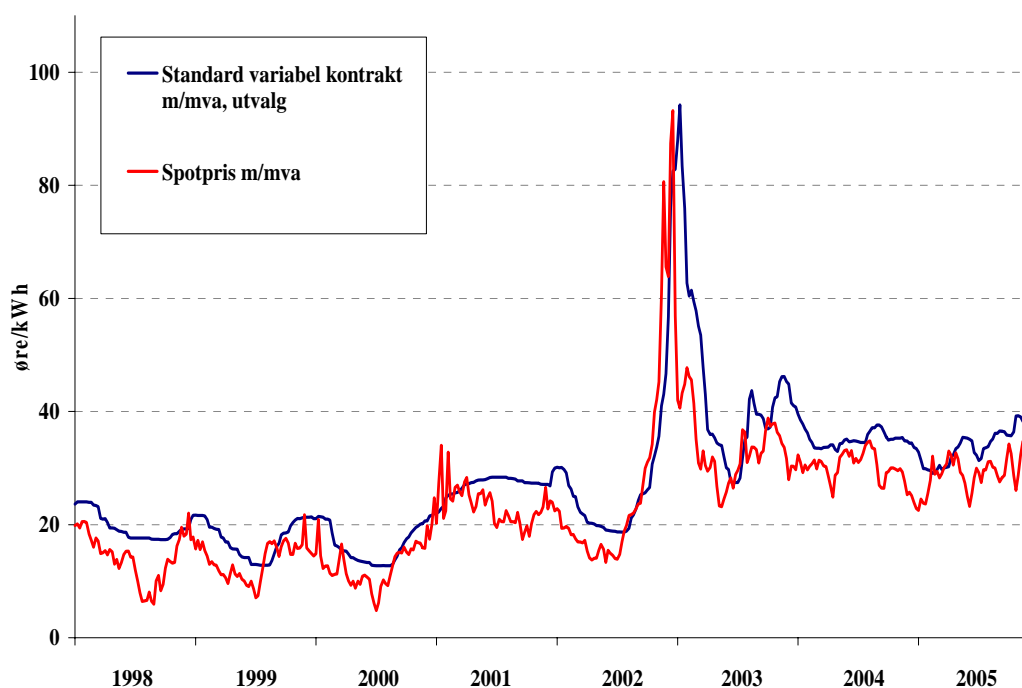
en stigende trend fra 29 øre/kWh i månedsskiftet januar/februar til 39 øre/kWh mot slutten av året. Ved inngangen til 2005 lå prisen på 33,7 øre/kWh.

Den volumveide gjennomsnittsprisen for dominerende leverandører var 37,8 øre/kWh i 4. kvartal. Dette var likt med den aritmetiske snittprisen. Med andre ord var det samlet sett ikke forskjeller i prisfastsettelsen mellom store og små aktører i utvalget i siste kvartal.⁷

Den aritmetiske gjennomsnittsprisen for de 15 billigste landsdekkende leverandørene var 34,2 øre/kWh i 4. kvartal 2005, altså 3,6 øre/kWh lavere enn volumveiet snitt av dominerende leverandører i samme kvartal. Generelt ligger volumveiet snitt av dominerende leverandører 2-3 øre/kWh over de billigste landsdekkende leverandørene.

Spotprisen var 23,0 øre/kWh i uke 40, og det var laveste spotpris i kvartalet. Høyeste ukentlige spotpris i 4. kvartal hadde uke 48 med 27,8 øre/kWh. Prisen endte på 27,3 øre/kWh i uke 52. For spotpriskontrakter har påslaget i snitt for de 11 landsdekkende leverandører⁸ som har levert i alle uker i 4. kvartal, vært 2,1 øre/kWh ved et forbruk på 20 000 kWh/år, 0,1 øre/kWh ned fra foregående kvartal. For året samlet sett var gjennomsnittlig påslag på spotpris for landsdekkende leverandører som leverte i mer enn halvparten av årets uker 2,17 øre/kWh i 2005.

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



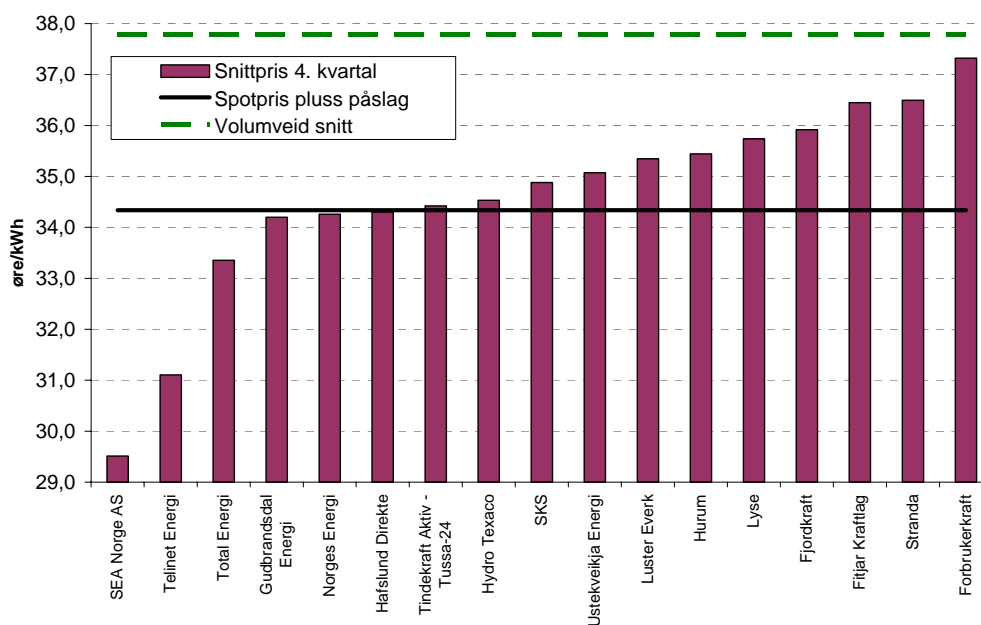
⁷ Valget av 20 000 kWh/år er ikke helt uproblematisk. Eksempelvis har Hafslund Strøm et snittforbruk på sine kunder i eget nett på under 14 000 kWh. Dette er en stor leverandør med høy vekt i utvalget. Bildet kan dermed bli noe skjevt ved å regne på 20 000 kWh/år. I og med at Hafslund har et høyt fastledd (599 kroner) er gjennomsnittlig kWh-pris for deres kunder høyere enn som fremkommer ved å ta utgangspunkt i et årsforbruk på 20 000 kWh.

⁸ En landsdekkende kraftleverandør tilbyr kraft i alle nettområder.

I figur 1.5.2 sammenlignes gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for de dominerende leverandørene med gjennomsnittlig kraftpris for hver enkelt landsdekkende leverandør for 4. kvartal 2005.

Gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for dominerende leverandører var i snitt 37,8 øre/kWh i 4. kvartal (volumveid). Ingen av de landsdekkende leverandørene som figurerte på Konkurransetilsynets prisoversikt gjennom hele kvartalet, lå over dette snittet. Sammenligner vi med en spotpriskontrakt med et påslag på 2,5 øre/kWh var det 11 leverandører som lå over snittet der på 34,3 øre/kWh.⁹

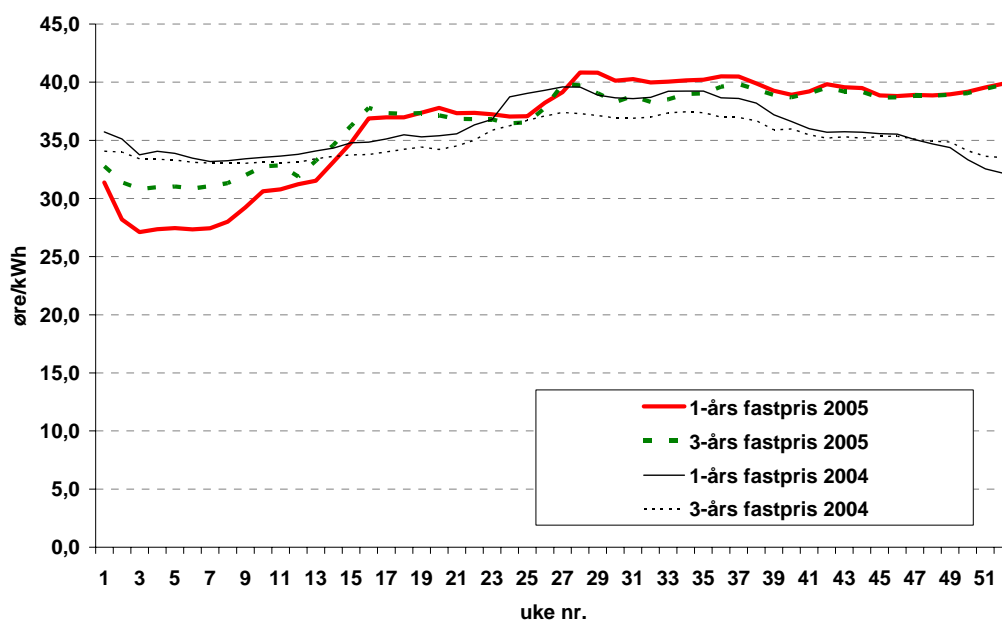
Figur 1.5.2 Aritmetisk snitt for 17 landsdekkende kraftleverandører sammenlignet med snittet for utvalget av dominerende leverandører, begge standard variabel kontrakt, og med en spotpriskontrakt med påslag på 2,5 øre/kWh, priser inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



Gjennomsnittet av landsdekkende kraftleverandørers 1-års fastpriskontrakt ved inngangen til 4. kvartal var 38,9 øre/kWh. Etter mindre svingninger gjennom kvartalet endte priser opp ett øre til 39,9 øre/kWh. Også prisen på 3-års fastpriskontrakt har ligget rimelig stabilt gjennom kvartalet og har netto beveget seg fra 38,7 til 39,8 øre/kWh fra uke 40 til 52.

⁹ Det er kun brukt aritmetiske gjennomsnitt og forbruksprofil er ikke hensyntatt.

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



1.5.2 Leverandørskifter

Norske husholdningskunder står fritt til å skifte kraftleverandør dersom de ikke har knyttet seg til en leverandør gjennom for eksempel en fastpriscontrakt. Normalt skal det ikke ta mer enn to uker å skifte fra en kraftleverandør til en annen.¹⁰

I 4. kvartal 2005 var det 59 400 husholdninger som skiftet leverandør. Det er en økning fra tilsvarende kvartal i fjor da 52 100 husholdningskunder skiftet leverandør. Antall leverandørskifter økte også i forhold til 3. kvartal i år da 36 500 skiftet leverandør. I tillegg er antallet leverandørskifter trolig noe inflatert da mange leverandørskifter som er innrapportert NVE trolig har skjedd som følge av overdragelse av kundeporteføljen fra Hydro Texaco til NorgesEnergi og omrokering i NorgesEnergis egen kundeportefølje.¹¹

I 2005 var det totalt 198 000 leverandørskifter blant totalt 2,3 millioner husholdningskunder. Dette er en nedgang på 52 000 leverandørskifter fra 2004. 240 000 husholdningskunder skiftet da leverandør.

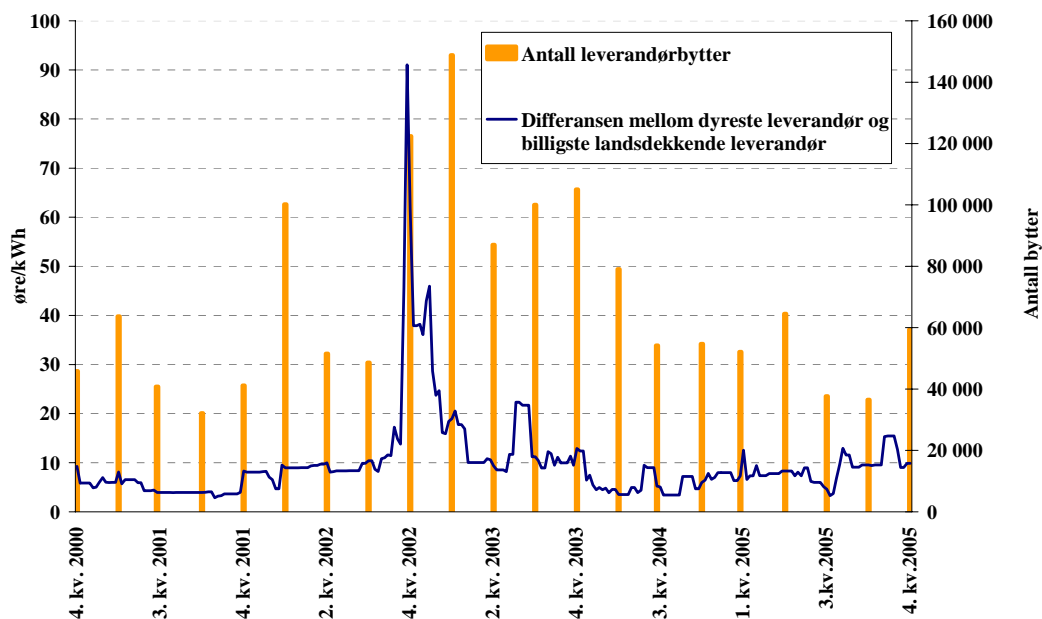
Prisspredningen, eller standardavviket for prisene i utvalget av dominerende leverandør i de største nettområdene, har vært relativt lav i lang tid. Prisene i sluttbrukermarkedet har også vært stabile, om enn på et høyere nivå enn før tørrværsperioden vinteren 2002/2003.

Forskjellen mellom billigste landsdekkende leverandør og dyreste dominerende leverandør har vært stor i 4. kvartal 2005, på det meste over 15 øre/kWh. Mot slutten av kvartalet falt differansen ned under 10 øre/kWh.

¹⁰ Gjeldende forskrift fra 1. januar 2006. Gammel tidsfrist var 3 uker.

¹¹ I landets største nettområdet, Hafslund er imidlertid dette hensyntatt.

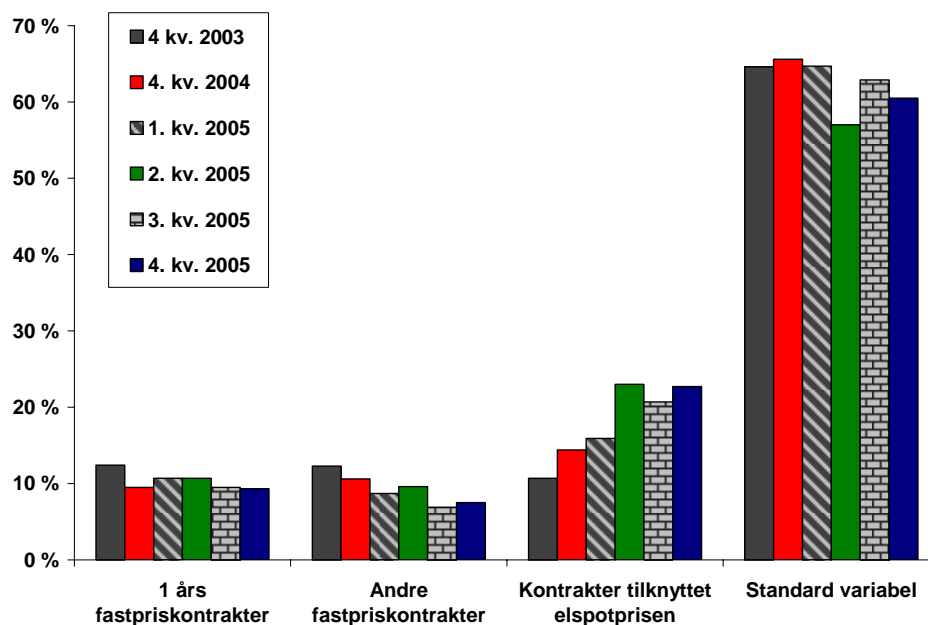
Figur 1.5.4 Prisspredning og antall leverandørskifter. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



1.5.3 Kontraktsvalg

Kraftvolumet solgt til husholdninger med fastpriskontrakt lå i 4. kvartal 2005 på 16,8 prosent. Dette er en liten oppgang fra foregående kvartal. Sammenlignet med 4. kvartal 2004 er det en liten nedgang fra 20,1 prosent. Standard variabel kontrakt er fortsatt den mest vanlige kontraktsformen for husholdningskunder i Norge med 60,5 prosent. Sammenlignet med 4. kvartal 2004 er dette en nedgang på 5,1 prosentpoeng. 65,6 prosent av husholdningene var da på en slik kontrakt. Andelen med kontrakter tilknyttet spotprisen 4. kvartal 2005 var 22,7 prosent, opp 2,0 prosentpoeng fra foregående kvartal og hele 8,3 prosentpoeng fra 4. kvartal 2004.

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



1.5.4 Husholdningenes samlede utgift til elektrisk kraft

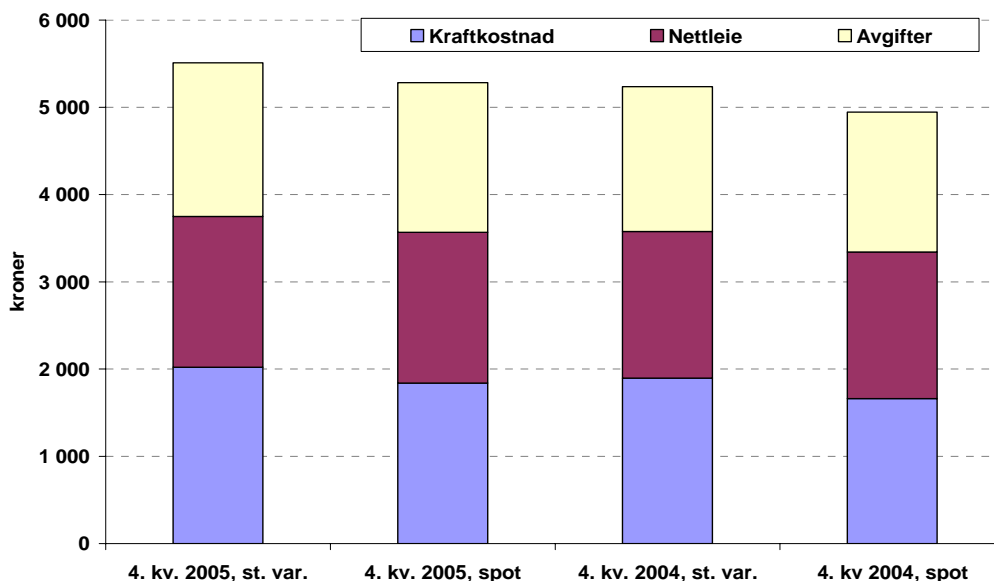
Totalprisen på elektrisitet for en forbruker består av kraftpris, nettleie og avgifter. Den totale utgiften til elektrisk kraft for en norsk husholdningskunde inkludert avgifter var kr 5 510 i 4. kvartal 2005 ved standard variabel kontrakt¹² og kr 5 282 ved markedskontrakt (spotpris).¹³ Dette er en oppgang på henholdsvis 5,2 og 6,8 prosent fra samme kvartal i fjor. Dette skyldes delvis marginalt høyere kraftpris samt visse justeringer av avgifter og nettleie.

Den totale kostnaden for en gjennomsnittsforkbruker (standard variabel kontrakt) bestod i 4. kvartal 2005 av 36,7 prosent til kraft, 31,4 prosent til nettleie og 32,0 prosent til avgifter (mva og forbrukeravgift). Tilsvarende tall for 4. kvartal 2004 var 34,8 prosent til kraft, 31,4 prosent til nettleie og 32,5 prosent til avgifter.¹

¹² Kraftpris tilsvarer volumveid snitt for dominerende leverandør i utvalget av de 27 største nettområdene.

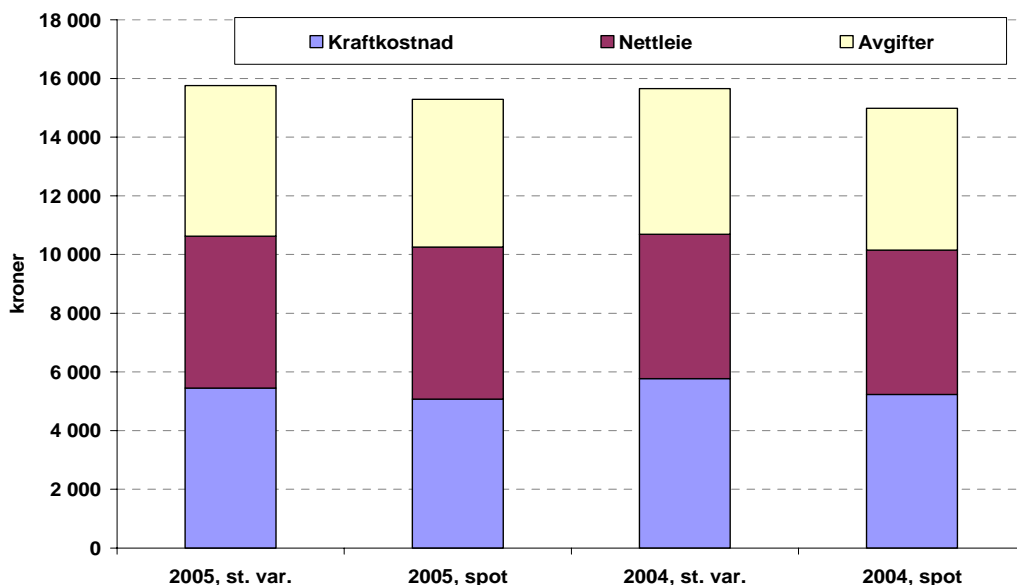
¹³ For markedskontraktene er det brukt spotpris inkl. mva pluss et påslag på 2,5 øre/kWh. For standard variabel kontrakt er det brukt et volumveid snitt av pris fra dominerende leverandør i et utvalg av 27 nettområder. Siden dominerende leverandør ofte ligger over resten av markedet i pris, vil dette være noe høyere enn om man brukte et snitt av alle landsdekkende leverandører. For å veie forbruket er det brukt forbruksprofil (JIP) for Oslo (Hafslund Nett). Beregningene er gjort ut fra et årlig forbruk på 20 000 kWh.

Figur 1.5.6 Totalkostnad i 4. kvartal til kraft, nettleie, og offentlige avgifter i kroner ved et årlig forbruk på 20 000 kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



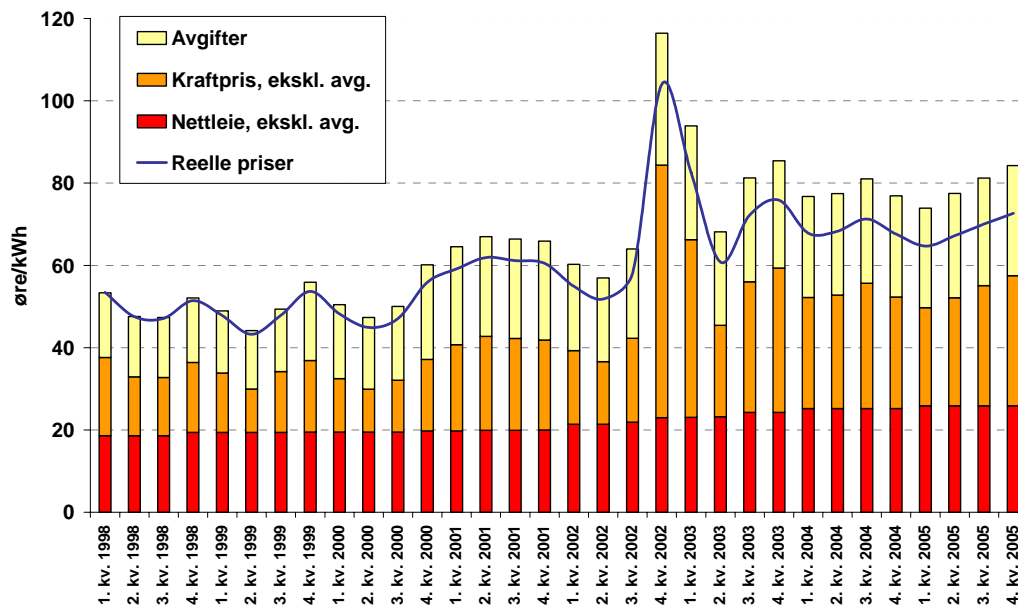
Dersom vi derimot ser på året under ett, var husholdningenes utgifter til elektrisk kraft faktisk lavere i 2005 sammenlignet med året før både for kunder på standard variabel kontrakt og for kunder på spotpriskontrakt. Likevel var det en helt marginal økning i samlede utgifter som følge av små justeringer i nettleie av avgifter. Samlede utgifter til elektrisk kraft og nettleie inkl. alle avgifter var kr 15 755 inkludert avgifter ved standard variabel kontrakt. Dette var 0,6 prosent høyere enn for 2004. Samlede utgifter var noe lavere for en spotpriskontrakt, kr 15 288. Også det var en marginal økning fra 2004 på 2 prosent.

Figur 1.5.7 Totalkostnad over året til kraft, nettleie, og offentlige avgifter i kroner ved et årlig forbruk på 20 000 kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



Figur 1.5.8 viser utviklingen i kraftpriser, nettleie, og avgifter fra 1998 til og med 4. kvartal 2005. Gjennom hele perioden har det vært en jevn, svak stigning i nettleien. Dette skyldes i stor grad inflasjon. Kraftprisen er langt mer varierende, men har fra desember 2002 ligget høyere enn tidligere. Rundt årsskiftet 2002/2003 var det særlig høye priser. Også avgiftene har vært økende i perioden. Dette skyldes økt sats for merverdiavgift, endringer av forbruksavgiften på elektrisk kraft og økt innbetaling til energifondet..

Figur 1.5.8 Kraftpris (standard variabel, volumveiet), nettleie og avgifter ved utgangen av kvartalet, øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



1.6 Utsikter for fremtidig kraftproduksjon

Den norske produksjonskapasiteten for vannkraft økte med 0,8 TWh i 2005, og kapasiteten var ved årsskiftet 2005/2006 om lag 119,8 TWh i et nedbørsmessig middelår. Utbyggingen av vannkraftkapasitet har dermed vært 5,5 TWh siden kraftmarkedet ble liberalisert i 1991.

I 2005 er det gitt konsesjon for utbygging av 650 GWh ny vannkraft. I tillegg har NVE oversendt innstillinger for prosjekter med en samlet produksjonsevne på 300 GWh til Olje- og energidepartementet. Ved inngangen til 2006 var det 1,2 TWh vannkraft som var under bygging. Videre er det 1,1 TWh vannkraft som har fått utbyggingstillatelse og dersom disse prosjektene bygges ut vil middelårsproduksjonen for vannkraft øke til 122 TWh. I tillegg er det stor interesse for små kraftverk, og NVE hadde ved årsskiftet nærmere 90 slike søknader til konsesjonsbehandling med en samlet produksjon på om lag 1 TWh.

Norge har ved årsskiftet om lag 270 MW vindkraft som i et normalår kan produsere om lag 800 GWh/år. Det vil si at det i løpet av 2005 er ferdigstilt 110 MW vindkraft med en årsproduksjon på 320 GWh. Økningen i vindkraftkapasitet har dermed vært på hele 70 prosent i løpet av 2005.

Frem til utgangen av 2005 er det i tillegg til den vindkraft som allerede er utbygd, gitt konsesjon til 850 MW vindkraft, med en årlig produksjonsevne på 2,5 TWh. Videre har NVE for tiden 22 konsesjonssøknader (1926 MW), og 37 forhåndsmeldte vindkraftanlegg (5640 MW) under behandling.

Når det gjelder gasskraft, er det tidligere gitt konsesjon for anlegg på Kårstø, Kollsnes og Skogn. Samlet vil disse anleggene om de blir realisert kunne gi 12,5 TWh produksjon pr. år. Av dette er bygging i gang på Kårstø (3,5 TWh). I januar 2006 fikk også gasskraftverket på Tjeldbergodden, med en forventet årsproduksjon på 7 TWh, anleggskonsesjon fra NVE. Her mangler imidlertid utslippskonsesjon for anlegg uten CO₂-håndtering. NVE har ellers fire gasskraftverk med en samlet kapasitet på 1200 - 1800 MW, under behandling. Dette gjelder søknader for anlegg i Hammerfest og på Mongstad, mens gasskraftverk i Grenland og i Elnesvågen er på meldingsstadiet. Samlet vil disse fire prosjektene kunne gi ca 10 - 14 TWh i årsproduksjon.

2 Temaartikler

2.1 Kraftforbruk i petroleumssektoren – status og utsikter

Av Seniorrådgiver Pål Tore Svendsen, Energi- og markedsavdelingen, NVE

Utvinning og transport av olje og gass skaffer ikke bare til veie store energimengder, men krever også bruk av energi, herunder elektrisitet. Bruk av elektrisitet er aktuelt til gassbehandlingsanlegg, gasstransport og til drift av plattformer og tilknyttede anlegg. Nye gassbehandlingsanlegg, økt produksjon ved eksisterende anlegg og mulig elektrifisering av plattformer forventes å øke petroleumssektorens kraftforbruk fremover.

2.1.1 Innledning

I denne artikkelen ser vi nærmere på forbruket av elektrisk kraft i petroleumssektoren i dag og fremover mot 2020. Petroleumssektorens kraftforbruk forventes å øke i årene fremover. Lokaliseringen av forbruket i denne sektoren er i stor grad bestemt av hvor olje- og gassressursene finnes, og i mange tilfeller vil kraftforbruket i denne sektoren skje i områder der det allerede i dag er underskudd på elektrisk kraft.

Produksjon av naturgass utgjør en stadig større andel av Norges petroleumsvirksomhet, og det vil gi økt kraftetterspørsel i petroleumssektoren. Blant annet vil økt bruk av landanlegg ved eventuelle nye funn og utbygginger trekke med seg betydelig kraftforbruk. Per i dag er det få offshoreinstallasjoner som forsynes med elektrisk kraft fra fastlandet. Økte kostnader knyttet til utslipp av CO₂ vil kunne gjøre elektrifisering av flere plattformer økonomisk interessant.

De eksisterende petroleumsanleggene representerer et potensial for kraftproduksjon basert på naturgass, både i form av permanente installasjoner og som reservekraft som kan falle lønnsomt når prisene i kraftmarkedet er høye som følge av tørrår eller i ekstreme kuldeperioder med høyt forbruk.

2.1.2 Kraftforbruk i petroleumssektoren

Med Petroleumssektoren menes i denne artikkelen alle faste installasjoner offshore, samt ilandføringsstedene for naturgass. Raffineriene på Mongstad og Slagentangen, oljeterminalen Sture, våtgassindustrien i Grenland eller mindre anlegg for produksjon av LNG og andre relaterte produkter er imidlertid ikke inkludert i vår definisjon av petroleumssektoren.

Vi vil videre skille mellom to typer anlegg i petroleumssektoren, nemlig de som er tilknyttet det norske overføringsnettet for elektrisk kraft og de anlegg som ikke er det.

En stor andel av energiforbruket på ilandføringsstedene og på installasjonene offshore går til drift av mekanisk utstyr for pumping og kompresjon av væsker og gasser. Dette energiforbruket dekkes enten ved direkte drift ved hjelp av gassturbiner eller ved elektrisk

drift av det mekaniske utstyret. Den elektriske kraften som eventuelt brukes kan enten genereres lokalt (gasturbiner) eller kjøpes i det norske kraftmarkedet.

2.1.2.1 Faste offshoreinstallasjoner - plattformer

Energiforbruk på faste installasjoner (plattformer) i Nordsjøen er i hovedsak knyttet til prosessering og trykkøkning av petroleumsstrømmene som utvinnes. En stor andel av energiforbruket, spesielt til boring og til pumper og kompressorer, er elspesifikt.

Bortsett fra på Troll A, som allerede er forsynt med kraft fra land, og tre dampturbiner (2002), genereres i dag all nødvendig elektrisk kraft for drift av innretningene på norsk sokkel av gasturbiner som driver generatorer. I tillegg er det en rekke turbiner som direkte driver kompressorer, pumper og annet utstyr. Gasturbinene drives med gass, med diesel som reservebrensel. Fordelingen mellom kraftproduksjon og direkte drift offshore er oppgitt å være om lag 60/40 [2, 3]. Plattformene har ofte overskudd av varme (i form av eksos fra gasturbiner) som ikke utnyttes.

Valhallfeltet som ligger sør for Lista (sørligste ende av norsk sokkel), planlegges forsynt med elektrisk kraft fra land fra 2009. Forsyningen skal skje ved hjelp av en sjøkabel med en kapasitet på 80 MW [15, 16, 17, 18], og NVE har nylig gitt BP konsesjon for etablering av en slik kabel. Kabelen vil erstatte gasturbiner med et historisk CO₂-utslipp på om lag 400.000 tonn/år, svarende til en årlig kraftproduksjon på om lag 600 GWh. Endelig investeringsbeslutning for prosjektet er ikke tatt.

2.1.2.2 Landanlegg

Det finnes per i dag tre ilandføringssteder for gass i Norge, og det er Kårstø (Rogaland), Kollsnes (Hordaland) og Tjeldbergodden (Møre og Romsdal). To nye ilandføringssteder er under utbygging, nemlig Aukra/Ormen Lange (Møre og Romsdal) og Snøhvit/Melkøya (Finnmark). Begge disse anleggene er ventet å komme i drift i løpet av 2007.

Kårstø, Tjeldbergodden og Snøhvit/Melkøya vil i hovedsak være selvforsynt med kraft og mekanisk energi lokalt. Kollsnes og Aukra/Ormen Lange vil derimot kjøpe kraft i markedet. Kraftforbruket på Kollsnes, Troll A og Aukra/Ormen Lange er i stor grad knyttet til kompresjon av naturgass, og er således ikke substituerbart med andre energibærere.

2.1.3 Status for kraftforbruk i petroleumssektoren i 2003

I 2003 var petroleumssektorens forbruk av elektrisk kraft utenom egenproduksjon, om lag 1,3 TWh. Forbruket skjedde på Kårstø, Tjeldbergodden, Kollsnes og på Troll A plattformen i Nordsjøen. Dette utgjør om lag 1 prosent av Norges totale brutto forbruk av elektrisk kraft som i 2003 var vel 115 TWh [21].

I tillegg ble det produsert i om lag 8 TWh elektrisk og mekanisk energi offshore på installasjoner som ikke er tilknyttet det norske overføringsnettet for elektrisk kraft.

I følge tall fra SSB sto olje- og gassutvinning for om lag 28 prosent av de norske CO₂-utslippene i 2003 [22].

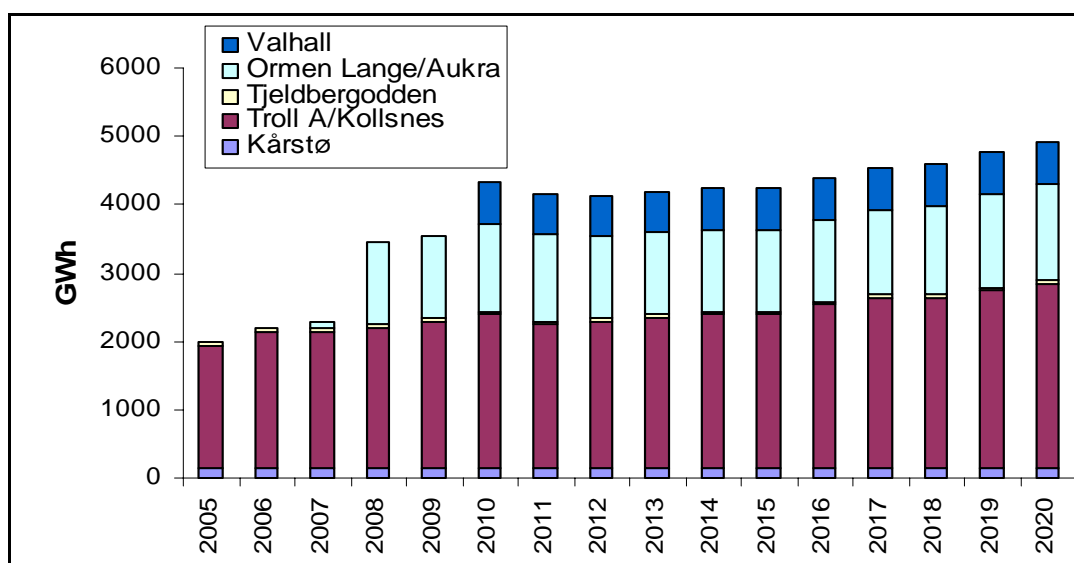
2.1.4 Fremtidig kraftforbruk i petroleumssektoren

Basert på offentlig tilgjengelig informasjon har vi utarbeidet prognoser for kraftforbruket i petroleumssektoren til 2020. Det er laget en prognose for sektorens kjøp av elektrisk kraft i markedet og en prognose for forbruket av egenprodusert kraft ved anlegg uten nettilknytning.

2.1.4.1 Prognose for kraftforbruk dekket ved kjøp i kraftmarkedet

Forbruket ved Kårstø, Tjeldbergodden og Kollsnes/Troll A er for 2005 antatt å være ca 2 TWh. Forbruket ved Kårstø er antatt konstant på 140 GWh/år frem til 2020. Ved Tjeldbergodden ventes uendret forbruk på 50 GWh/år, mens det ventes betydelig vekst i forbruket knyttet til Kollsnes/Troll A.

To 40 MW gasskompressorer ble idriftsatt på Troll A høst 2005, med kraftforsyning (HVDC-kabelforbindelse) fra land. Bruk tid for kompressorene forventes å øke gradvis i takt med synkende trykk i reservoaret og økende etterspørsel etter naturgass. Ytterligere 2x40 MW gasskompresjon planlegges på sikt, mens eksisterende forbindelse med land er på 20 MW. En 30 MW gasskompressor planlegges idriftsatt på Kollsnes høsten 2006. Prognoser for bruk tid for denne kompressoren er ukjent, men forventes å øke gradvis. Alt i alt antas forbruket ved Kollsnes/Troll A å øke fra 1800 GWh i 2005 til 2700 GWh i 2020.



Figur 2.1.1 Prognose for kraftbehovet (GWh) fra kraftnettet (inkl. Troll A og Valhall)

Fra og med 2007 etableres kraftforbruk ved Ormen Lange anlegget på Aukra. Estimert årsforbruk i 2008 er 1200 GWh, og forbruket i perioden 2012-2020 forventes å svinge rundt dette nivået [23].

En utvidelse av Ormen Lange anlegget vil kunne forårsake ytterligere forbruk, men her er det per i dag ikke tatt beslutninger med hensyn til selve utvidelsen eller hva slags kraftoppdekning som skal velges.

I vår prognose ligger Valhall inne med et forbruk på 600 GWh/år fra og med 2009.

Prognoseusikkerhet:

Prognosen som er gitt her er skjevfordelt, i den betydning at det er større sannsynlighet for at prognosene gir for lavt forventet kraftforbruk enn for høyt. Det skyldes i hovedsak to faktorer:

- Det forventes en betydelig etterspørsel etter norsk gass i Storbritannia, på Kontinentet og i USA fremover. Økte leveranser vil kreve et høyere innenlands energiforbruk. Myndighetenes offisielle prognoser for eksport av naturgass er 120 mrd. Sm³ per år fra 2010, mens eksporten i 2004 var 78 mrd. Sm³ [19].
- Sannsynligheten for nye, drivverdige gassfunn på norsk sokkel fremover (for eksempel på Haltenbanken og i Barentshavet) vurderes som betydelig. Videre går utviklingen i retning av at en større del av feltutbyggingene flyttes til land (med flerfasestrømning fra reservoaret til land), dette øker sannsynligheten for at anlegget vil bygges med forsyning av kraft fra nettet. Ingen av de store forbrukerne av kraft forventes faset ut i løpet av prognoseperioden, Kollsnes/Troll og Ormen Lange er planlagt å levere gass i minst 30-40 år fremover

De store forbrukere av kraft fra nettet (Ormen Lange, Troll A, Kollsnes) vil ikke med dagens vedtatte investeringer ha mulighet for å erstatte kraftkjøp i markedet med lokal egenproduksjon. Endrede kostnads- og prisforhold vil imidlertid kunne endre investeringsplanene.

2.1.4.2 Prognose for forbruk av egenprodusert elektrisk og mekanisk energi på sokkelen

For de faste installasjonene offshore, med unntak for Troll A og Valhall, vil energiforbruket kunne beregnes indirekte ved hjelp av prognosene for CO₂-utslipp offshore. Denne beregningen dekker kun felter som var utbygd eller planlagt utbygd i 2004 og vurderes å være dekkende for de feltene vi kjenner i dag. Eventuelle nye, store funn og utbygginger i tiden fremover vil føre til energiforbruk i tillegg til det prognosen viser, det samme vil forlengelse av feltenes levetid (for eksempel som følge av vedvarende høye oljepriser) gjøre.

Faktahåndboken Miljø 2005 fra OED [11] og oppdaterte opplysninger fra OD [20] angir projeksjoner for CO₂-utslipp fra petroleumsvirksomheten. Ved å benytte de oppgitte tallene for andelen av utslippet som knyttes til stasjonære kilder offshore og for andel av de stasjonære utslippene som skyldes bruk av brenngass og diesel, samt et estimat for gjennomsnittlig årsvirkningsgrad for gassturbiner og gassmotorer offshore, kan det avledes et estimat for forventet kraftproduksjon og energiforbruk til mekanisk drift på installasjonene offshore. Prognosen vises i tabellen under.

Tabell 2.1.1 Prognose for behov for elektrisk og mekanisk energi (TWh) på Kontinentalsokkelen (eks Troll A og Valhall)

| | | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|---|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| CO ₂ -utslipp fra petroleumssektoren | Mtonn | 11,5 | 12,0 | 13,0 | 13,0 | 14,1 | 13,9 | 14,0 | 14,3 | 13,6 | 13,6 | 13,3 | 12,5 | 12,2 | 11,6 |
| CO ₂ -utslipp offshore | Mtonn | 10,1 | 10,6 | 11,4 | 11,4 | 12,4 | 12,2 | 12,3 | 12,6 | 12,0 | 12,0 | 11,7 | 11,0 | 10,7 | 10,2 |
| CO ₂ -utslipp fra brenngass | Mtonn | 9,1 | 9,5 | 10,3 | 10,3 | 11,2 | 11,0 | 11,1 | 11,3 | 10,8 | 10,8 | 10,5 | 9,9 | 9,7 | 9,2 |
| Innfyrt energimengde fra brenngass | TWh | 41,4 | 43,2 | 46,8 | 46,8 | 50,8 | 50,0 | 50,4 | 51,5 | 49,0 | 49,0 | 47,9 | 45,0 | 43,9 | 41,8 |
| Produksjon av mekanisk og elektrisk energi | TWh | 12,4 | 13,0 | 14,0 | 14,0 | 15,2 | 15,0 | 15,1 | 15,4 | 14,7 | 14,7 | 14,4 | 13,5 | 13,2 | 12,5 |
| Produksjon av elektrisk energi | TWh | 7,5 | 7,8 | 8,4 | 8,4 | 9,1 | 9,0 | 9,1 | 9,3 | 8,8 | 8,8 | 8,6 | 8,1 | 7,9 | 7,5 |

Forutsetninger:

Gjennomsnittlig årsvirkningsgrad for offshore gassturbiner estimeres i området fra 28 % [1] til 35 % [4]. De mest effektive turbinene på sokkelen har en nominell virkningsgrad på 35-37 % (ved norsk middeltemperatur). Samkjøring av plattformer og bruk av bedre turbiner og kombinerte anlegg bidrar til at en kan forvente en positiv trend i virkningsgradsutviklingen for offshore gassturbiner fremover. Det har også over lengre tid pågått utskifting av eldre og mindre effektive turbiner, og det er i dag relativt få gassturbiner tilbake med nominell virkningsgrad under 35 %. Reell årsvirkningsgrad vil imidlertid ligge noe under dette nivået pga av aldring på turbinene og fordi de i stor grad går på dellast. I denne artikkelen vil gjennomsnittlig årsvirkningsgrad for gassturbiner offshore forutsettes å ligge konstant på 30 % [20] (basert på nedre brennverdi).

Videre er det forutsatt:

- Stasjonære installasjoner sin andel av CO₂-utslipp 88 %
- Brenngass og diesel sin andel av stasjonære utslipp offshore 90 %
- CO₂-utslipp pr kWh innfyrt naturgass (nedre brennverdi) 0,22 kg CO₂/kWh
- Andel av brenngass som omdannes til elektrisitet 60 %
- I beregningene benyttes utslippsfaktor for naturgass for bruk av diesel offshore (diesel utgjør kun en liten andel av utslippene) og direkte bruk av gass for varmeproduksjon neglisjeres

2.1.5 Oppsummering

Petroleumssektoren er en viktig del av Norges industri, og sektoren har et betydelig energiforbruk. Sektoren står i dag for om lag 1 prosent av det totale norske kraftforbruket, men denne andelen vil øke betydelig i årene som kommer. Det er hovedsakelig forbruk knyttet til gasskompresjon i forbindelse med transport av gass til Europa som vokser. Dette kraftforbruket er elspesifikt, og kan ikke substitueres ved bruk av andre energibærere uten ved økt egenproduksjon ved anleggene. Det vil kreve betydelige investeringer i gassturbinanlegg/gasskraftverk ved ilandføringsstedene. Etterspørselen etter elektrisk kraft i petroleumssektoren vil være lite priselastisk når anleggene først er etablert. Prisene på olje og gass samt letevirksomheten på sokkelen forventes å spille en langt større rolle for størrelsen på fremtidig kraftforbruk i denne sektoren enn kraftpriser. Før et anlegg er etablert vil imidlertid kostnadsforholdene knyttet til egenproduksjon, rammebetingelser for utslipp av CO₂ og kjøp av kraft i markedet være av betydning.

Egenproduksjon av elektrisk og mekanisk energi offshore forventes å stabilisere seg rundt dagens nivå på om lag 8-9 TWh. Om kostnadsforholdene tilsier det, vil denne produksjonen på sikt kunne utgjøre et betydelig potensial for økt krafttterspørsel i petroleumssektoren i fremtiden.

2.1.6 Referanser

1. NVE/OD (1997) – Elektrisitet fra land til olje- og gassvirksomheten
2. NVE/OD (2002) – Kraftforsyning fra land til sokkelen
3. OLF (1993) – Miljøprogram
4. OLF (2003) – Elkraft fra land til norsk sokkel
5. Statoil (2004) – Årsrapport 2003
6. Statoil (2004) – Konsekvensutredning for utvidelse av metanolfabrikk og bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden
7. Istad Nett AS (2004) – Lokal energiutredning Aukra kommune
8. Norsk Hydro (2002) – KU, Landanlegg på Nyhamna
9. Statoil (2002) – Snøhvit Energianlegg - Søknad om anleggskonsesjon
10. BKK Nett AS – Lokal energiutgreiing for Øygarden Kommune
11. OED (2005) – Miljø 2005, Petroleumssektoren i Norge
12. Statoil (2005) – Energiverk Mongstad, Kraftvarmeverk med tilhørende ombygginger i raffineriet, Konsekvensutredning
13. Istad Nett AS (2005) – Kraftsystemutredning Møre og Romsdal
14. Statnett (2005) - Kraftsystemutredning for Sentralnettet
15. Stavanger Aftenblad 22.4.05 – ”Valhall uten CO2-utslipp”
16. Aftenposten 8.6.05 – ”Bytter ut gasskraft med elektrisitet”
17. BP Pressemelding 25.4.05 – ”Plattform valgt for Valhallfeltet”
18. NVE Pressemelding 30.9.05 – ” NVE gjev konsesjon for elektrifisering av Valhall”
19. OED (2005) – Fakta 2005, Norsk Petroleumsverksemd
20. Personlig kommunikasjon med Sjefingeniør Erik Abrahamsen, OD
21. NVE (2005) - Energi i Norge, energifolder 2005
22. SSB (2005) – Klimagasstatistikk, foreløpige landstall 2004
23. Norsk Hydro (2006) – Brev til Statnett datert 16.1.2006 ”Effekt- og energiprognoiser for Ormen Lange anlegget”, samt personlig kommunikasjon med Ass. Direktør Svein J. Hove i Hydro 27.1.2006

2.2 Samspillet mellom energimarkedene og CO₂-kvotemarkedet - En generell likevektsanalyse

Av Seniorrådgiver Trond Jensen, Energi- og markedsavdelingen, NVE

Det obligatoriske markedet for handel med CO₂ kvoter i Europa har nå vært i drift et års tid og kvoteprisen ser ut til å ha stabilisert seg på et nivå i overkant av 20 Euro pr. tonn CO₂. Innføringen av kvotehandelssystemet har falt sammen med kraftig prisoppgang på elektrisitet og gass i Europa, samtidig som prisen på kull har falt noe. I Norge har kraftprisene vært litt lavere i 2005 enn i 2004. Dette må sees i lys av at tilsig og magasinfylling har vært betydelig høyere i år enn i fjor.

2.2.1 Innledning

Målet med kvotehandelssystemet har vært å redusere utslippet fra de aktivitetene som omfattes av ordningen¹⁴ med 5 %. Dette medfører at kraftprodusenter som benytter gass, kull eller olje vil måtte bruke et antall utslippsrettigheter som står i forhold til brenselbruk og CO₂-innhold i det aktuelle brenselet. Økt CO₂-pris vil dermed føre til økte produksjonskostnader for elektrisk kraft fra slike verk, men også for andre produkter som er omfattet av kvotehandelssystemet, for eksempel metaller, sement etc. Endrede produksjonskostnader, både innenfor kraft- og industrisektoren, vil gi endret pris og etterspørsel for andre produkter og innsatsfaktorer og således gi andreordens virkninger i flere relaterte markeder.

De samlede virkninger av kvotehandelen vil dermed avhenge av virkninger i flere markeder og samspillet mellom disse. I denne artikkelen skal vi studere kortsiktige¹⁵ virkninger og samspill innenfor en numerisk flermarkedsmodell som beskriver en del av de nevnte markeder. I neste avsnitt beskrives modellen, de ulike markedene som er modellert og sammenhengene mellom disse. Deretter benyttes modellen til å illustrere numeriske virkninger og sammenhenger i de beskrevne markeder.

2.2.2 Modellen

Et viktig kjennetegn for generelle likevektsmodeller er at enhver markedspris avhenger av prisene i alle andre markeder i modellen. Generell likevekt er dermed godt egnet for å studere samspillet mellom flere markeder og dermed til å belyse hvordan en gitt endring i ett marked forplanter seg i økonomien og genererer nye likevekter i alle markeder¹⁶.

¹⁴ Oljeraffinerier, Koksverk, Anlegg for bearbeiding (risting og sintring) av jernholdig malm, Jern- og stålproduksjon, Sement-, glass- og keramisk industri samt Anlegg som framstiller papirmasse, papir eller papp.

¹⁵ Det tas ikke hensyn til kvotesystemets innvirkninger på investeringsatferden.

¹⁶ Hvordan økonomien beveger seg fra en likevekt til en annen gis det ikke noe svar på.

Vår modell er en liten, enkel og statisk likevektsmodell¹⁷ der Norden er modellert som en region¹⁸ med en tidsoppløsning på et kalenderår. Modellen har ingen kontinuerlig tidsdimensjon fordi vi ikke fokuserer på de kortsiktige variasjonene i effektforbruk og priser. En markedsløsning gir totale volumer og gjennomsnittlige priser for et års aktivitet i Norden.

Markedsaktørene i modellen har full informasjon om alle relevante markedsforhold. Profittmaksimerende produsenter har en kostnadsminimerende faktoretterterspørsel, og nyttemaksimerende konsumenter en nyttemaksimerende konsumvareetterterspørsel. Sammen med en forutsetning om fri konkurranse har vi dermed marginalkostnadsprising i alle markeder.

I modellen beskrives fem kraftprodusenter, en konkurranseutsatt industrisektor samt en skjermet aggregert sektor som omfatter annen vare- og tjenesteproduksjon. CO₂-utslipp fra kraft- og industriproduksjon i Norden er inkludert, mens utslipp fra transport, i tilknytning til ilandføring av gass, offshorevirksomhet eller andre klimagasser er ikke inkludert i modellen.

Alle nytte- og produktfunksjoner beskrives ved hjelp av CES-funksjoner¹⁹ med konstant skalaavkastning. Disse formuleres på basis av anslåtte substitusjonselastisiteter og budsjettandeler²⁰. Ulike måter å neste²¹ sammen budsjettandeler og substitusjonselastisiteter medfører at vi kan beskrive ulike substitusjonsstrukturer innenfor en generell CES-formulering som igjen kan fremstilles grafisk i form av en trestruktur (som for eks i figuren nedenfor).

2.2.2.1 Kraftsektoren

I vår modell har vi modellert fem produksjonssektorer innenfor kraftbransjen; vannkraft, kjernekraft, annen fornybar kraft²², kullkraft og gasskraft. Vi har benyttet den samme grunnleggende struktur for alle sektorene. Teknologiske forskjeller fremkommer gjennom ulike budsjettandeler, substitusjonselastisiteter og valg av brensel innenfor hver sektor. Den valgte strukturen er vist nedenfor sammen med tilhørende substitusjonselastisiteter (σ).

¹⁷ Vi forutsetter at alle aktørene har full informasjon, handler rasjonelt og at kjøp/salg av kvoter i dag ikke har betydning for fremtidig kvotetildeling. Dagens system med gratis tildeling av kvoter har dermed de samme kortsiktige egenskaper som et system uten gratiskvoter.

¹⁸ I modellen er det ikke transmisjonsbegrensninger mellom de nordiske landene.

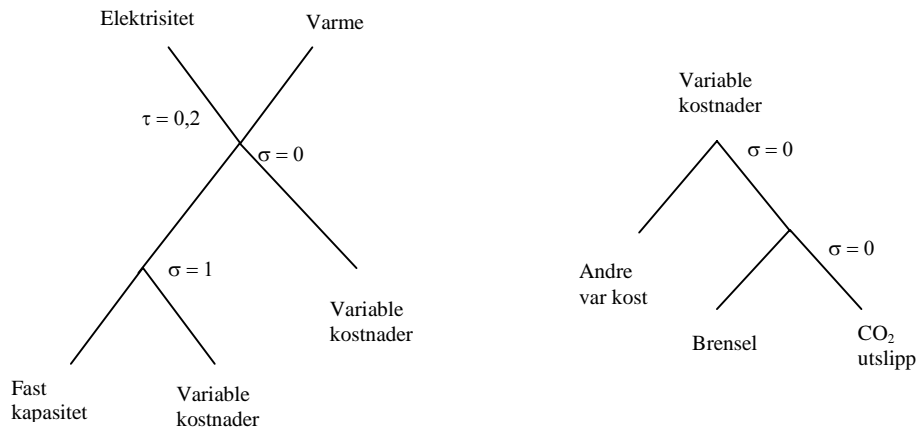
¹⁹ Se for eksempel T. Rutherford (1993)

²⁰ En substitusjonselastisitet er et uttrykk for hvilken teknisk mulighet en aktør har til å skifte mellom ulike innsatsfaktorer ettersom de relative faktorprisene endres. Høy substitusjonselastisitet betyr mer fleksibilitet. Budsjettandelen uttrykker hvor stor andel av aktørens kostnad som utgjøres av en bestemt vare.

²¹ Nestingen foregår på den måten at vi konstruerer nye produktfunksjoner for underliggende aggregater innenfor en produktfunksjon.

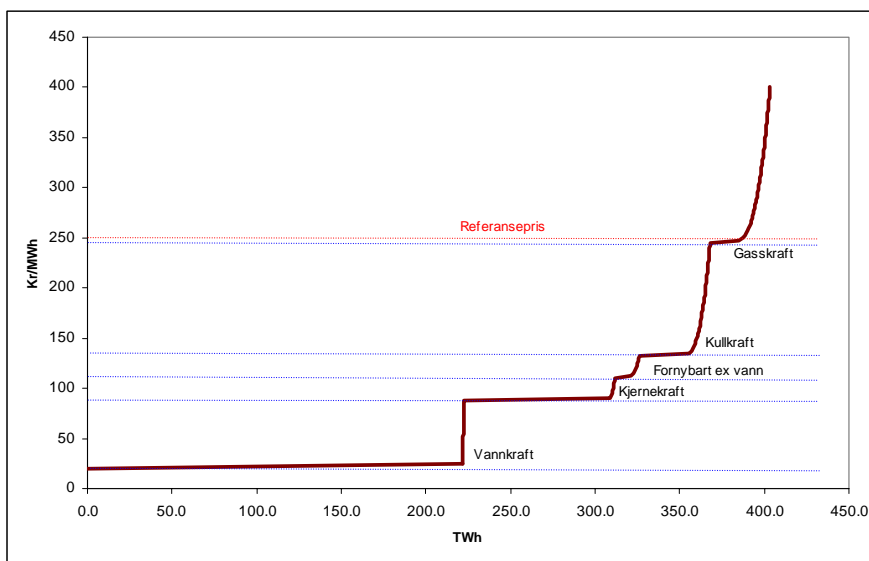
²² Annen fornybar kraft omfatter produksjon fra vind og biomasse.

For hver produksjonssektor har vi formulert en teknologispesifikk ”dummysektor” som aggregerer sammen alle variable kostnader innenfor sektoren. Denne sektoren er vist til høyre i figuren (det er imidlertid kun kull og gasskraftsektoren som har utslipp av CO₂).



Figur 2.3.1 Nestet struktur i produksjon innenfor kraftsektorene.

”Variable kostnader” inngår videre to steder i den overliggende neststrukturen til venstre i figuren. Hver enkelt produsent har, som angitt i figuren, en fast produksjonskapasitet som kan substitueres mot en liten del av de variable kostnadene. Dette betyr at kapasiteten til en viss grad kan overskrides ved høye priser ved å øke innsatsen av ”variable kostnader” i dette nestet. Strukturen er valgt for å omgå forutsetningen om konstant skalaavkastning slik at vi likevel får en stigende tilbudskurve som reflekterer økende pris på knapp produksjonskapasitet. Tilbudselastisiteten er svært liten for den enkelte teknologi, men det aggregerte krafttilbudet får inn litt fleksibilitet fra hver enkelt produksjonsteknologi og utviser dermed større samlet tilbudselastisitet. Den aggregerte tilbudskurven for hele kraftsektoren er vist i figuren nedenfor.

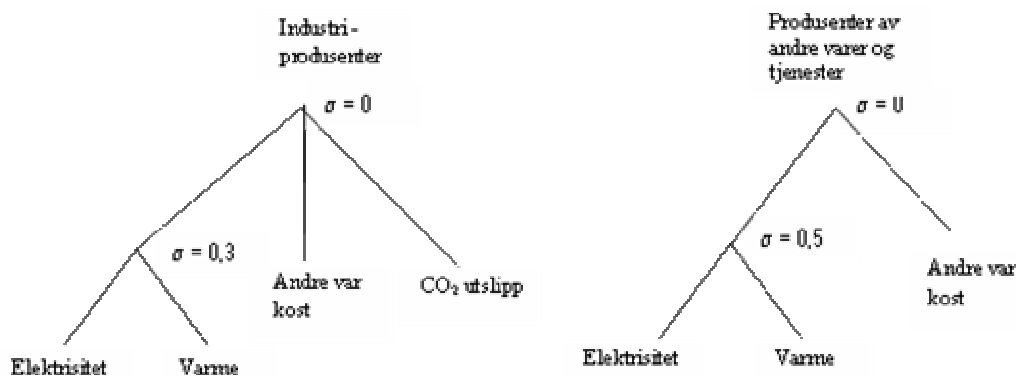


Figur 2.3.2 Aggregert tilbudsfunksjon innenfor kraftsektoren basert på ”merit order”.

Gasskraftsektoren og kullkraftsektoren produserer varme i tillegg til elektrisitet. Det er spesifisert en transformasjonselastisitet²³ (τ) som angir graden av fleksibilitet mellom elektrisitets- og varmeproduksjon. Det er antatt at transformasjonselastisiteten er lik innenfor begge de varmeproduserende sektorene²⁴.

2.2.2.2 Industri, vare og tjenesteytende sektorer

De to sektorene, ”industri” og ”andre varer og tjenester” representerer økonomien utenom kraftsektoren. Neststrukturen for sektorene er vist i figuren nedenfor. Vi ser to forskjeller mellom disse sektorene. For det første er det et CO₂-utslipp innenfor industrisektoren som er modellert som en fast andel av produksjonen ($\sigma = 0$).



Figur 2.3.3 Nestet struktur i produksjon utenom kraftsektoren.

For det andre er det noe lavere substitusjonselastisitet mellom elektrisitet og varme innenfor industrisektoren. Resonnementet er at mer av energiforbruket er bundet opp i prosesser, og at det dermed er mindre fleksibelt enn innenfor annen vare og tjenesteyting. Vi har satt substitusjonselastisiteten på toppnivå til 0 for begge sektorene. Dette skal reflektere kortsiktighet i modellen. På lenger sikt vil det være større rom for tilpasninger innenfor faktorbruk.

2.2.2.3 Husholdningene

Forbrukerne beskrives gjennom et representativt nordisk hushold med initiale beholdninger av produksjonsressurser. Salg av produksjonsressurser finansierer husholdets forbruk av kraft og varme samt kjøp av andre varer og tjenester.

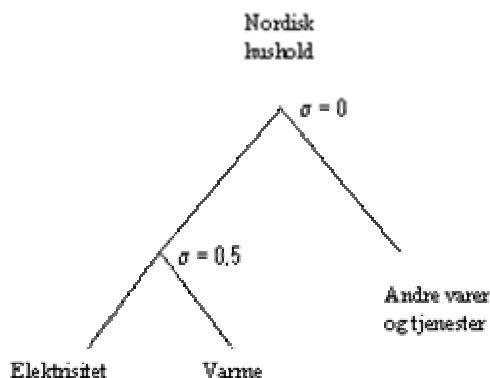
Husholdningene er modellert med en aggregert nyttefunksjon.

Det øverste nivået er modellert med faste faktorandeler ($\sigma = 0$). Dette innebærer at det ikke er substitusjonsmulighet mellom energi på ene siden og varer og tjenester på andre siden. Energiforbruk inngår da som med en fast andel av husholdenes budsjett. I det

²³ Transformasjonselastisiteten er et uttrykk for hvilken teknisk mulighet en sektor har til å skifte mellom produksjon av ulike produkter varer ettersom de relative produktprisene endres.

²⁴ Vi har for øvrig ikke inkludert dedikert varmeproduksjon fra for eksempel gass, biomasse eller olje i modellen.

nederste nestet har vi benyttet en mer fleksibel form som innebærer at det er en viss mulighet for husholdningene å veksle mellom elektrisitet og varme. Aggregatet ”Andre varer og tjenester” er et aggregat som omfatter alle andre varer og tjenester enn energi.



Figur 2.3.4 Nestet forbruksstruktur i husholdene.

2.2.2.4 Varemarkedene

I likevekt er det et krav om at verdien av samlet tilgang er lik anvendelse i alle markeder. Et marked med *overskuddstilbud* må dermed ha en pris lik null. Dersom det er *overskuddsetterspørsmål* i et marked må imidlertid prisen øke for å skape balanse i markedet.

Modellen omfatter et energimarked, et brenselmarked, et marked for CO₂-utslippstillatelser, et marked for industrivarer, et marked for ”Andre varer og tjenester” og et marked for andre innsatsfaktorer (et aggregat av arbeid og kapital). Det er ulike betingelser for disse markedene både med hensyn til internasjonal handel og tilgang.

Energi

Energivarene kraft og varme er produserte varer. Energimarkedet er modellert som et lukket nordisk marked slik at det ikke skjer endringer i import og eksport av energi mellom Norden og resten av verden innenfor modellens horisont. Fem nordiske kraftprodusenter produserer kraft, hvorav to har både produksjon av kraft og varme. Kraft og varme benyttes innenfor husholdningene, industrisektoren og til produksjon av andre varer og tjenester.

Brensler

Den viktigste innsatsfaktoren til energiproduksjon i modellen er brensel som omfatter vann, ”annen fornybar energi”, uran, gass og kull. Det finnes ingen produksjon av brensel i modellen. Derimot foreligger brensel som initiale beholdninger i Norden (vann, annen fornybar energi og gass), eller det kan importeres fra utlandet.

Vann og ”annen fornybar energi” benyttes henholdsvis innenfor vannkraft- og annen fornybar kraftproduksjon.

Kull, uran og gass omsettes i verdensmarkedet til en fast verdensmarkedspris. All tilgang av kull og uran er gitt i verdensmarkedet, mens gass både foreligger som en beholdning i

Norden eller det kan importeres. Gassprisen bestemmes endogent i det nordiske markedet.

CO₂-utslippstillatelse

Markedet for CO₂-utslippstillatelse er et nordisk marked. Utslippstillatelse benyttes av nordiske kraftprodusenter og av den nordiske industrisektoren tilsvarende de faktiske utslippene i disse sektorene. Tilgangen på utslippstillatelse er gitt som en initial beholdning i Norden, og prisen bestemmes endogent i det nordiske markedet. Ved å sette den initiale beholdningen av utslippstillatelse lavere enn utslippet i modellens referanseløsning, oppstår det en knapphet slik at kvotene får en positiv pris. Dette gir en reduksjon av CO₂ utslippet lik reduksjonen i beholdningen av utslippstillatelse.

Industrivarer og andre varer og tjenester

Industrivarer produseres i industrisektoren som et rent eksportprodukt. Industrivarer forbrukes ikke i det nordiske markedet men omsettes til en fast verdensmarkedspris i det internasjonale markedet i fri konkurranse med utenlandsk produserte industrivarer. Andre varer og tjenester som produseres i Norden går i sin helhet til konsum i Norden i begrenset konkurranse med importerte produkter. Prisen fastsettes endogent i det nordiske markedet.

Andre produksjonsressurser

All nordisk produksjon benytter kapital og arbeidskraft som i vår modellen er samlet i en enkelt "ressursvare". Denne varen foreligger som en beholdning i Norden og omsettes til en endogent bestemt pris i det nordiske markedet.

Internasjonal handel

Handel mellom Norden og resten av verden består dermed av at utlandet importerer nordiske industrivarer til en gitt verdensmarkedspris, mens Norden importerer kull og uran til en gitt verdensmarkedspris, gass til en nordisk pris, samt andre varer og tjenester i begrenset konkurranse med nordiske produkter. Over- og underskudd på handelsbalansen klareres gjennom endring på fordringer ved flytende valutakurs.

2.2.2.5 Kalibrering av modellen

En generell likevektsmodell tar gjerne utgangspunkt i en observert tidsperiode som antas å være en beskrivelse av økonomien i likevekt. Prosessen med å lage en referanselikevekt for modellen kalles kalibrering. Dette består i å fastsette modellens parametere slik at en observert markedslikevekt reproduseres av modellen.

Vi har kalibrert vår modell slik at referanseløsningen gjenspeiler produksjon og forbruk i 2001, men vi har valgt å kalibrere modellen med priser observert i 2005. Det er ingen kvotehandel, og dermed ingen kvotepris i modellens referanseløsning. Dette introduseres imidlertid i de alternative likevektsløsningene vi skal analysere.

Bruttoproduksjonsverdi innenfor industrisektoren og sektoren for annen vare og tjenesteproduksjon er fastlagt på basis av forholdet mellom kraftforbruk og bruttoproduksjonsverdi innenfor disse sektorene. Kraftforbruket i Norden, fordelt på hushold, industri og annen vare og tjenesteproduksjon er basert på Nordels årsrapport for 2002. Vi har deretter benyttet SSBs rapport "Energibruk i Norsk industri 1991 - 2001" for

å finne frem til forholdstallet mellom kostnader for kraftforbruk og bruttoproduksjonsverdi for norsk kraftkrevende industri. Vi har antatt at dette forholdstallet (5,9 %) er representativt for hele industrien i Norden. Innenfor sektoren ”annen vare og tjenesteproduksjon” har vi summarisk anslått et forholdstall mellom kraftforbruk og bruttoproduksjonsverdi på 1 %. Dette er grove anslag, og mer detaljert og presis informasjon ville vært brukt dersom hensikten med modellen vår var å lage presise numeriske anslag.

Som basis for marginalkostnad innenfor kraftsektoren har vi tatt utgangspunkt i faktiske brenselpriser for 2005 og anslåtte totalvirkningsgrader innenfor hver enkelt kraftsektor. I tillegg til brenselkostnaden har vi lagt våre anslag på ”andre variable kostnader”.

Fordelingen mellom kraft- og varmeproduksjon innenfor gass- og kullkraften har vi hentet fra den danske Elstyrelsens elstatistikk for 2003, og benyttet samme forholdstall for hele Norden samlet sett. Fordelingen av 1 kWh produsert energi er dermed anslått til 0,32 kWh varme og 0,68 kWh elektrisitet innenfor kullkraft, og 0,48 kWh varme og 0,52 kWh elektrisitet innenfor gasskraft.

| | Vannkraft | Kjernekraft | Annen fornybar | Kullkraft | Gasskraft |
|--|-----------|-------------|----------------|-----------|-----------|
| Totalvirkningsgrad | 100 % | 100 % | 55 % | 60 % | 80 % |
| Elvirkningsgrad | 100 % | 100 % | 55 % | 41 % | 42 % |
| Karboninnhold i brensel, kg/kWh | 0 | 0 | 0 | 0.31 | 0.217 |
| Variable kostnader eks brensel, kr/MWh | 20 | 50 | 30 | 45 | 25 |
| Brenselpris, innfyrt, kr/MWh | 0 | 40 | 55 | 56 | 177 |

Tabell 2.3.1 Teknologi- og kostnadsforutsetninger innen kraftproduksjonssektorene

Den resulterende aggregerte tilbudskurven for hele kraftsektoren er vist tidligere i denne artikkelen. Nederst på denne kurven finner vi vannkraft. På grunn av svært lave driftskostnader er vannkraften villig til å produsere ned mot 2 øre/kWh. Ved 9 øre/kWh kommer det inn tilbud fra kjernekraft som er en noe dyrere teknologi. Ved 11,3 øre/kWh får vi inn tilbud fra ”annen fornybar kraft”. Kullkraften kommer inn ved 13,5 øre/kWh og gasskraft fra 24,8 øre/kWh.

2.2.2.6 Likevektsløsningen

To viktige krav til en likevekt i et frikonkurransemarked er at ingen sektor har ”renprofitt” samt at verdien av samlet overskuddsetterspørsel er lik null i alle markeder (Walras likevekt). Det første betyr at all inntekt innen produksjon går til å dekke faktorkostnader (avkastning til vareinnsats, arbeid og kapital) og ikke noe mer. Den andre betingelsen sier at hvert enkelt marked er i likevekt med en bestemt pris og kvantum. Nedenfor vises en oversikt over aktørene og de viktigste varene i modellen vår. For husholdet og for nettoimport indikerer pluss en initial ressursbeholdning mens minus indikerer sluttkonsum i modellen. For produksjonssektorene indikerer pluss produksjon og minus bruk av innsatsfaktorer til produksjon. Tabellen viser dermed også vareflyten i modellen og hvordan de ulike varemarkedene henger sammen.

En generell likevekt betyr at det vil være sektor- og varebalanse i denne matrisen. Regnet i verdi vil da summene av plusser og minuser bli null både horisontalt og vertikalt i tabellen. Dette er igjen sammenfallende med de tradisjonelle likevektsbetingelsene nevnt over.

| | Kraftproduserende sektorer | | | | | Andre produksjonssektorer | | Husholdet | Nettoimport |
|--------------------------|----------------------------|-------------|----------------|-----------|-----------|---------------------------|--------------------------|-----------|-------------|
| | Vannkraft | Kjernekraft | Annen fornybar | Kullkraft | Gasskraft | Industri | Andre varer og tjenester | | |
| Elektrisitet | + | + | + | + | + | - | - | - | |
| Varme | | | | + | + | - | - | - | |
| Vann | - | | | | | | | + | |
| Magasinkapasitet | - | | | | | | | + | |
| Kull | | | | - | | | | | + |
| Gass | | | | | - | | | + | + |
| Uran | | - | | | | | | | + |
| Biobrensel | | | - | | | | | + | |
| Produksjonskapasitet | - | - | - | - | - | | | + | |
| CO2-utslipp | | | | - | - | - | | + | |
| Variable kost | - | - | - | - | - | - | - | + | |
| Fordringer | | | | | | | | - | + |
| Industrivarer | | | | | | + | | | - |
| Andre varer og tjenester | | | | | | | + | - | |

Tabell 2.3.2 Sektorer og varer (+ for tilgang, – for anvendelse)

2.2.3 Numeriske beregninger

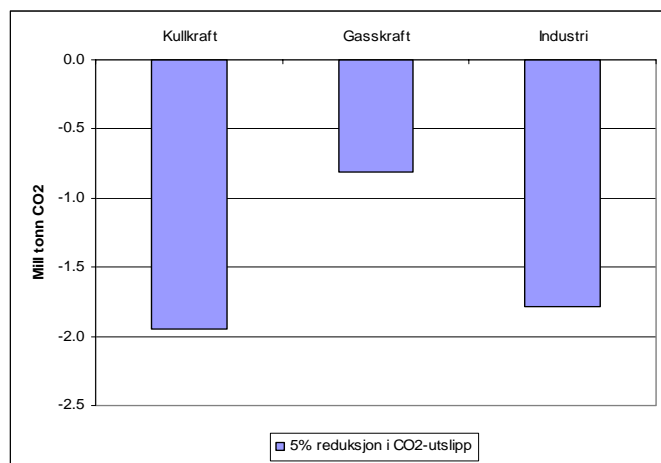
Vår statiske likevektsmodell er benyttet til å analysere virkningene av endret CO₂-kvote og endrede brenselpriser. Vi sammenligner referanseløsningen som modellen er kalibrert til med tre alternativer:

- Alternativ 1: Tilgjengelige utslippskvoter for CO₂ reduseres med 5 % i forhold til referanseløsningen.
- Alternativ 2: Alt. 1 + kullprisen reduseres med 25 % i forhold til referanseløsningen.
- Alternativ 3: Alt. 2 + gasspris eksogeniseres og økes med 25 % i forhold til referanseløsningen.

Vi er mest opptatt av hvilke mekanismer som er viktig i samspillet mellom de ulike markedene, og har ikke problematisert valg av parametere, for eksempel substitusjonselastisiteter og budsjettandeler, gjennom sensitivitetsanalyse. Dette er åpenbart viktige størrelser, og resultatene må sees i lys av dette.

2.2.3.1 Alternativ 1. 5 % lavere CO₂ utslipp enn i referanseløsningen

En utslippsreduksjon på 5 % tilsvarer en reduksjon i de nordiske CO₂-utslippene med ca 4,5 mill tonn i vår modell. I alternativ 1 nås utslippsmålet ved en kvotepris på 163,5 kroner pr/tonn.

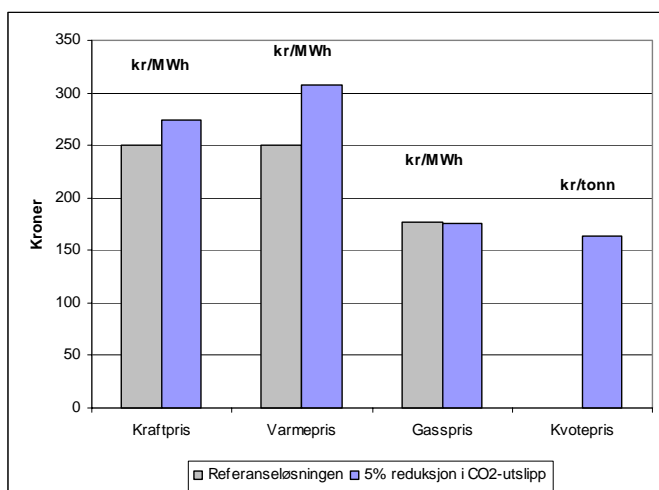


Figur 2.3.5 Reduksjoner i CO₂ utslipp

Utslippsreduksjonen fordeler seg med 2 mill tonn innenfor kullkraft, 0,8 mill tonn innen gasskraft og 1,8 mill tonn innen industrisektoren. Kullkraften og industrien tar med andre ord de største deler av utslippsreduksjonen.

Prosentmessig ser bildet annerledes ut. Utslippsreduksjonen innenfor kullkraften utgjør 7,3 % av sektorens opprinnelige utlipp. Tilsvarende utgjør reduksjonen innen industrisektoren 3,3 % av sektorens opprinnelige utlipp, mens reduksjonen innenfor gasskraften utgjør 8,2 %. I så måte er bildet at gasskraften tar den kvantitativt minste, men prosentvis største utslippsreduksjonen.

Økt kvotepris gir økt marginalkostnad innenfor all fossil kraftproduksjon (om enn ulikt innenfor gasskraft og kullkraft). En kvotepris på 163,5 kr/tonn betyr isolert sett at marginal produksjonskostnad innenfor et gjennomsnittelig kullkraftverk vil øke med om lag 8 øre/kWh, og med om lag 4 øre/kWh innenfor et gjennomsnittelig gasskraftverk. Likevel øker ikke kraftprisen i vår modell med mer enn 2,5 øre pr/kWh i forhold til referanseløsningen.



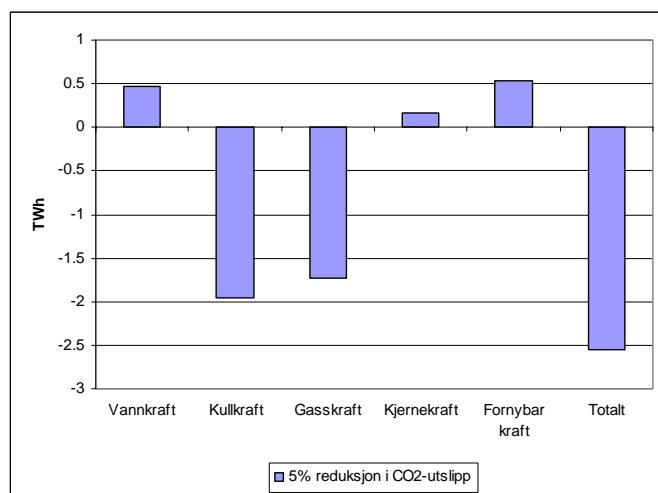
Figur 2.3.6 Priser på kraft, varme, gass og utslippskvoter

Dette har flere årsaker. En er at reduserte kvoter fører til at industrisektoren reduserer sitt kraftforbruk. Samtidig som industrisektoren blir stilt overfor høyere kraftpris, må den også skaffe seg utslippskvoter for sine prosessutslipp. Begge effektene gir redusert lønnsomhet. Vi får dermed lavere produksjon (-3,3 %) og redusert kraftforbruk innen sektoren. Kvoteprisen vil med andre ord øke marginalkostnaden innenfor kraftproduksjon, men redusere kraftforbruket innenfor industrien. Dette er to elementer med motsatt virkning på kraftprisen.

Et annet forhold som bidrar til å dempe virkningen på kraftpris er at lavere forbruk og produksjon gjør at kraftsektoren reduserer bruk av andre innsatsfaktorer. Lavere kapitalavkastning og reduserte priser på andre innsatsfaktorer enn brensel, bidrar således direkte til å dempe økningen i marginalkostnad innefor kraftsektoren.

Bortfallet av produksjon innen gass- og kullkraft blir til en viss grad kompensert av økt produksjon innenfor ikke-fossile teknologier. Dette er en tredje effekt som bidrar til å dempe økningen i marginalkostnad innenfor kraftsektoren.

Vi ser videre at kvoteprisen virker sterkere på varmeprisene enn på kraftpris. Dette skyldes at all varmeproduksjon skjer i sektorer med CO₂-utslipp. Produksjonskutt innen gass- og kullkraft medfører dermed lavere varmeproduksjon, noe som gir økt varmepris. Det er imidlertid grunn til å tro at denne priseffekten ville vært dempet dersom vi hadde inkludert varmeproduksjon fra ikke-fossil baserte kilder, som biomasse i modellen. Prisen på gass, som i vår modell omsettes i et fritt verdensmarked, påvirkes lite av kvotehandelssystemet i vår modell. Dette skyldes at selv om gassprisen fastsettes endogent, er det tilstrekkelig importkapasitet til å opprettholde gassprisen.



Figur 2.3.7 Endring i kraftproduksjon

Totalt sett reduseres kraftproduksjonen med 2,6 TWh. Av dette kuttes produksjonen i kullkraft med 2 TWh, i gasskraft med 1,7 TWh, mens det samlede tilbudet fra kraftprodusenter uten CO₂-utslipp øker med omlag 1,2 TWh.

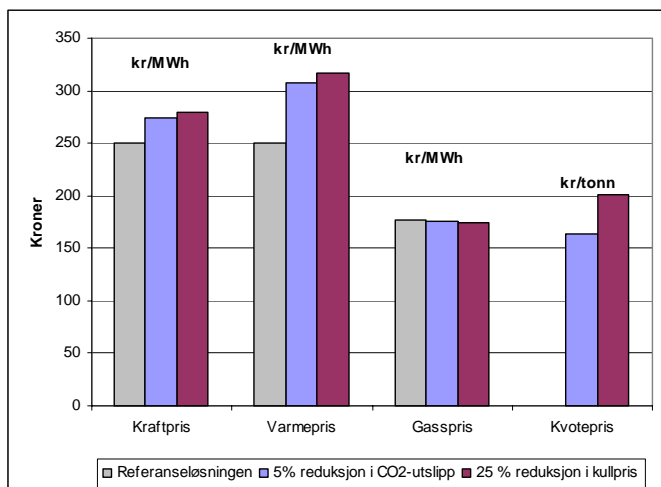
2.2.3.2 Alternativ 2. 5 % lavere CO₂ utslipp og 25 % lavere kullpris i forhold til referanseløsningen

I tillegg til redusert CO₂-utslipp har vi i dette alternativet redusert kullprisen med 25 %. Dette kompenserer dels for kvotekostnaden innenfor kullkraft og fører til at vi får noe høyere kullkraftproduksjon enn i alternativ 1. Utslippsreduksjonen fra kullkraft blir dermed mindre, og må kompenseres med økte utslippsreduksjoner innenfor gasskraft og industri. Dette bidrar til at kvoteprisen øker fra 163,5 til 201 kr/tonn.

Ser vi årsproduksjonen under ett, er det gasskraft som utgjør marginal produksjon i kraftmarkedet i vår modell²⁵. Kraftprisen blir dermed ikke direkte påvirket av redusert kullpris, men vil i stedet bidra til å øke avkastningen på kapasitet i denne sektoren. Avkastningen på kapasiteten i kullkraften øker med 16 % i forhold til alternativ 1. Den viktigste virkningen av lavere kullpris blir dermed økt kvotepris. Dette medfører økt marginalkostnad innen gasskraft slik at kraftprisen øker til 280 kr/MWh. Dette har også

²⁵ Kullkraft kan godt utgjøre marginal produksjonsteknologi i enkelt-timer eller i kortere tidsrom, men dersom vi ser hele årsproduksjonen under ett har gasskraften gjennomsnittlig høyere enhetskostnader enn kullkraften gitt dagens brenselpriser.

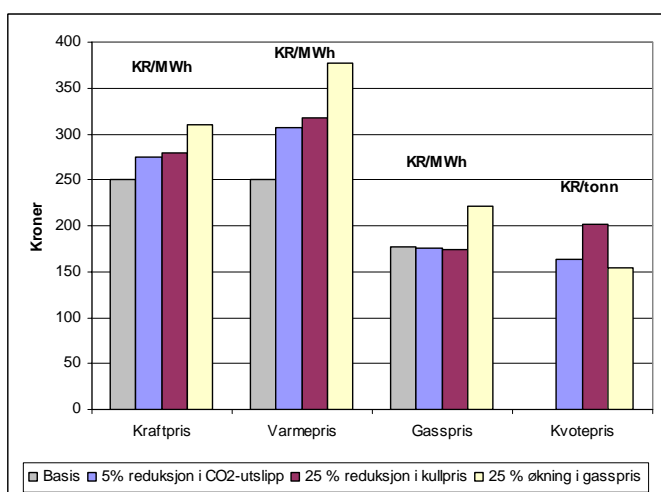
noe effekt på industriproduksjonen som faller ytterligere 0,1 prosentpoeng i forhold til alternativ 1 på grunn av høyere kvote- og kraftpris.



Figur 2.3.8 Priser på kraft, varme, gass og utslippskvoter

2.2.3.3 Alternativ 3. 5 % lavere CO₂ utslipp, 25 % lavere kullpris og 25 % høyere gasspris enn i referanseløsningen

I alternativ 3 vurderes konsekvensen av økt gasspris. Endringen er implementert ved å eksogenisere gassprisen og øke den med 25 % i forhold til referanseløsningen.



Figur 2.3.9 Priser på kraft, varme, gass og utslippskvoter

Det viser seg at dette andre og dels kraftigere virkninger enn redusert kullpris. Siden gasskraft utgjør marginal produksjonskapasitet slår endringen i gasspris rett inn i kraftprisen som øker fra 280 i alternativ 2 til 310 kr/MWh i dette alternativet. Dette gir ytterligere redusert lønnsomhet i industrien som reduserer produksjonen med 0,8 prosentpoeng i forhold til alternativ 2. Vi får frigjort utslippskvoter innen gasskraft og

industri, og disse vil brukes av kullkraftprodusentene. I dette alternativet faller dermed kvoteprisen til 154 kr/tonn CO₂.

2.2.4 Oppsummering

Kvotehandling vil bidra til høyere kraftpris fordi kostnadene ved kraftproduksjon basert på fossilt brensel øker. Virkninger utenfor kraftmarkedet spiller imidlertid også en viktig rolle, og vår analyse viser at dette sannsynligvis demper den effekten kvoteprisen har på kraftprisen.

I så måte har kraftkrevende industri en nøkkelrolle fordi næringen er en betydelig aktør både innen kvote- og kraftmarkedet. Økt pris i kvotemarkedet medfører en betydelig kostnadsøkning innenfor denne sektoren både direkte gjennom kvotepris, og indirekte gjennom kraftpris. Siden næringen er konkurranseutsatt, vil kvotehandling kunne medføre en betydelig reduksjon i kraftforbruket innenfor denne næringen.

Analysen vår gir ikke støtte for å si at kvoteprisen øker med differansen mellom kull og gasspris. Vår analyse indikerer heller at kvoteprisen i hovedsak vil bevege seg i motsatt retning av prisen på fossilt brensel, uansett type.

Sammenhengen mellom brenselpriser og kraftpriser er dermed ikke entydig. Høyere eller lavere brenselpris innenfor ikke-marginal produksjonskapasitet har normalt ingen direkte virkning på kraftprisen før brenselprisen blir så høy at teknologien skifter plass på "merit order kurven" og havner på marginen. Innenfor kvotehandlingssystemet kan imidlertid brenselpriser for ikke-marginal teknologi påvirke marginalkostnaden innenfor marginal teknologi gjennom virkningen på kvotepris. Redusert brenselpris for ikke-marginal kapasitet (kull), kan i vår modell gi høyere kvotepris som igjen bidrar til høyere kraftpris. Høyere brenselpris innenfor marginal produksjonskapasitet gir derimot alltid høyere kraftpris, men økningen dempes av at dette samtidig vil gi en motsatt endring i kvoteprisen.

Referanser:

- T. Rutherford (1993): "Applied General Equilibrium Modelling With MPSGE as a GAMS subsystem" Draft from August 1993, Department of Economics, University of Colorado, Boulder
- D. Spilde og K. Aasestad (2004): "Energibruk i norsk industri 1991-2001", SSB rapp 2004/3
- Nordel (2001): "Nordels årsberetning 2001". www.nordel.org
- Elstyrelsen (2003): "Energistatistikk 2003". www.ens.dk

2.3 Mindre å spare på alternativ boligoppvarming?

Av Seniorrådgiver Terje Stamer Wahl, Energi- og markedsavdelingen, NVE

En ny formålsfordelingsanalyse fra Statistisk Sentralbyrå tyder på at norske husholdninger bruker en mindre andel av strøm- og energiforbruket til oppvarming enn vi hittil har trodd. Resultatet er interessant bl.a. med tanke på virkemiddelutforming og markedsgrunnlaget for alternative oppvarmingskilder. Formålsfordelingen representerer fordelingen av energibruk på ulike formål i en gjennomsnittlig, eksisterende husholdning. Valg av oppvarmingsløsning i den enkelte bolig bør ikke baseres på en slik formålsfordeling, men på egenskaper ved og bruken av boligen.

2.3.1 Innledning

Det skjer endringer i husholdningenes energibruk over tid. Endringene har mange årsaker, hvorav redusert oppvarmingsbehov i nye hus, endringer i energiprisene, utbredelse av ulike typer utstyr, mer energieffektivt utstyr og endrede vaner og livsstil er noen viktige faktorer. Å ha kunnskap om hvordan energibruken i husholdningene fordeler seg på ulike formål, og hvordan fordelingen endrer seg over tid, er nyttig som grunnlag for myndighetenes virkemiddelutforming og for forståelsen av energibruksutviklingen.

Den nylig publiserte formålsfordelingen av husholdningenes energibruk fra Statistisk Sentralbyrå²⁶ (SSB) avviker vesentlig fra den formålsfordelingen som har vært benyttet de siste årene. Det er derfor interessant å se nærmere på fordelingene og mulige forklaringer på og konsekvenser av forskjellene. SSB-analysen er delfinansiert av NVE og Enova.

2.3.2 Formålsfordelinger av husholdningenes energibruk

Den hittil rådende formålsfordelingen, den såkalte ERÅD-fordelingen²⁷, er beregnet på data fra 1990. Også SSB har, foruten den nylig publiserte fordelingen, tidligere publisert en fordeling basert på data fra 1990. Vi kan imidlertid ikke se at SSBs fordeling for 1990 er benyttet av andre i senere publikasjoner. Det er ERÅD-fordelingen som er gjengitt bl.a. i OEDs Faktahefte om energi- og vassdragsvirksomheten (2005) og i NVEs Energistatus (2003), til tross for at begge har kildehenvisning til SSB.

Det er mange usikkerhetsmomenter i estimeringen av en formålsfordeling, og fordelingen endres over tid. De store ulikhetene mellom ERÅD-fordelingen og SSBs fordeling for 2001 skyldes både ulik metodisk tilnærming, usikkerhet ved estimeringen i begge analyser og at fordelingene er foretatt med elleve års mellomrom.

ERÅD-fordelingen baserer seg på en ”ingeniørmodell” der forbruk til ulike formål i utgangspunktet er basert på tekniske beregninger, bl.a. av effektbehov og brukstider. En

²⁶ SSB Rapporter 2005/18 ”Formålsfordeling av husholdningenes elektrisitetsforbruk i 2001”
http://www.ssb.no/emner/01/03/10/rapp_200518/

²⁷ ERÅD står for EnergiRÅdgivning. Modellen er utviklet spesielt med tanke på å masseprodusere individuelle spareråd for boliger og yrkesbygg.

av årsakene til at den har vært nærmest enerådende som formålsfordeling i mange år er nok at den er intuitivt enkel å forstå. Metodisk har den imidlertid klare svakheter, bl.a. ved at modellen må mates med til dels usikre anslag på verdien for en rekke viktige parametre og ved at det foretas en kalibrering som øker usikkerheten. Det mangler helhetlig dokumentasjon på modellens anvendelse til formålsfordeling. At fordelingen nå er femten år gammel taler også for at ERÅD-fordelingen erstattes.

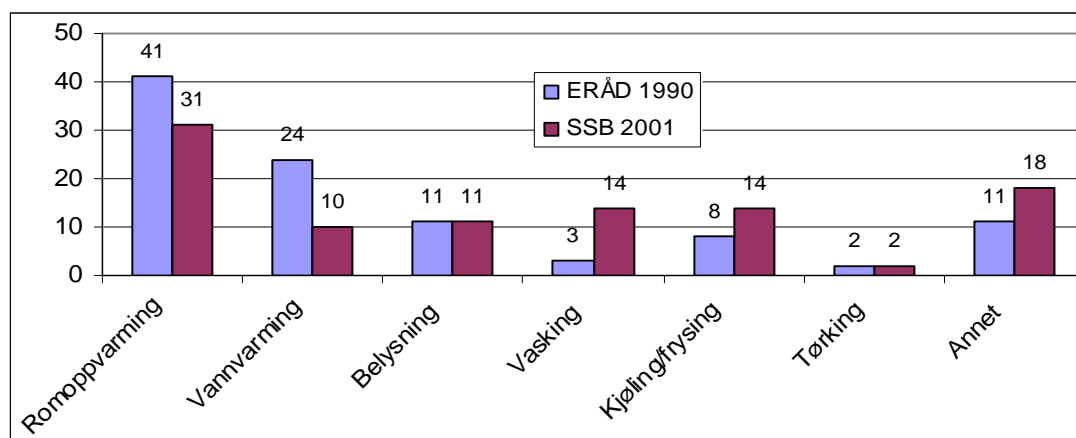
SSB-fordelingen er estimert ved hjelp av en økonometrisk modell, basert på en undersøkelse der et utvalg husholdninger er spurt om beholdning og bruk av ulike typer utstyr. Bl.a. fordi det er mange ulike oppvarmingsløsninger i norske boliger er det krevende å formulere spørsmål og svaralternativer som muliggjør estimering av andelen til oppvarmingsformål på en fullgod måte. Metoden synes imidlertid å være godt egnet til å estimere forbruk til mange av de elektrisitetsspesifikke formålene som hvitevarer og andre apparater.

I SSBs rapport er det redegjort nærmere for de to metodene og estimeringene.

Forskjeller i temperaturforhold fra ett år til et annet kan påvirke fordelingen i betydelig grad, og det er naturlig å korrigere slik at fordelingen reflekterer et temperaturmessig normalår. SSB har foretatt en temperaturkorrigering av sine fordelinger for 1990 og 2001²⁸. Fordi 2001 var et temperaturmessig tilnærmet normalår endres ikke SSBs prosentvise fordeling for 2001 ved en temperaturkorrigering.

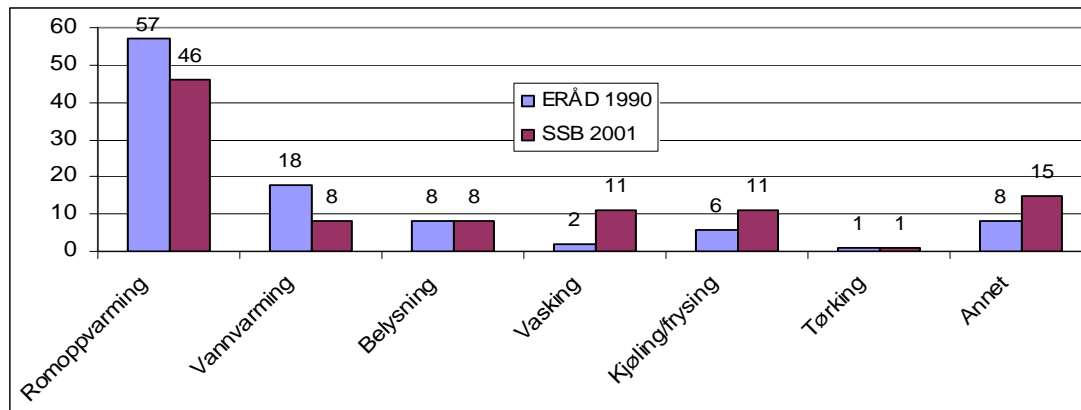
2.3.3 Resultater

Fordelingen av elektrisitet og energi til ulike formål er beregnet som følger i formålsfordelingene fra 1990 (ERÅD) og 2001 (SSB):



Figur 2.2.1: Formålsfordeling av elektrisitetsforbruk i husholdningene (i prosent)

²⁸ SSB Rapporter 2005/40 "Temperaturkorrigert formålsfordeling av husholdningenes elektrisitetsforbruk i 1990 og 2001" http://www.ssb.no/emner/01/03/10/rapp_200540/



Figur 2.2.2 Formålsfordeling av energiforbruk i husholdningene (i prosent)

I SSB-fordelingen er andelen av elektrisitetsforbruket som ble benyttet til romoppvarming betydelig lavere enn i ERÅD-fordelingen. ERÅD opererer med en andel til romoppvarming på 41 %, SSB med en andel på 31 %. Andelen elektrisitet til vannvarming er henholdsvis 24 % og 10 %, slik at samlet andel elektrisitet til oppvarmingsformål er 65 % i ERÅD og 41% i SSB-fordelingen. Når vi studerer formålsfordelingen er det mest interessant å se på fordelingen av all energi som brukes i boligene, og ikke bare elektrisitet. Andre energibærere, som olje, parafin, ved og pellets, benyttes kun til oppvarmingsformål. Den samlede andelen energi til oppvarmingsformål er derfor høyere enn prosentene nevnt over. ERÅD-fordelingen opererer med en samlet andel energi til oppvarmingsformål på 75 %, SSB med 54 %. Det er her ikke korrigert for virkningsgraden for andre energibærere.

Mens eksempelvis hvitevarer og en del andre elektriske apparater skiftes ut relativt hyppig, eller antall apparater endres raskt, skjer endringene i måten vi varmer opp boligmassen vår relativt langsomt. Selv med langt bedre isolering av nye boliger ville endringene i gjennomsnittlig oppvarmingsbehov for hele landets boligmasse vært relativt små over de elleve årene som har gått mellom de nevnte analysene. Heller ikke etterisolering av eksisterende boliger eller endringer i oppvarmingsmønster kan i vesentlig grad antas å forklare den betydelige forskjellen mellom ERÅD- og SSB-fordelingene. Med sine klare metodiske svakheter er det rimelig å anta at ERÅD overestimerer andelen til romoppvarming i 1990.

Et av formålene det er knyttet størst usikkerhet til er vannvarming. I ERÅD-fordelingen og SSBs fordeling for 1990 er andelen energi til vannvarming henholdsvis 18 og 15 %. I SSBs fordeling for 2001 er andelen 8 %. Forhold som kan ha bidratt til en redusert andel kan bl.a. være at manuell oppvask er erstattet med bruk av oppvaskmaskin (hvor vannet varmes i maskinen), at karbad er erstattet med dusjing, samt økt bruk av sparedusjhoder. På den annen side tilsier bl.a. økt velstand og krav til komfort at vi nå dusjer oftere og lengre enn tidligere. En halvering av energiforbruket til vannvarming i løpet av perioden fra 1990 til 2001 synes å være lite sannsynlig.

Å sammenligne SSBs fordelinger for 1990 og 2001 gir noe bedre muligheter for å tolke endringer i formålsfordelingen over tid enn ved å sammenligne ERÅD-fordelingen med SSB-fordelingen for 2001. For flere typer utstyr og apparater ser det ut til at andelen energi som brukes til slike formål er redusert, til tross for at langt flere husholdninger har

tatt i bruk slikt utstyr i løpet av perioden. Hovedforklaringen er at nytt utstyr er langt mer energieffektivt, og at denne effektiviseringseffekten er sterkere enn volumeffekten.

2.3.4 Valg av oppvarmingsløsning i norske boliger

Analysen fra SSB for 2001 har fått enkelte til å hevde at det er mindre å spare på alternative oppvarmingskilder enn det vi tidligere har antatt.²⁹ Helt generelt er det riktig at det er mindre attraktivt å investere i alternativer til elektrisk oppvarming dersom andelen energi til oppvarming reduseres. En kan imidlertid ikke legge oppvarmingsandelen fra en slik gjennomsnittlig formålsfordeling til grunn ved valg av oppvarmingsløsning for en utvalgt type eller gruppe boliger, og langt mindre for en enkelt bolig. Løsningen må velges på grunnlag av faktisk oppvarmingsbehov for den aktuelle boligen. I nye boliger, der en vurdering av alternative oppvarmingsløsninger er mest aktuelt, medfører dagens krav til isolasjonstykkelse i gulv, vegger og tak at andelen energi til romoppvarming er lavere enn i tilsvarende, eldre boliger. Samtidig vil boligens størrelse, utforming og tiltenkte bruk ha stor betydning for oppvarmingsbehovet. Videre er kostnadsbildet for oppvarmingsløsninger i endring, ikke minst ved at relative prisforhold mellom elektrisitet og ulike brensler endres over tid. Det er summen av slike forhold, og den enkeltes forventninger om fremtidige priser, som bør legges til grunn ved valg av oppvarmingsløsning.

2.3.5 Oppsummering

Formålsfordelingen er viktig bl.a. som grunnlag for myndighetenes virkemiddelutforming og i arbeidet med fremskrivninger av energibruken. SSBs fordeling er nyere og metodisk mer robust enn ERÅD-fordelingen, og bør legges til grunn som den mest korrekte formålsfordelingen i dag. Det betyr bl.a. at andelen energi til oppvarmingsformål er lavere enn tidligere antatt. Formålsfordelingen representerer imidlertid en gjennomsnittsfordeling for den eksisterende boligmassen, og har liten verdi ved vurderinger og valg av oppvarmingsløsning i den enkelte bolig. Det er fortsatt usikkerhet om formålsfordelingen av husholdningenes energibruk. NVE vil støtte videre arbeid for å få økt sikkerhet for den faktiske formålsfordelingen og for å identifisere endringer i fordelingen over tid.

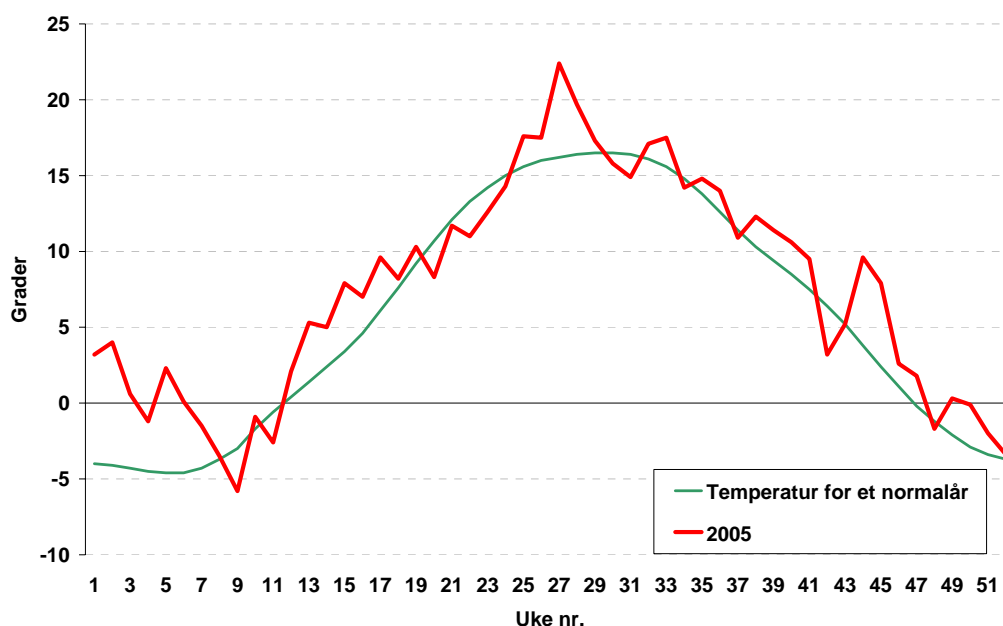
²⁹ Dagens Næringsliv fredag 9. desember, "På Innsiden"

3 Vedlegg

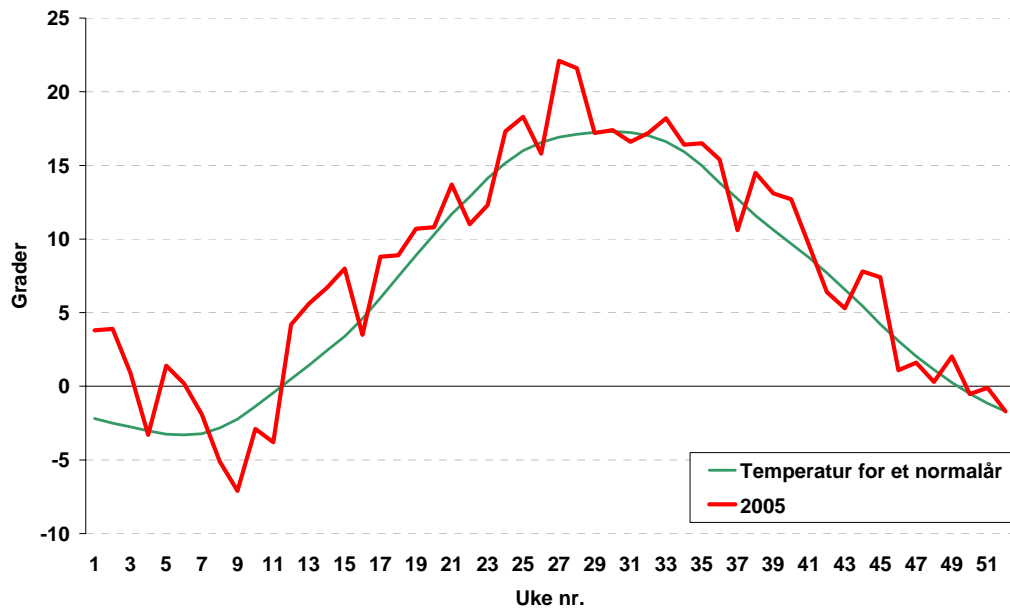
Tabell 3.1 Produksjon, forbruk og utveksling av elektrisk energi, GWh. Kilde: NVE

| | Jan - Des | | | Tolv månedersperioder | | | Desember | | |
|---|-----------|--------|-------------|------------------------|------------------------|-------------|----------|-------|-------------|
| | 2004 | 2005 | Endring i % | Jan2004 t.o.m. Des2004 | Jan2005 t.o.m. Des2005 | Endring i % | 2004 | 2005 | Endring i % |
| Total produksjon | 110602 | 137598 | 24,4 | 110602 | 137598 | 24,4 | 11584 | 14399 | 24,3 |
| + Import | 15334 | 3661 | -76,1 | 15334 | 3661 | -76,1 | 1308 | 336 | -74,3 |
| - Eksport | 3842 | 15698 | 308,6 | 3842 | 15698 | 308,6 | 310 | 1663 | 436,5 |
| = Brutto totalforbruk | 122094 | 125561 | 2,8 | 122094 | 125561 | 2,8 | 12582 | 13072 | 3,9 |
| - Elektrokjelforbruk | 3699 | 4053 | 9,6 | 3699 | 4053 | 9,6 | 472 | 505 | 7,0 |
| - Pumpeforbruk | 736 | 1082 | 47,0 | 736 | 1082 | 47,0 | 25 | 12 | -52,0 |
| - Totale nettap | 9097 | 10129 | 11,3 | 9097 | 10129 | 11,3 | 960 | 1100 | 14,5 |
| = Nettoforbruk | 108562 | 110297 | 1,6 | 108562 | 110297 | 1,6 | 11125 | 11455 | 3,0 |
| Kraftintensiv industri | 33413 | 33707 | 0,9 | 33413 | 33707 | 0,9 | 2981 | 2831 | -5,0 |
| Alminnelig forsyning | 75149 | 76590 | 1,9 | 75149 | 76590 | 1,9 | 8144 | 8624 | 5,9 |
| Bruttoforbruk | 117080 | 118968 | 1,6 | 117080 | 118968 | 1,6 | 12029 | 12402 | 3,1 |
| Kraftintensiv industri | 34415 | 34718 | 0,9 | 34415 | 34718 | 0,9 | 3070 | 2916 | -5,0 |
| Alminnelig forsyning | 82664 | 84249 | 1,9 | 82664 | 84249 | 1,9 | 8958 | 9486 | 5,9 |
| Bruttoforbruk alminnelig forsyning, temperaturkorrigert | 86058 | 87795 | 2,0 | 86058 | 87795 | 2,0 | 9541 | 9738 | 2,1 |

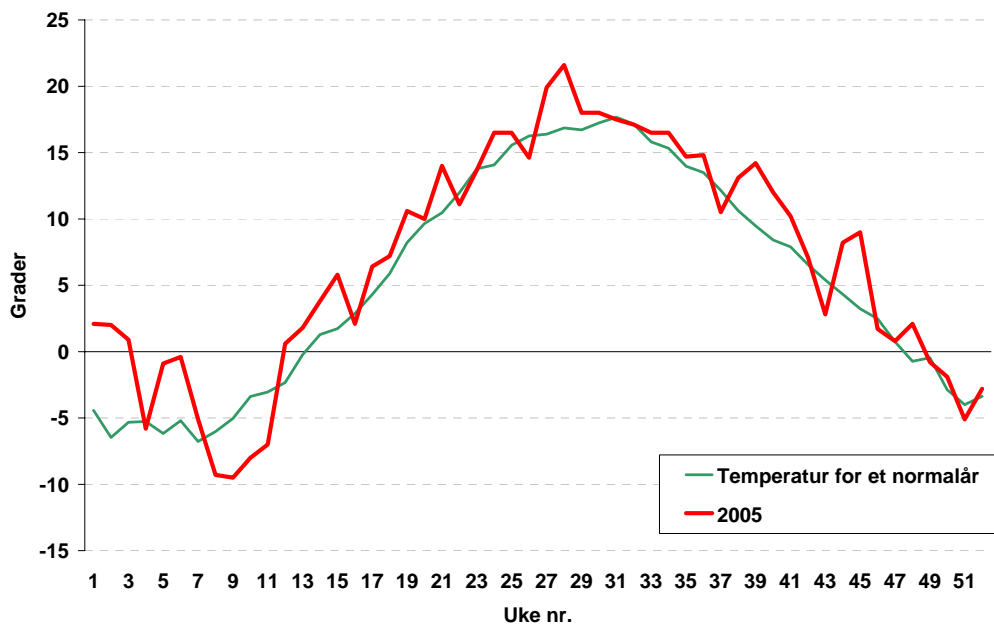
Figur 3.1 Temperaturutvikling Oslo, ukemiddel 2005 og normalår. Kilde: Nord Pool



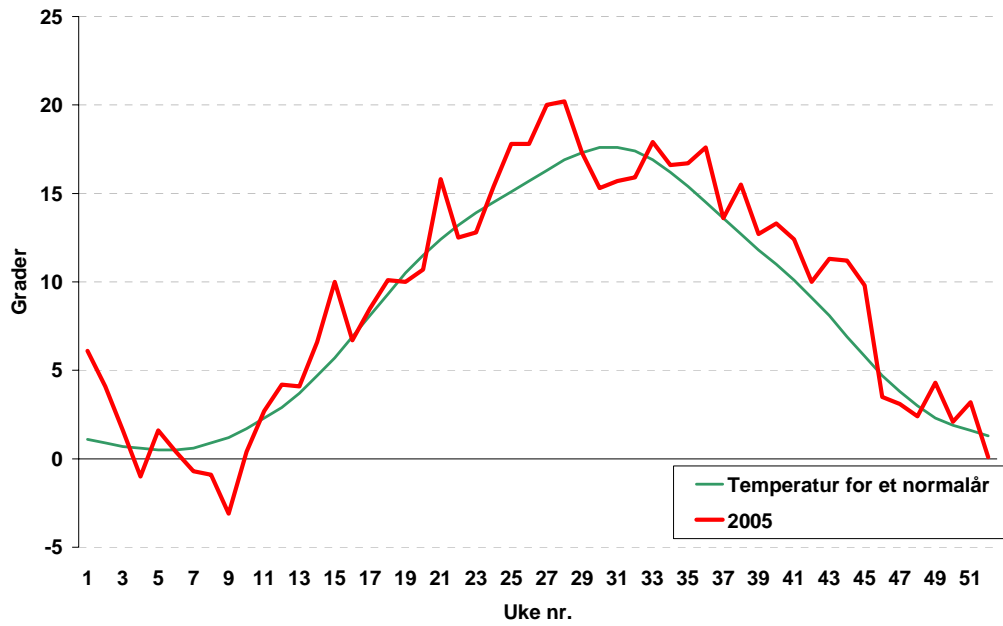
Figur 3.2 Temperaturutvikling Stockholm, ukemiddel 2005 og normalår. Kilde: Nord Pool



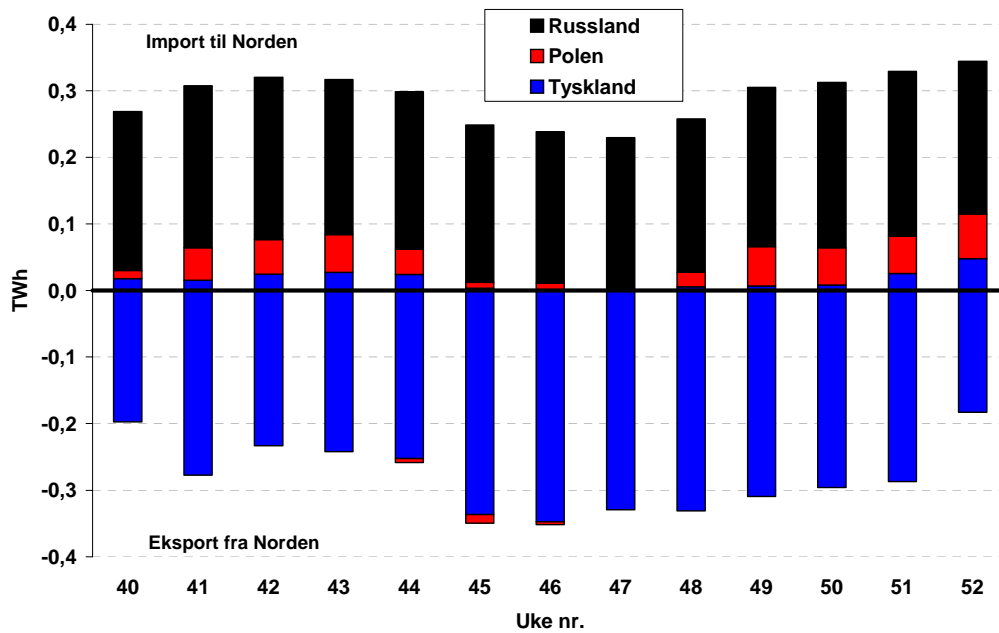
Figur 3.3 Temperaturutvikling Helsinki, ukemiddel 2005 og normalår. Kilde: Nord Pool



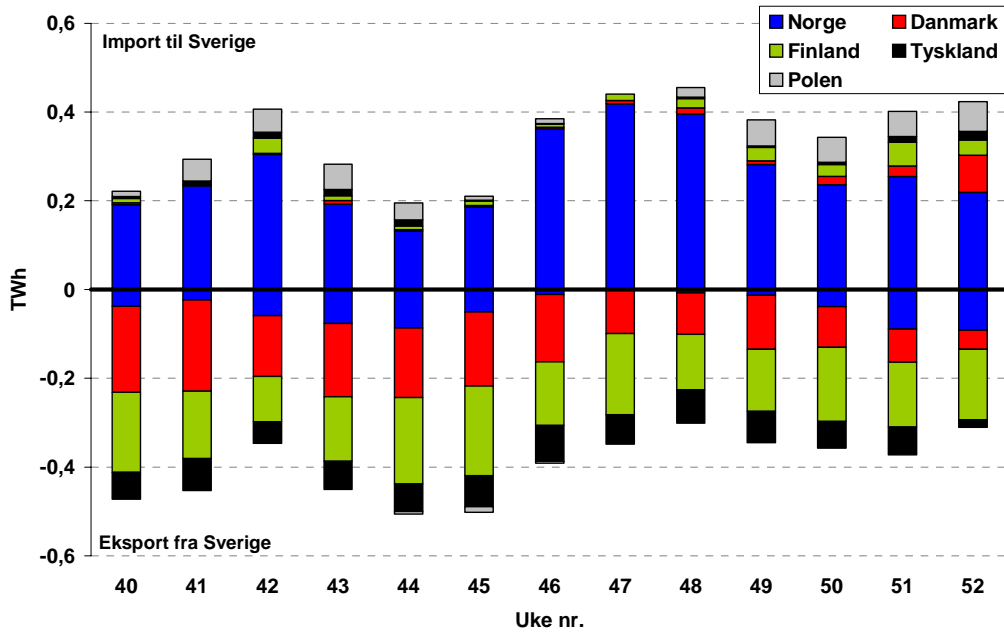
Figur 3.4 Temperaturutvikling København, ukemiddel 2005 og normalår. Kilde: Nord Pool



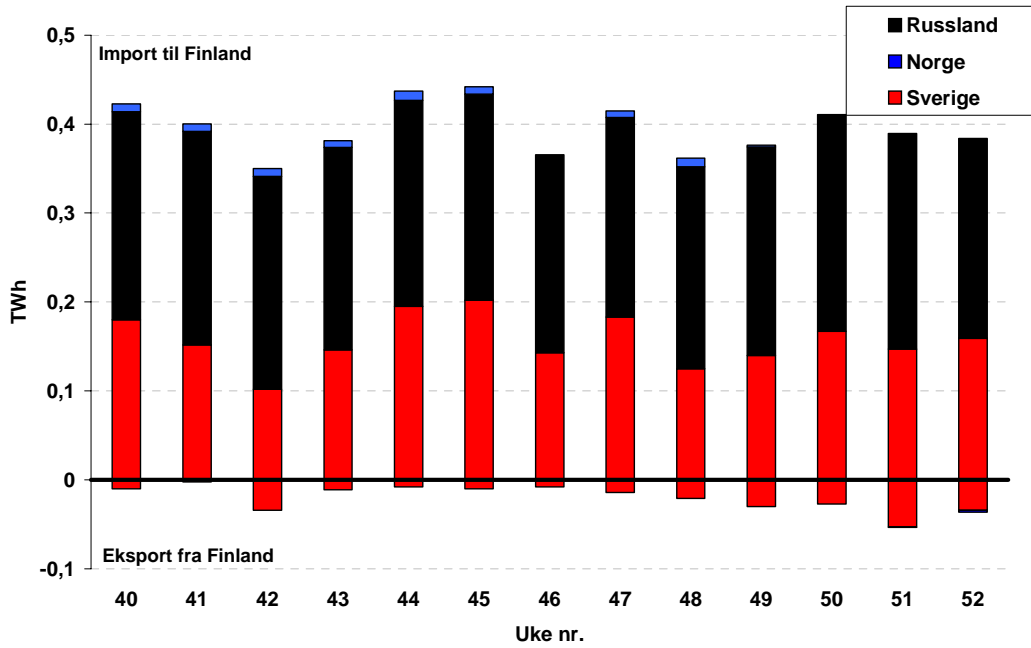
Figur 3.5 Nordisk utveksling av kraft, uke 40-52, 2005. MWh. Kilde: Nord Pool



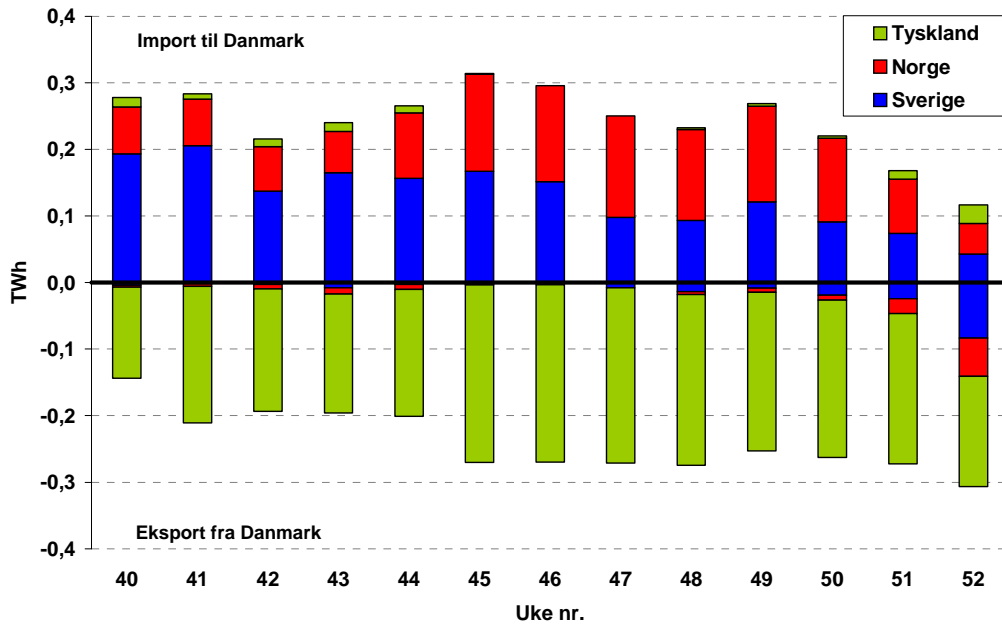
Figur 3.6 Svensk utveksling av kraft, uke 40-52, 2005. MWh. Kilde: Nord Pool



Figur 3.7 Finsk utveksling av kraft, uke 40-52, 2005. MWh. Kilde: Nord Pool



Figur 3.8 Dansk utveksling av kraft, uke 40-52, 2005. MWh. Kilde: Nord Pool



Tabell V.1 Elektrisitetsproduksjon, handel og forbruk 1970-2005. Alle tall i TWh.

Kilde: SSB og NVE

| | Kapasitet | Kraftproduksjon | | | | Utenlandshandel | | |
|--------------------|--|-----------------|------------|-----------|--------|-----------------|---------|--------------|
| | Midlere års- produksjon for norsk vannkraft ³⁰ . Tilsigsserie 1970-1999 | Vannkraft | Varmekraft | Vindkraft | Totalt | Import | Eksport | Netto import |
| 1970 | 71,2 | 57,3 | 0,3 | | 57,6 | 0,8 | 1,6 | -0,8 |
| 1971 | 76,8 | 63,3 | 0,3 | | 63,6 | 0,5 | 3,4 | -2,9 |
| 1972 | 78,6 | 67,4 | 0,2 | | 67,6 | 0,1 | 4,8 | -4,6 |
| 1973 | 81,2 | 72,9 | 0,1 | | 73,0 | 0,1 | 5,3 | -5,2 |
| 1974 | 85,5 | 76,6 | 0,1 | | 76,7 | 0,1 | 5,6 | -5,5 |
| 1975 | 87 | 77,4 | 0,1 | | 77,5 | 0,1 | 5,7 | -5,6 |
| 1976 | 88,5 | 82,0 | 0,1 | | 82,1 | 0,2 | 6,9 | -6,6 |
| 1977 | 89,5 | 72,2 | 0,2 | | 72,4 | 2,7 | 1,6 | 1,1 |
| 1978 | 91,3 | 80,9 | 0,1 | | 81,0 | 0,8 | 4,3 | -3,4 |
| 1979 | 93,3 | 89,0 | 0,1 | | 89,1 | 0,8 | 5,5 | -4,7 |
| 1980 | 95,9 | 84,0 | 0,1 | | 84,1 | 2,0 | 2,5 | -0,5 |
| 1981 | 100,9 | 93,3 | 0,1 | | 93,4 | 1,9 | 7,2 | -5,2 |
| 1982 | 103,2 | 92,9 | 0,3 | | 93,2 | 0,6 | 6,7 | -6,1 |
| 1983 | 105,4 | 106,0 | 0,3 | | 106,4 | 0,4 | 13,8 | -13,4 |
| 1984 | 105,9 | 106,3 | 0,3 | | 106,7 | 0,9 | 9,1 | -8,3 |
| 1985 | 108,1 | 102,9 | 0,3 | | 103,3 | 4,1 | 4,6 | -0,5 |
| 1986 | 108,9 | 96,8 | 0,5 | | 97,3 | 4,2 | 2,2 | 2,0 |
| 1987 | 111,3 | 103,8 | 0,5 | | 104,3 | 3,0 | 3,3 | -0,3 |
| 1988 | 111,8 | 109,5 | 0,5 | | 110,0 | 1,7 | 7,4 | -5,6 |
| 1989 | 114 | 118,7 | 0,5 | | 119,2 | 0,3 | 15,2 | -14,9 |
| 1990 | 114,3 | 121,4 | 0,5 | | 121,8 | 0,3 | 16,2 | -15,9 |
| 1991 | 114,3 | 110,6 | 0,4 | | 111,0 | 3,3 | 6,0 | -2,8 |
| 1992 | 115,6 | 117,1 | 0,4 | | 117,5 | 1,4 | 10,1 | -8,7 |
| 1993 | 115,8 | 119,6 | 0,5 | | 120,1 | 0,6 | 8,5 | -7,9 |
| 1994 | 116,3 | 112,7 | 0,5 | | 113,2 | 4,8 | 5,0 | -0,1 |
| 1995 | 116,8 | 122,5 | 0,5 | | 123,0 | 2,3 | 9,0 | -6,7 |
| 1996 | 117,2 | 104,1 | 0,6 | | 104,7 | 13,2 | 4,2 | 9,0 |
| 1997 | 117,4 | 110,9 | 0,5 | | 111,4 | 8,7 | 4,9 | 3,8 |
| 1998 | 117,5 | 116,3 | 0,5 | | 116,8 | 8,0 | 4,4 | 3,6 |
| 1999 | 117,9 | 121,9 | 0,5 | | 122,4 | 6,9 | 8,8 | -1,9 |
| 2000 | 118 | 142,3 | 0,5 | | 142,8 | 1,5 | 20,5 | -19,1 |
| 2001 | 118,2 | 121,0 | 0,6 | | 121,6 | 10,8 | 7,2 | 3,6 |
| 2002 | 118,3 | 129,8 | 0,6 | 0,1 | 130,5 | 5,3 | 15,0 | -9,7 |
| 2003 | 118,4 | 106,1 | 0,9 | 0,2 | 107,2 | 13,5 | 5,6 | 7,9 |
| 2004 ³¹ | 119,0 | 109,5 | 0,9 | 0,3 | 110,6 | 15,3 | 3,8 | 11,5 |
| 2005 ³¹ | 119,8 | 136,1 | 1,0 | 0,5 | 136,6 | 3,7 | 15,7 | -12,0 |

Tabell V.1 fortsettelse fra forrige side

³⁰ Tall pr. 31.12.

³¹ Foreløpige tall

| | | | | Nettoforbruk, dvs. ekskl. tap i nettet | | | | | |
|--------------------|-------------------|----------------------------------|---------------------------|--|--------------|--------------------|-------------------|--------------------|------------------------|
| | Brutto forbruk | Elektro- kjeler ³² | Tap etc. ³³ | Kraft- int. ind | Alm. fors | Hush.og jordbr. | Bergv. og ind. | Tj.yt.og transp | Alm.fors. temp.korr |
| 1970 | 56,8 | 0,6 | 5,3 | 23,2 | 27,7 | 15,1 | 8,7 | 3,9 | |
| 1971 | 60,6 | 2,0 | 5,8 | 24,9 | 27,9 | 15,2 | 8,5 | 4,3 | |
| 1972 | 63,0 | 2,6 | 6,1 | 24,8 | 29,5 | 15,8 | 9,0 | 4,7 | |
| 1973 | 67,8 | 2,3 | 6,8 | 26,6 | 32,2 | 16,5 | 10,7 | 5,0 | |
| 1974 | 71,2 | 3,0 | 6,9 | 27,4 | 33,8 | 17,2 | 11,2 | 5,4 | |
| 1975 | 71,9 | 3,2 | 7,2 | 26,2 | 35,2 | 18,1 | 11,1 | 6,0 | 36,2 |
| 1976 | 75,5 | 2,5 | 8,1 | 26,5 | 38,3 | 19,8 | 10,7 | 7,9 | |
| 1977 | 73,5 | 0,6 | 7,7 | 24,7 | 40,6 | 21,3 | 10,5 | 8,7 | |
| 1978 | 77,6 | 1,2 | 8,3 | 26,1 | 42,0 | 21,9 | 10,8 | 9,3 | 40,8 |
| 1979 | 84,5 | 1,5 | 8,9 | 28,8 | 45,2 | 23,5 | 11,5 | 10,2 | 43,7 |
| 1980 | 83,6 | 1,2 | 8,5 | 27,9 | 46,0 | 23,6 | 11,8 | 10,6 | 45,1 |
| 1981 | 88,2 | 2,6 | 10,1 | 27,0 | 48,5 | 25,1 | 11,9 | 11,5 | 47,3 |
| 1982 | 87,1 | 2,4 | 9,0 | 25,8 | 49,9 | 26,4 | 11,6 | 11,9 | 50,1 |
| 1983 | 93,0 | 4,1 | 9,8 | 28,7 | 50,3 | 27,0 | 11,3 | 12,1 | 51,2 |
| 1984 | 98,4 | 4,8 | 9,2 | 31,2 | 53,2 | 27,9 | 11,9 | 13,4 | 54,1 |
| 1985 | 102,7 | 4,8 | 10,8 | 30,0 | 57,1 | 30,0 | 12,5 | 14,6 | 55,0 |
| 1986 | 99,3 | 2,7 | 8,8 | 28,4 | 59,4 | 31,2 | 12,7 | 15,5 | 58,5 |
| 1987 | 103,9 | 4,1 | 10,2 | 28,9 | 60,8 | 31,6 | 12,9 | 16,3 | 59,0 |
| 1988 | 104,4 | 4,5 | 9,6 | 29,6 | 60,7 | 30,9 | 13,2 | 16,7 | 61,0 |
| 1989 | 104,3 | 5,6 | 9,2 | 29,6 | 60,0 | 30,4 | 13,0 | 16,6 | 62,2 |
| 1990 | 105,9 | 6,7 | 8,2 | 29,6 | 61,5 | 30,9 | 13,9 | 16,7 | 64,6 |
| 1991 | 108,2 | 7,4 | 8,3 | 28,4 | 64,2 | 32,9 | 13,8 | 17,5 | 65,2 |
| 1992 | 108,8 | 7,8 | 8,3 | 27,5 | 65,2 | 33,2 | 13,7 | 18,3 | 66,6 |
| 1993 | 112,2 | 8,0 | 10,2 | 27,4 | 66,5 | 34,1 | 14,4 | 18,1 | 66,8 |
| 1994 | 113,1 | 5,4 | 10,2 | 28,2 | 69,4 | 35,5 | 14,8 | 19,1 | 69,8 |
| 1995 | 116,3 | 7,5 | 11,4 | 28,4 | 69,1 | 35,6 | 14,1 | 19,4 | 69,6 |
| 1996 | 113,7 | 4,1 | 9,5 | 28,2 | 71,8 | 36,9 | 14,9 | 20,1 | 70,6 |
| 1997 | 115,2 | 6,2 | 10,3 | 28,7 | 70,0 | 35,4 | 14,6 | 20,0 | 71,6 |
| 1998 | 120,4 | 7,5 | 10,0 | 30,2 | 72,8 | 36,3 | 15,6 | 20,9 | 73,5 |
| 1999 | 120,5 | 7,0 | 10,0 | 31,1 | 72,4 | 36,5 | 14,7 | 21,2 | 74,6 |
| 2000 | 123,8 | 10,5 | 12,8 | 30,5 | 69,9 | 35,7 | 12,7 | 21,5 | 73,9 |
| 2001 | 125,2 | 7,8 | 11,9 | 32,1 | 73,4 | 37,3 | 13,5 | 22,6 | 74,0 |
| 2002 | 120,8 | 6,8 | 10,7 | 29,6 | 73,6 | 36,1 | 13,3 | 24,2 | 76,1 |
| 2003 | 115,1 | 3,2 | 10,9 | 31,7 | 69,4 | 33,4 | 13,5 | 22,5 | 71,8 |
| 2004 ³¹ | 122,1 | 5,8 | 9,8 | 33,4 | 73,1 | 35,2 | 14,2 | 23,7 | 76,2 |
| 2005 ³¹ | 125,6 | 6,2 | 11,2 | 33,7 | 74,5 | 35,9 | 14,5 | 24,1 | 77,7 |

³² Uprioritert kraft fra 1993

³³ Tap etc. er nettap og pumpeforbruk

