

Kvartalsrapport kraftsituasjonen

2. kvartal 2004

Rapport nr 15-2005

Redaktør: Tor Arnt Johnsen

Forfatter: Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Nils Spjeldnæs og Kari Ekelund Thørud

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: 100

Forsidefoto:

ISSN 1501-2832

ISBN 82-410-0516-4

Sammendrag: Ved inngangen til andre kvartal i år var det 6 TWh mer vann i de norske og svenske magasinene enn året før. Ved utgangen av kvartalet var det imidlertid bare 0,5 TWh mer vann i norske og svenske magasiner enn ett år tidligere. Dette skyldes i hovedsak at tilsigene i Norge og Sverige i andre kvartal i år var 5,6 TWh lavere enn i andre kvartal i fjor. Samlet forbruk i Norge og Sverige er på samme nivå som i fjor, mens den svenske kjernekraftproduksjonen i andre kvartal var 3,1 TWh høyere enn i fjor. Mesteparten av denne produksjonsøkningen har gått til økt svensk eksport. For Norges vedkommende økte imidlertid nettoimport av elektrisk kraft fra 3,2 TWh i andre kvartal i fjor til 3,4 TWh i andre kvartal i år. Norges samlede forbruk av elektrisk kraft de siste 12 måneder har vært 118,7 TWh. Det er 1,3 prosent høyere enn for ett år siden, men likevel 0,8 TWh lavere enn midlere års produksjonsevne for det norske kraftsystemet. For alle forbrukskategorier er forbruket på vei opp fra det lave nivået forbruket hadde etter perioden med tørt vær og høye priser vinteren 2002/2003. Norden som helhet økte kraftimporten med 0,6 TWh fra første til andre kvartal i år. Samlet var Nordens import i andre kvartal 3,8 TWh, og det er en nedgang på 0,5 fra samme periode i fjor. Import fra Polen og Russland står alene for 3,3 TWh, eller nær 90 prosent av Nordens netto import.

Emneord: Elektrisk kraft, Kraftproduksjon, Kraftsalg, Tilsig, Magasinfylling, Krafthandel, 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

Sammendrag

Ved inngangen til andre kvartal i år var det 6 TWh mer vann i de norske og svenske magasinene enn året før. Ved utgangen av kvartalet var det imidlertid bare 0,5 TWh mer vann i norske og svenske magasiner enn ett år tidligere. Dette skyldes i hovedsak at tilsigene i Norge og Sverige i andre kvartal i år var 5,6 TWh lavere enn i andre kvartal i fjor.

Samlet forbruk i Norge og Sverige er på samme nivå som i fjor, mens den svenske kjernekraftproduksjonen i andre kvartal var 3,1 TWh høyere enn i fjor. Mesteparten av denne produksjonsøkningen har gått til økt svensk eksport. For Norges vedkommende økte imidlertid nettoimport av elektrisk kraft fra 3,2 TWh i andre kvartal i fjor til 3,4 TWh i andre kvartal i år.

Norges samlede forbruk av elektrisk kraft de siste 12 måneder har vært 118,7 TWh. Det er 1,3 prosent høyere enn for ett år siden, men likevel 0,8 TWh lavere enn midlere års produksjonsevne for det norske kraftsystemet. For alle forbrukskategorier er forbruket på vei opp fra det lave nivået forbruket hadde etter perioden med tørt vær og høye priser 2002/2003.

Norden som helhet økte kraftimporten med 0,6 TWh fra første til andre kvartal i år. Samlet var Nordens import i andre kvartal 3,8 TWh, og det er en nedgang på 0,5 TWh fra samme periode i fjor. Import fra Polen og Russland står alene for 3,3 TWh, eller nær 90 prosent av Nordens netto import.

Det er Norge som har hatt den høyeste spotprisen i andre kvartal med 249 kr/MWh (timeveid gjennomsnitt Sør-Norge - elspotområde NO1). Vannsituasjonen og forskjeller i produksjonssystemene har ledet til betydelige prisforskjeller, og den norske prisen er 30 kr høyere enn snittet for kvartalet ved den tyske kraftbørsen EEX. Prisene i Sverige, Danmark og Finland ligger mellom disse nivåene. Prisene viser at ønsket om import har vært høyt i Norge.

I andre kvartal var det 64,6 prosent av husholdningene som kjøpte kraft på standard variabel kontrakt. Det vil si at andelen med standard variabel kontrakt er redusert med om lag 20 prosentpoeng siden første kvartal 2003. Prisspredningen mellom leverandørene i sluttbrukermarkedet var liten også i andre kvartal, og foreløpige tall viser at 54 000 husholdningskunder byttet kraftleverandør dette kvartalet. Så få leverandørbytter er det ikke observert siden tredje kvartal 2002.

Innhold

Sammendrag	3
Forord	5
1 Kraftmarkedet i andre kvartal – lavere tilsig enn normalt gir fortsatt lav magasinfylling.....	6
1.1 Ressursgrunnlaget – tidlig snøsmelting	7
1.2 Høyere magasinfylling i 2004 enn i 2003	12
1.3 Produksjon, forbruk og utenlandshandel	14
1.4 Prisutvikling	31
1.5 Terminprisene for elektrisk kraft	33
1.6 Sluttbrukermarkedet	35
2 Temaartikler	42
2.1 Hvorfor øker nettariffene?	42
2.2 Gass i Norge – Hva er status? Er det lønnsomt å bygge gassrør til Grenland?	52
3 Figur- og tabellvedlegg.....	61

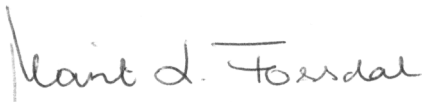
Forord

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

I disse rapportene vil vi dokumentere og kommentere kraftmarkedsutviklingen i kvartalet som har gått. I tillegg inneholder kvartalsrapporten et par temaartikler der medarbeidere i Energi- og markedsavdelingen eller fra andre avdelinger i NVE, formidler resultater fra egne analyser og utredninger. I denne utgaven handler den ene temaartikkelen om nettariffer og inntektsrammer, mens den andre artikkelen ser nærmere på bruken av naturgass i Norge og redegjør for lønnsomheten av gassrør til Grenlandsområdet i Telemark.

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

Oslo, 23. august 2004


Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør

1 Kraftmarkedet i andre kvartal – lavere tilsig enn normalt gir fortsatt lav magasinfylning

Vannmagasinene var våren 2003 godt nedtappet både i Norge og Sverige. Siden den gang har magasinene ligget under det som har vært vanlig fylling de forutgående årene. Det er først og fremst lavere tilsig enn normalt siden våren 2003 som har hindret en raskere oppbygging av beholdningen av vann i kraftverkene og magasinene. Samlet energitilsig til norske og svenske kraftmagasiner var 72,5 TWh i andre kvartal 2004. Det er 7,7 TWh eller nær 10 prosent mindre tilsig enn normalt. I løpet av de siste 12 måneder har det vært en tilsigssvikt i sum for Norge og Sverige på 17,5 TWh. Det utgjør om lag 10 prosent av samlet midlere produksjonsevne i vannkraftsystemet i de to landene.

Ved inngangen til andre kvartal i år var det 6 TWh mer vann i de norske og svenske magasinene enn året før. Ved utgangen av andre kvartal var det imidlertid bare 0,5 TWh mer vann i norske og svenske magasiner enn ett år tidligere. Det vil si at det "forspranget" i magasinbeholdning i forhold til i fjor som vi hadde ved inngangen til andre kvartal var nær spist opp ved utgangen av andre kvartal. Dette skyldes i hovedsak at tilsigene i Norge og Sverige i andre kvartal i år var 5,6 TWh lavere enn i andre kvartal i fjor. Samlet forbruk i Norge og Sverige er på samme nivå som i fjor. Den svenske kjernekraftproduksjonen i andre kvartal var 3,1 TWh høyere enn i fjor. Mesteparten av denne produksjonsøkningen er spist opp av større svensk eksport i andre kvartal i år enn i fjor. For Norges vedkommende økte imidlertid nettoimporten av elektrisk kraft fra 3,2 TWh i andre kvartal i fjor til 3,4 TWh i andre kvartal i år.

Norges samlede forbruk av elektrisk kraft de siste 12 måneder har vært 118,7 TWh. Det er 1,3 prosent høyere enn for ett år siden, men likevel 0,8 TWh lavere enn midlere års produksjonsevne for det norske kraftsystemet. For alle forbrukskategorier er forbruket på vei opp fra det lave nivået det hadde etter perioden med tørt vær høsten 2002 og høye priser utover vinteren 2002/2003.

Kraftproduksjonen i Danmark og Finland er i stor grad basert på varmekraft, og det er først og fremst økt produksjon i disse landene som kan lette presset mot norske og svenske vannkraftmagasiner. Den finske produksjonen økte med 0,4 TWh fra andre kvartal i 2003 til andre kvartal i år. I forhold til andre kvartal 2002 var den finske produksjonen i år 3,9 TWh høyere. Det er spesielt konvensjonell varmekraftproduksjon som har økt i Finland, og varmekraftproduksjonen i Finland i 2003 og 2004 har vært hele 50 prosent høyere enn i 2002. Bildet i Danmark er mer sammensatt. I andre kvartal 2002 var den danske produksjonen 7,1 TWh, for deretter å øke til 9,8 TWh i andre kvartal 2003. I årets andre kvartal falt derimot den danske produksjonen til 8,2 TWh.

Både i Finland og Danmark har spotprisene på elektrisk kraft økt svakt fra andre kvartal i fjor til andre kvartal i år. I samme periode har imidlertid kullprisene nær doblet seg.

Produksjonsmønsteret og reaksjonen på kraft- og kullprisvariasjoner ser dermed ut til å være ulike i Finland og Danmark. Forskjellene kan skyldes at kraftsystemet og de tilhørende produksjonskostnadene varierer mellom landene. I tillegg kan danske kvotebegrensninger med hensyn til utslipp av CO₂ ha ledet til den faktiske kostnaden ved økt kullkraftproduksjon er høyere i Danmark enn i Finland.

Norden som helhet økte kraftimporten med 0,6 TWh fra første til andre kvartal i år. Samlet var Nordens import i andre kvartal 3,8 TWh, og det er en nedgang på 0,5 fra samme periode i fjor. Import fra Polen og Russland står alene for 3,3 TWh, eller nær 90 prosent av Nordens netto import.

Det er Norge som har hatt den høyeste spotprisen i andre kvartal med 249 kr/MWh (timeveid gjennomsnitt Sør-Norge - elspotområde NO1). Vannsituasjonen og forskjeller i produksjonssystemene har ledet til betydelige prisforskjeller, og den norske prisen er 30 kr høyere enn snittet for kvartalet ved den tyske kraftbørsen EEX. Prisene i Sverige, Danmark og Finland ligger mellom disse nivåene. Prisene viser at ønsket om import har vært høyt i Norge.

Det er også betydelige forskjeller mellom områdene når det gjelder den kortsiktige prisvariasjonen. Det er Sør-Norge som har det største innslaget av vannkraft, og det er her prisene har vist minst variasjon siden vannkraften er fleksibel og effektivt fjerner de største pristopper og -bunner. Jo lenger sørover vi kommer, jo større er innslaget av varmekraft som er dyrere å regulere opp og ned. Det medfører stor prisvariasjon som følge av varierende last, og som vanlig har de tyske prisene daglig pendlet rundt de nordiske prisene. Vanligvis er de tyske prisene høyere enn de nordiske om dagen og lavere om natten. I noen grad viser også prisene i Jylland og Sjælland slik variasjon i forhold til de norske, svenske og finske prisene.

Spotprisene økte svakt i løpet av andre kvartal. I Sør-Norge var spotprisen i gjennomsnitt 267 kr/MWh i juni. Nord Pools terminpriser har også økt gjennom andre kvartal. Det er de nærmeste kontraktene (ut 2005) som har økt mest, men også terminprisen for året 2007 har økt med 8 prosent.

I sluttbrukermarkedet har fastpriskontraktene stort sett økt i takt med terminprisene, mens standard variable kontrakter i gjennomsnitt har økt med 0,7 øre/kWh til 34,2 øre/kWh i løpet av andre kvartal. I andre kvartal var det 64,6 prosent av landets husholdninger som kjøpte kraft på standard variabel kontrakt. Det vil si at andelen med standard variabel kontrakt er redusert med om lag 20 prosentpoeng siden første kvartal 2003. Prisspredningen mellom leverandørene i sluttbrukermarkedet var liten også i andre kvartal, og foreløpige tall viser at 54 000 husholdningskunder byttet kraftleverandør dette kvartalet. Så få leverandørbytter er det ikke observert siden tredje kvartal 2002.

1.1 Ressursgrunlaget – tidlig snøsmelting

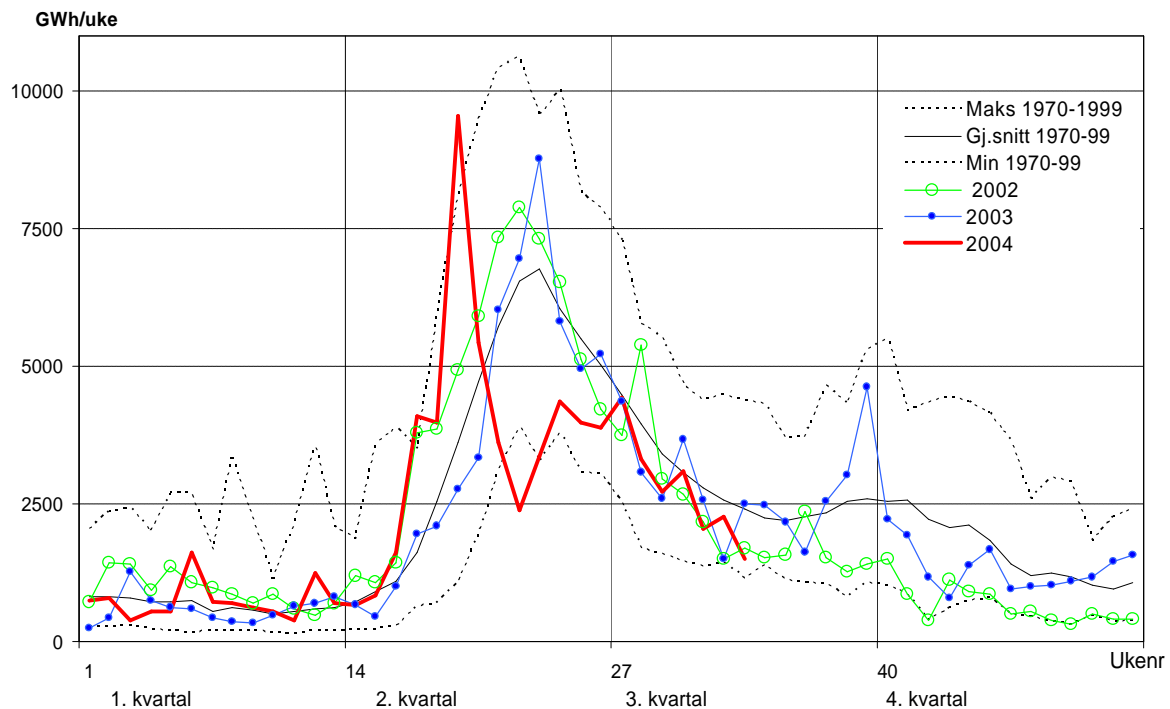
1.1.1 Norge

Tidlig snøsmelting i hele landet ga store tilsig i april og begynnelsen av mai. Midt i april (uke 17) var tilsiget 4,1 TWh. Dette var andre gang siden 1931 at tilsiget var større enn 4 TWh så tidlig på våren. Forrige gang var i 2000. Tilsiget kulminerte i begynnelsen av mai (uke 19) med 9,5 TWh. Vi må helt tilbake til 1934 for å finne et større beregnet tilsig for uke 19.

Hovedårsaken til det høye tilsiget i uke 19 både i år og i 1934 var svært varmt vær som ga intens snøsmelting over store deler av landet. Samtidig med varmen kom det i år mye nedbør flere steder i Sør-Norge. Dette førte til flomvannføring og skader i en rekke vassdrag. For eksempel ble det øverst i Hallingdal, på snøputa Bakko som ligger 1020 moh., registrert en smelting på nær 100 mm i løpet av 6. og 7. mai. Samtidig kom det omkring 50 mm regn. Resultatet ble den største vannføringen i Hallingdalselva siden vassdraget ble regulert på 1940-tallet.

I uke 22 ble det et rekordlavt tilsig med kun 2,4 TWh. Det er 0,8 TWh mindre enn tidligere beregnet minimumsverdi siden 1931. Dette skyldes både forutgående kraftig snøsmelting, slik at store arealer var blitt snøfrie og omslag til kaldere vær over hele landet. I tillegg kom det i uke 22 lite nedbør.

Figur 1.1.1 Nyttbart tilsig (GWh/ uke) i Norge i 2002, 2003 og 2004. Maksimum, minimum og gjennomsnitt er for perioden 1970-99. Kilde: NVE og Nord Pool.



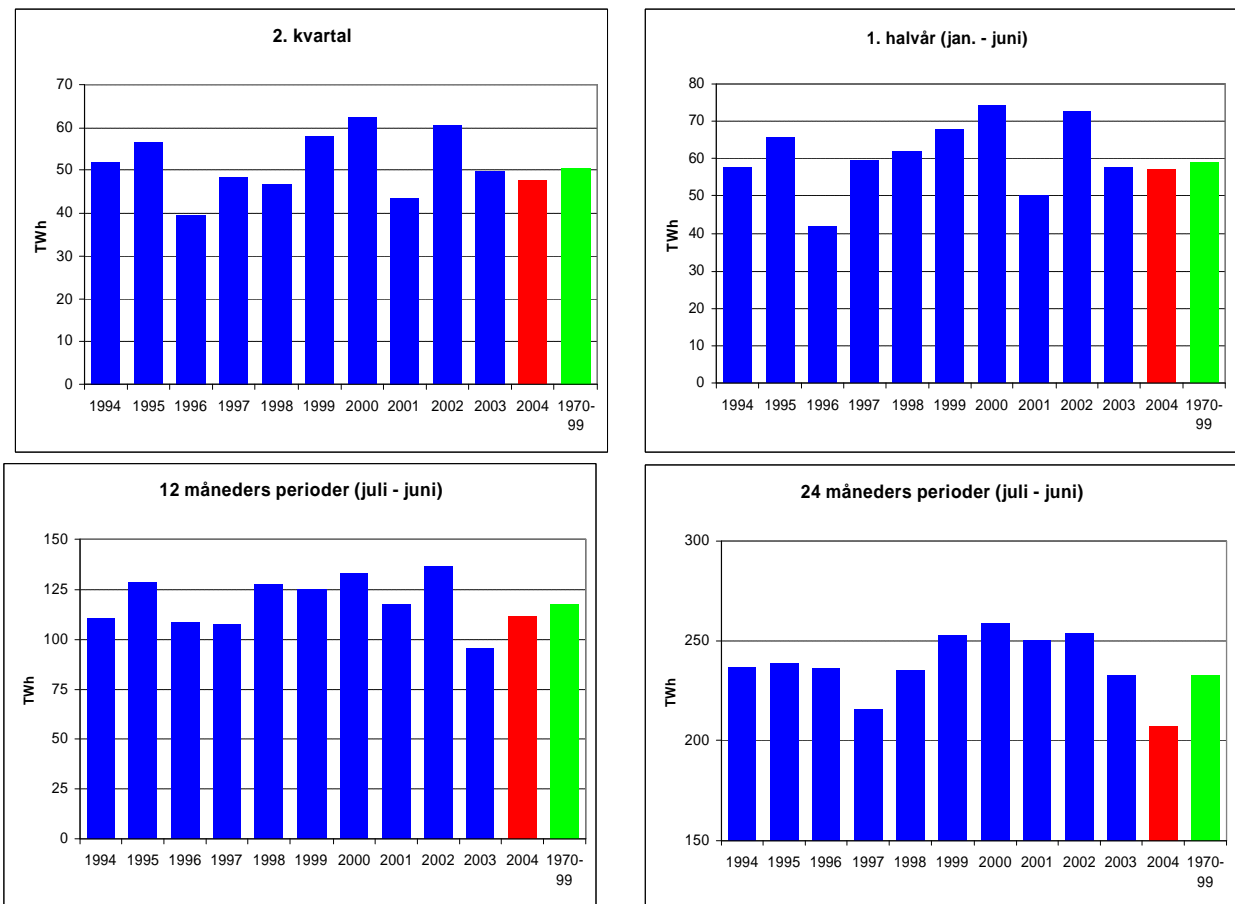
For andre kvartal i 2004 (uke 14-26) er sum nyttbart tilsig 48 TWh. Det er 2 TWh mindre enn i 2003 og 3 TWh mindre enn gjennomsnittet for referanseperioden 1970-99. Det er likevel langt innenfor den variasjon en må påregne fra år til år.

For første halvår er sum nyttbart tilsig 57 TWh. Det er omtrent som i 2003 og 2 TWh mindre enn normalt.

Siste 12 måneder (juli 2003 – juni 2004) har tilsiget vært 111 TWh. Det er 7 TWh mindre enn normalt, men likevel 15 TWh høyere enn nest siste 12 månedersperiode (juli 2002- juni 2003). Tallet for nest siste 12 månedersperiode er svært lavt da det inneholder den tørre høsten i 2002.

I sum for de siste 24 månedene (juli 2002 – juni 2004) har tilsiget vært 207 TWh. Det er 29 TWh mindre enn normalt. Det er det minste tilsiget for denne 24 måneders perioden siden 1978, da det var 196 TWh. Siden 1931 er minste nyttbare tilsig for tilsvarende periode 185 TWh eller omkring 50 TWh mindre enn normalt. Minimumsverdiene er fra årene 1968-70 og 1938-40.

Figur 1.1.2 Nyttbart tilsig for ulike tidsperioder, 1994-2004. TWh. Kilde: NVE og Nord Pool.



Ifølge data fra Meteorologisk institutt kom det for Norge omkring 110 prosent av normal nedbør fra april til juni. Omregnet i nedbørene energi har det kommet omkring 21 TWh, som også er 10 prosent mer enn normalt.

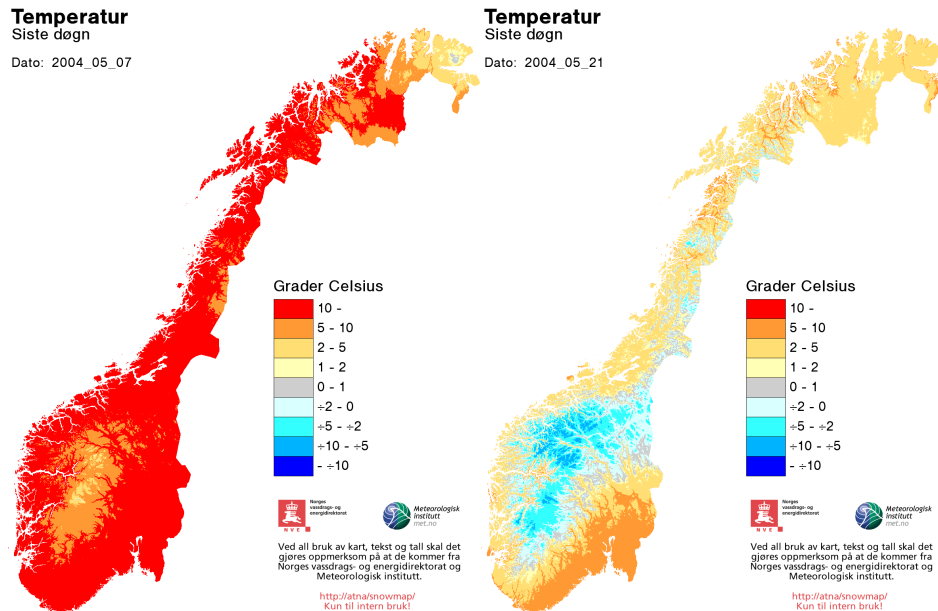
I årets første 3 måneder kom det imidlertid mindre nedbør enn normalt, slik at for første halvår er det kun kommet 5 prosent mer nedbør enn normalt. Men avvikene fra normalt er ikke geografisk jevnt fordelt. I flere av kjerneområdene for vannkraftproduksjon kom det i første kvartal betydelig mindre nedbør enn normalt. Det medfører at beregnet nedbørene energi for første halvår er 51 TWh, mot normalt 56 TWh.

Middeltemperaturen for Norge i perioden april til juni var 1,1 grader over normalen for årene 1961 -1990. April var svært varm med en månedstemperatur for Norge som var drøyt 3 grader over normalt. Det var den varmeste april siden målingene startet i 1867.

Også begynnelsen av mai var svært varm. En ser av figur 1.1.3 at døgnmiddeltemperaturen 7. mai var omkring 5 – 10 °C selv i høyfjellet i Sør-Norge. Mot midten av måneden falt temperaturen kraftig over hele landet. Temperaturkartet fra 21. mai viser at det da var kuldegrader i fjellområdene fra Nordland og sørover. Også på indre strøk av Østlandet var temperaturen falt til omkring null grader. Det medførte at

flere lavereliggende områder i Sør-Norge fikk 20 – 25 cm nysnø den 21. og 22. mai, det er uvanlig så sent i mai.

Figur 1.1.3 Temperaturen 7. og 21. mai 2004. Kilde: NVE og met.no

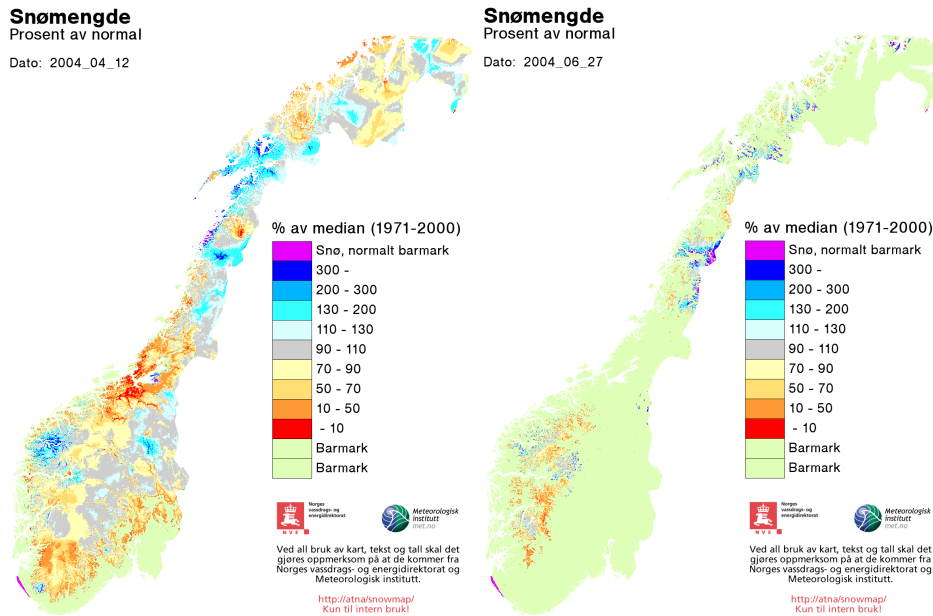


Med unntak av de nordlige delene av Finnmark, var temperaturen i juni noe under normalt. For første halvår i 2004 var middeltemperaturen for Norge 1,3 grader over normalt.

Beregnet snømagasin for det norske vannkraftsystemet kulminerte i første halvdel av april (uke 16, figur x.x). Det var da omkring 10 prosent mindre snø enn normalt, men med store regionale forskjeller. Spesielt i Trøndelag, Rogaland, Agder og vestlige deler av Telemark var det betydelig mindre snø enn normalt. Deler av Troms og Nordland samt områdene omkring Nordfjord på Vestlandet hadde noe mer snø enn normalt.

Ved utgangen av 2. kvartal (uke 26, figur 1.1.4) var omkring 80 prosent av årets snømagasin smeltet. Figuren viser at i høyfjellet i Sør-Norge var det til dels betydelig mindre snø enn normalt. I fjellområdene sør i Nordland var det derimot fortsatt noe mer snø enn normalt.

Figur 1.1.4 Beregnet snømengde 12. april (uke 16) og 27. juni (uke 26) 2004 i forhold til normale snømengder for perioden 1971-2000. Kilde: NVE og met.no



1.1.2 Tilsiget i Sverige

Det svenske tilsiget i andre kvartal 2004 (uke 14-26) var totalt på 24,5 TWh. Det er 3,6 TWh mindre enn i samme periode i 2003 og det er 7,5 TWh lavere enn i 2002. Normalt tilsig i samme periode er 29,2 TWh.

I første halvår var tilsiget 29,6 TWh. Det er 2,3 TWh mindre enn i 2003 og 4,4 TWh mindre enn normalt.

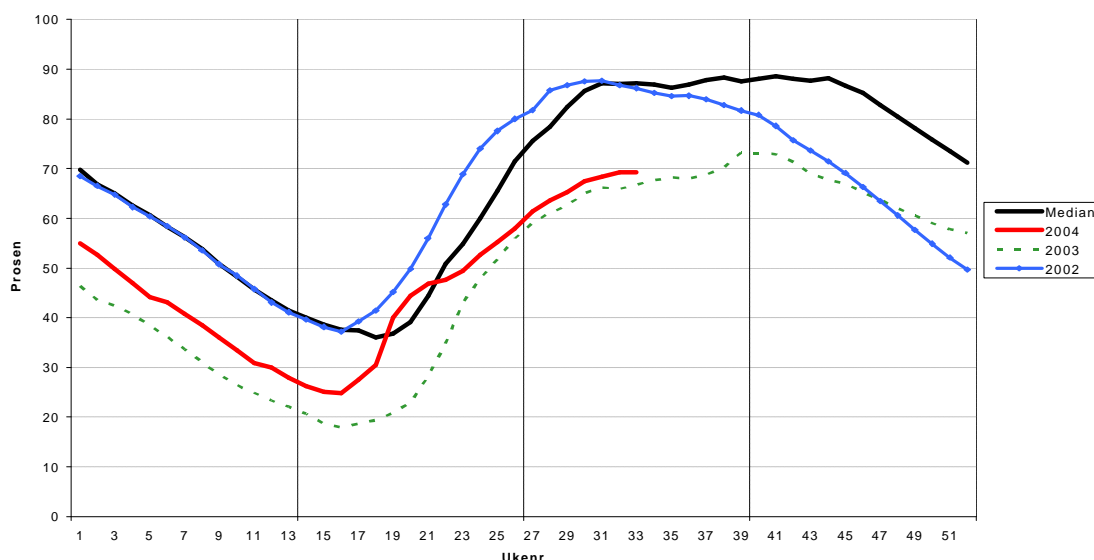
De siste 12 månedene (uke 27 2003 til uke 26 2004) var tilsiget vel 52 TWh, eller 10,5 TWh under normalt. Dette er likevel om lag 4 TWh høyere enn for tilsvarende periode ett år tidligere. Gjennom de siste 24 månedene (juli 2002 til juni 2004) har tilsiget vært i overkant av 100 TWh som er ca 25 TWh mindre enn normalt.

1.2 Høyere magasinfylling i 2004 enn i 2003

1.2.1 Utviklingen i de norske vannmagasinene

Ved inngangen til andre kvartal 2004 var fyllingsgraden 27,9 prosent eller 13,6 prosentpoeng lavere enn normalt¹ for årstiden. Årets laveste fyllingsgrad inntraff 19. april med 24,8 prosent. Tidlig snøsmelting i hele landet ga høye tilsig i april og i begynnelsen av mai. Dette førte til at fyllingsgraden passerte medianverdien i midten av mai. I resten av kvartalet var tilsiget mindre enn normalt, noe som førte til at magasinfyllingen igjen ble liggende under medianverdien. Selv om tilsiget i andre kvartal var lavere enn normalt, har høy import og lav produksjon ført til omtrent normal fyllingstakt for magasinene. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllingen 58 prosent. Det er 13,5 prosentpoeng lavere enn medianverdien på samme tidspunkt, dvs. at avstanden til medianen var omtrent den samme i begynnelsen og på slutten av kvartalet. Samlet magasinkapasitet for norske vannmagasiner er 84,3 TWh. Ved utgangen av kvartalet er det 11,4 TWh mindre vann i magasinene enn ved median fylling. I forhold til 2003 ligger vi imidlertid 2 prosentpoeng eller 1,7 TWh høyere.

Figur 1.2.1 Fyllingsgrad for landets magasiner i 2002, 2003 og 2004, prosent. Kilde: NVE

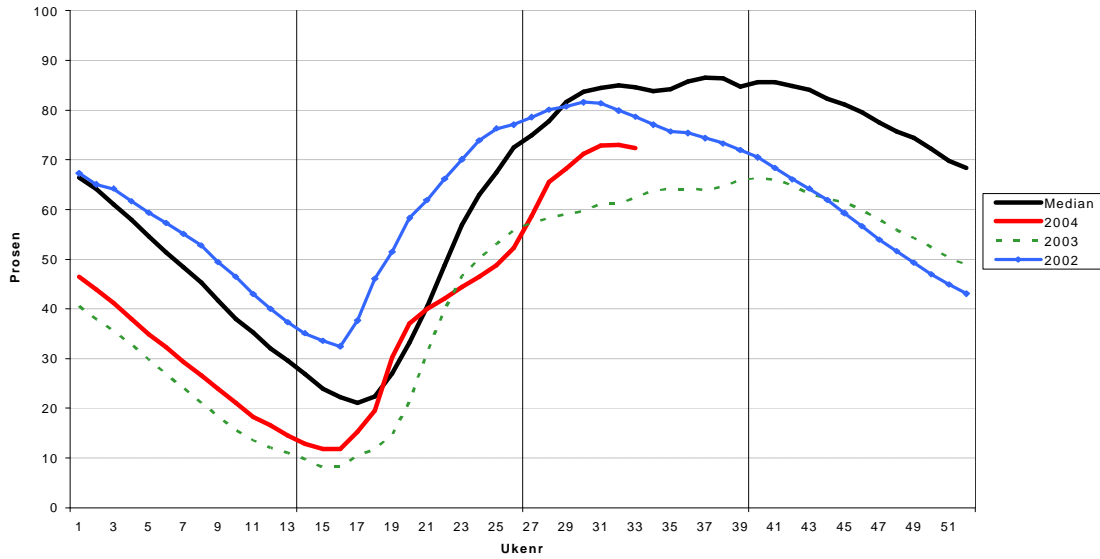


1.2.2 Magasinutviklingen i Sverige og Finland

Ved inngangen til andre kvartal 2004 var fyllingsgraden for svenske magasiner 14,5 prosent eller 15,1 prosentpoeng lavere enn medianverdien til samme tid for perioden 1950-2001. Årets laveste fyllingsgrad inntraff i midten av april med 11,8 prosent. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllingen 52,3 prosent. Det er 20,1 prosentpoeng lavere enn medianverdien på samme tidspunkt. Magasinkapasiteten for svenske vannmagasiner er 33,8 TWh. I løpet av kvartalet er avstanden til medianen blitt større, slik at det er 6,8 TWh mindre vann i magasinene enn ved median fylling. Fyllingen ved utgangen av andre kvartal 2004 var 3,6 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2003.

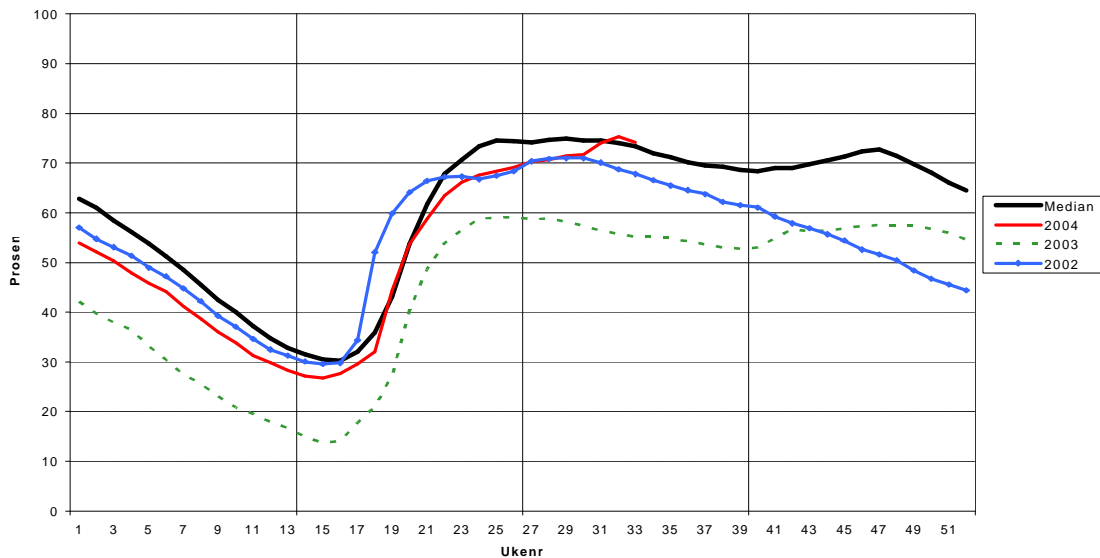
¹ Median for perioden 1990-2003

Figur 1.2.2 Vannmagasinenes fyllingsgrad i Sverige i 2002, 2003 og 2004, prosent. Kilde: Nord Pool



Ved inngangen til andre kvartal 2004 var fyllingsgraden for finske magasiner 28,3 prosent eller 4,6 prosentpoeng lavere enn medianverdien til samme tid for perioden 1978-2001. Årets laveste fyllingsgrad inntraff ved utgangen av uke 15 med 26,8 prosent. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllingen 69,2 prosent. Det er 5,2 prosentpoeng lavere enn medianverdien. Fyllingen var imidlertid 10 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2003. Magasinkapasiteten for finske vannmagasiner er 5,5 TWh.

Figur 1.2.3 Vannmagasinenes fyllingsgrad i Finland i 2002, 2003 og 2004, prosent. Kilde: Nord Pool

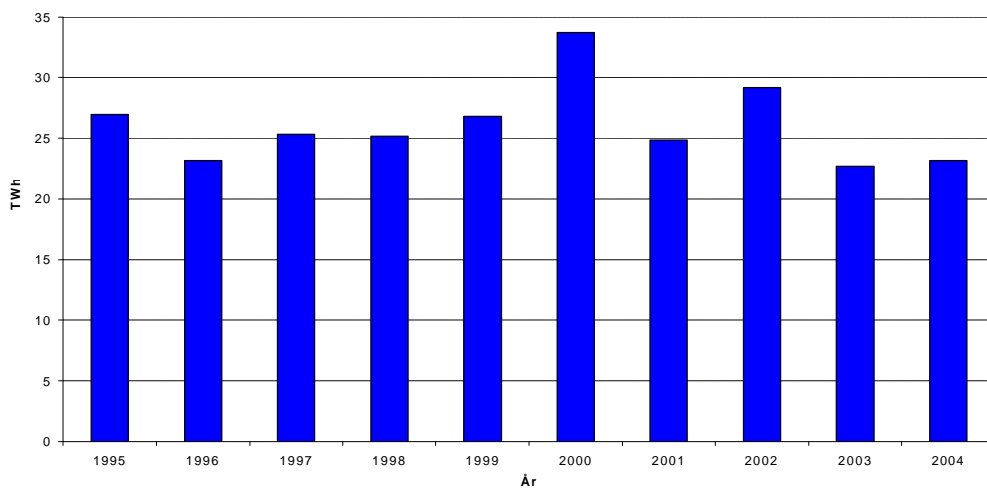


1.3 Produksjon, forbruk og utenlandshandel

1.3.1 Norge - liten økning i produksjonen i andre kvartal 2004

Elektrisitetsproduksjonen i Norge i andre kvartal i år var på i alt 23,2 TWh mot 22,7 TWh i tilsvarende periode i 2003. Det er en økning på 2,1 prosent. Produksjonen i andre kvartal i år har vært høyere enn i fjor, bortsett fra på slutten av kvartalet.

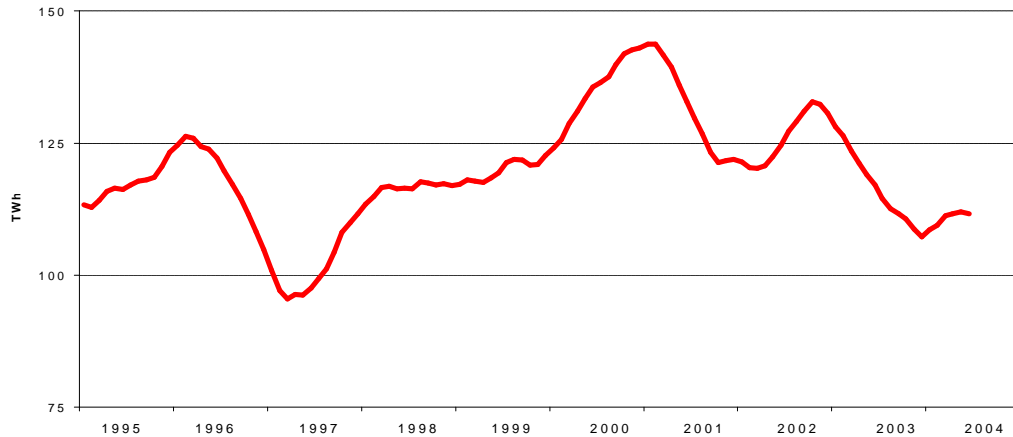
Figur 1.3.1 Kraftproduksjon i andre kvartal for perioden 1995-2004, TWh. Kilde: NVE



I første halvår var produksjonen 56,8 TWh som er 4,3 TWh mer enn i samme periode i 2003, dvs. en økning på 8,3 prosent.

De siste 12 månedene er det produsert 111,6 TWh som er 4,6 prosent mindre enn i samme periode ett år tidligere. Produksjonen de siste 12 månedene er dermed i underkant av 8 TWh lavere enn midlere årlig produksjonsevne for det norske kraftsystemet (vann-, vind- og varmekraft) som er beregnet til ca 119,5 TWh. Det var først og fremst lav magasinfylling og mindre tilsig enn normalt som ledet til den lave kraftproduksjonen de siste 12 månedene.

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



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

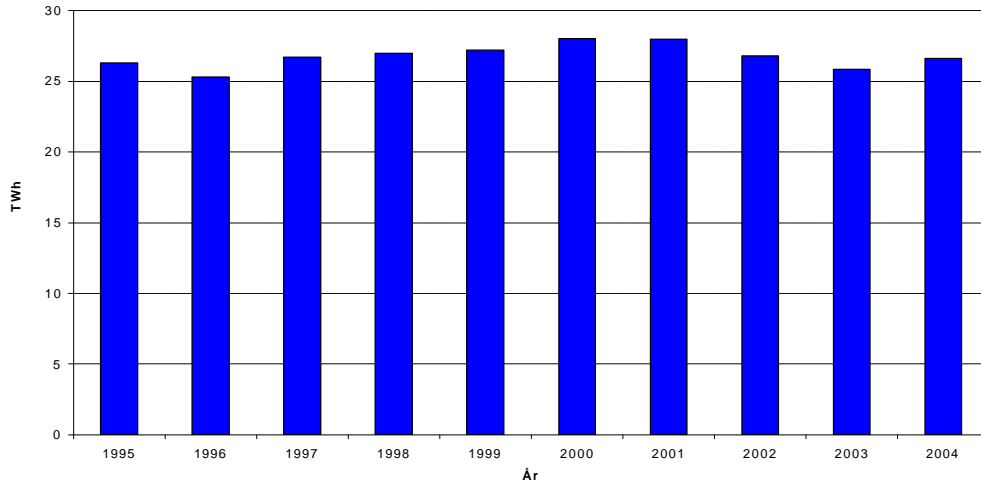
1.3.2 Det norske kraftforbruket er fortsatt på vei oppover

Det innenlandske elektrisitetsforbruket var i andre kvartal på i alt 26,6 TWh mot 25,8 TWh i 2003. Det er en økning på 2,8 prosent. Forbruket i andre kvartal er nå tilbake på samme nivå som i tilsvarende periode i 2002.

Noe av økningen i elektrisitetsforbruket i andre kvartal ser ut til å skyldes overgang fra olje til elektrisitet, siden det er observert en nedgang i salget av lette fyringsoljer (inkl. parafin) i andre kvartal. Nedgangen i oljesalget er på vel 16 prosent, eller ca 0,3 TWh (ved bruksvirkningsgrad 0,8) i forhold til samme periode i 2003.

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

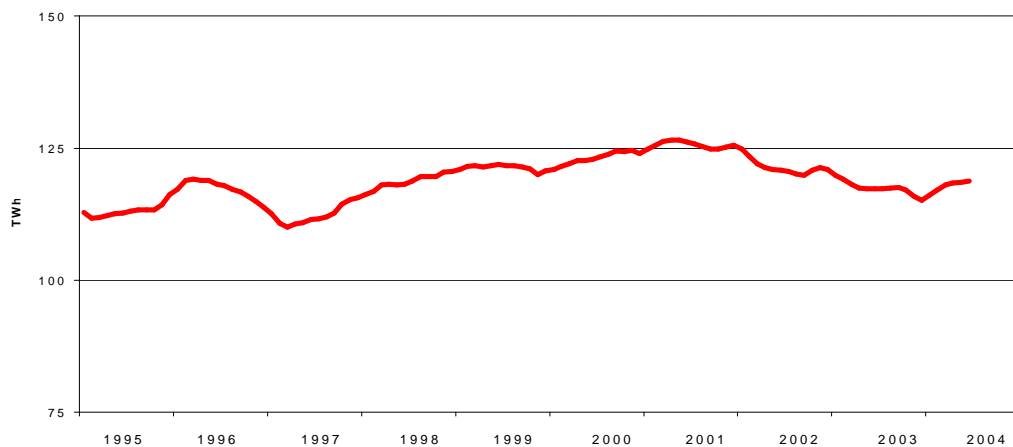
Figur 1.3.3 Innenlandsk forbruk av elektrisk kraft i andre kvartal for perioden 1995-2004, TWh. Kilde: NVE



I første halvår 2004 var elektrisitetsforbruket 62,5 TWh. Det er 3,6 TWh mer enn i samme periode i 2003, dvs. en økning på 6,1 prosent.

I sum for de siste 12 månedene har det norske elektrisitetsforbruket vært 118,7 TWh. Det er 1,3 prosent høyere enn i samme periode ett år tidligere. Forbruket de siste 12 månedene er således ca 0,8 TWh lavere enn midlere årlig produksjonsevne.

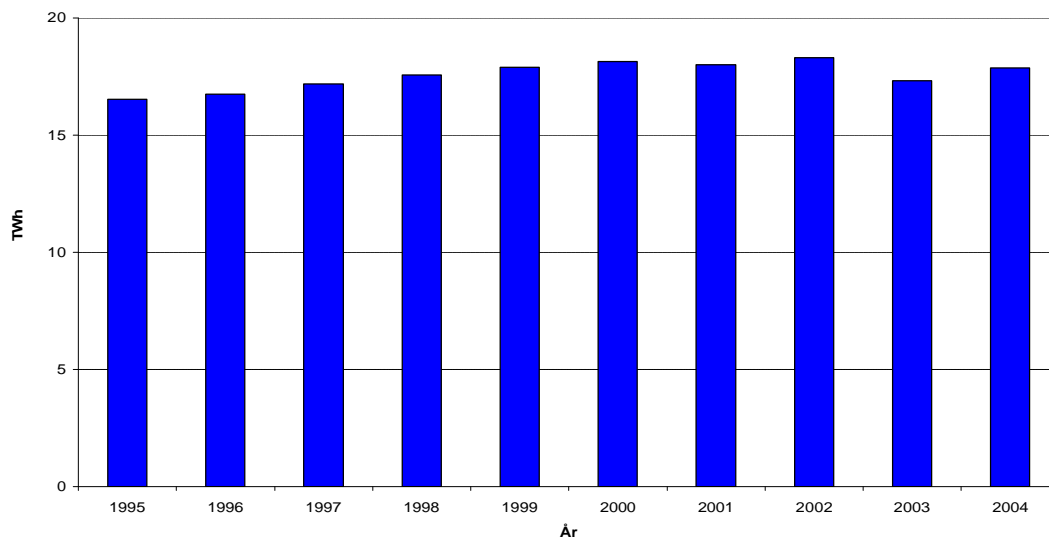
Figur 1.3.4 Sum innenlandsk elektrisitetsforbruk for de siste 12-måneder, TWh. Kilde: NVE



Figuren viser at forbruket er i ferd med å ta seg opp etter å ha falt i perioden 2001-2003. Dette mønsteret stemmer godt med hva som ble observert i 1997 etter tørråret 1996. Sum forbruk de siste 12 måneder er nå oppe på samme nivå som i begynnelsen av 1998.

Forbruket i alminnelig forsyning var i andre kvartal på 17 TWh mot 16,9 TWh i 2003. Der er en økning på 0,4 prosent til tross for at det i år har vært varmere enn i 2003.

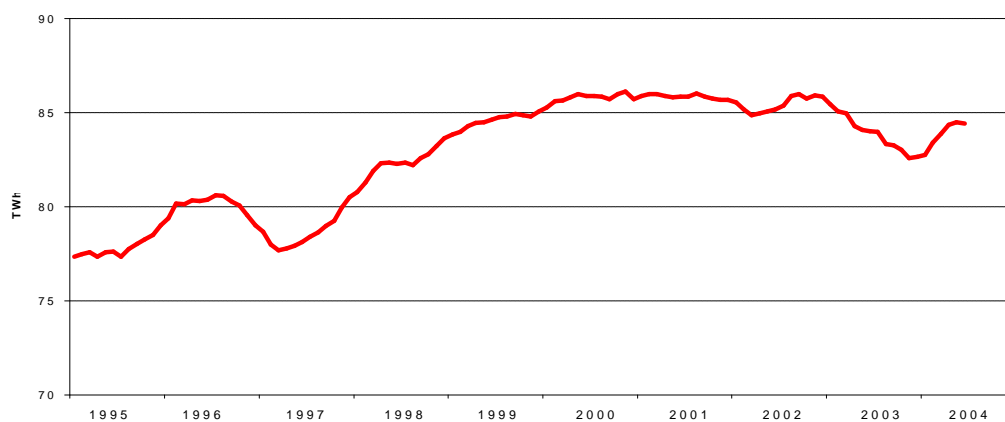
Figur 1.3.5 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, andre kvartal 1995-2004, TWh. Kilde: NVE



Andre kvartal var varmere enn normalt, og korrigert til normale temperaturforhold ble det alminnelige forbruket 17,9 TWh mot 17,3 TWh i 2003, dvs. en økning på 3,1 prosent. For siste 12-månedersperiode var det en økning på 0,5 prosent.

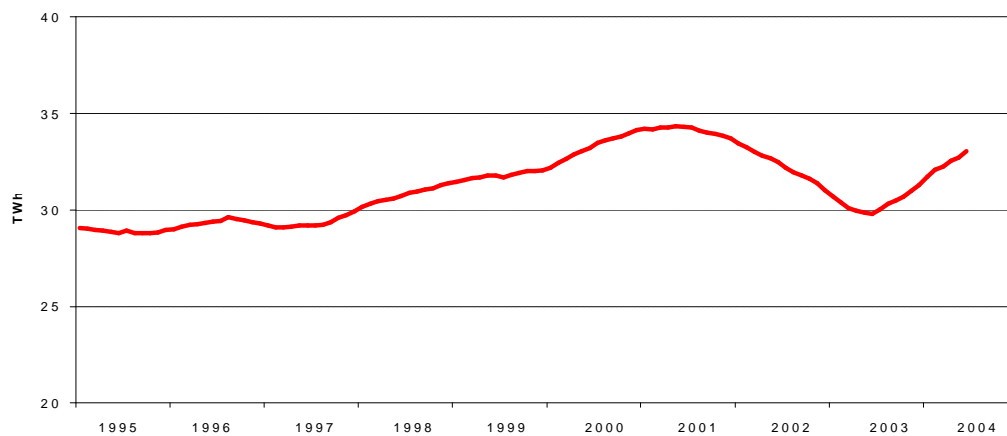
Figur 1.3.5 viser at forbruket i andre kvartal har økt jevnt i hele perioden 1995-2002, men at andre kvartal 2003 hadde lavt forbruk. Det er således ikke uventet at forbruket har økt i andre kvartal 2004.

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



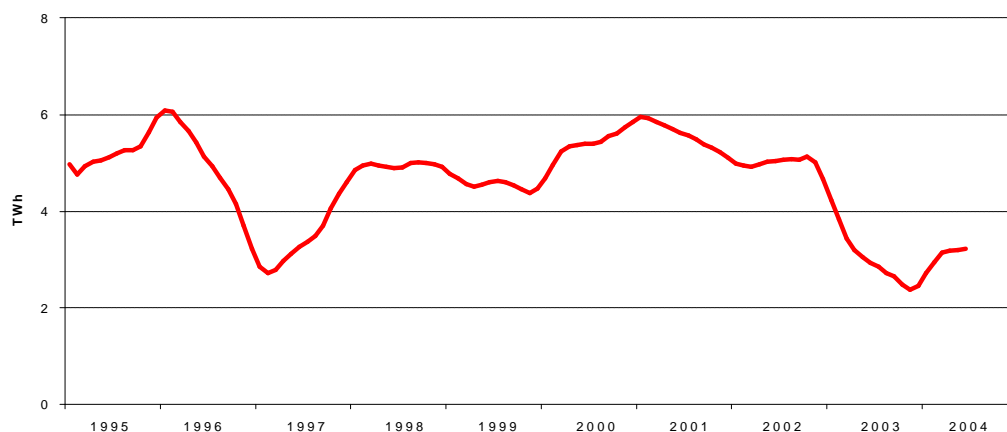
Forbruket i kraftintensiv industri var i andre kvartal 10,2 prosent høyere enn i samme periode i 2003. For siste 12-månedersperiode har det vært en økning på 10,9 prosent. Veksten i kraftintensiv industris forbruk har vært sterk siden sommeren 2003. Økningen har sammenheng med produksjonsøkning på Sunndalsøra, gode markedsforhold for denne industrien og at denne sektoren i fjor solgte kraft tilbake til markedet i stedet for å bruke kraften selv.

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



Forbruket av kraft til elektrokjeler var i andre kvartal 13 prosent høyere enn i tilsvarende periode i fjor. De siste 12 måneder har forbruket vært 3,2 TWh som er 9,8 prosent mer enn i samme periode ett år tidligere.

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

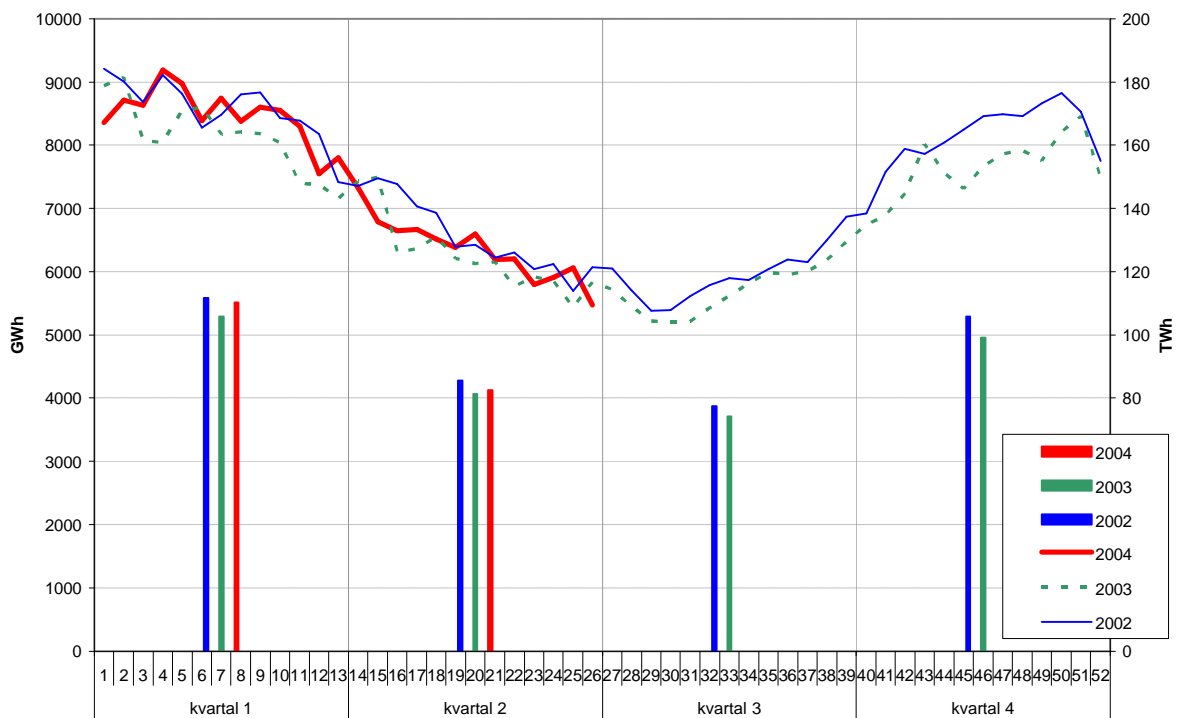


Elektrokjeler benytter ofte olje i stedet for elektrisitet dersom det faller seg lønnsomt. I perioden 1995-2004 har kraftprisene variert betydelig. Ut fra figuren ser vi at variasjonsområdet for elektrokjelforbruket i perioden 1995-2004 er fra vel 2 TWh til 6 TWh. Om lag 2 TWh av dette forbruket ser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

1.3.3 Vannkraftproduksjonen i Norden tilbake til 2003-nivået

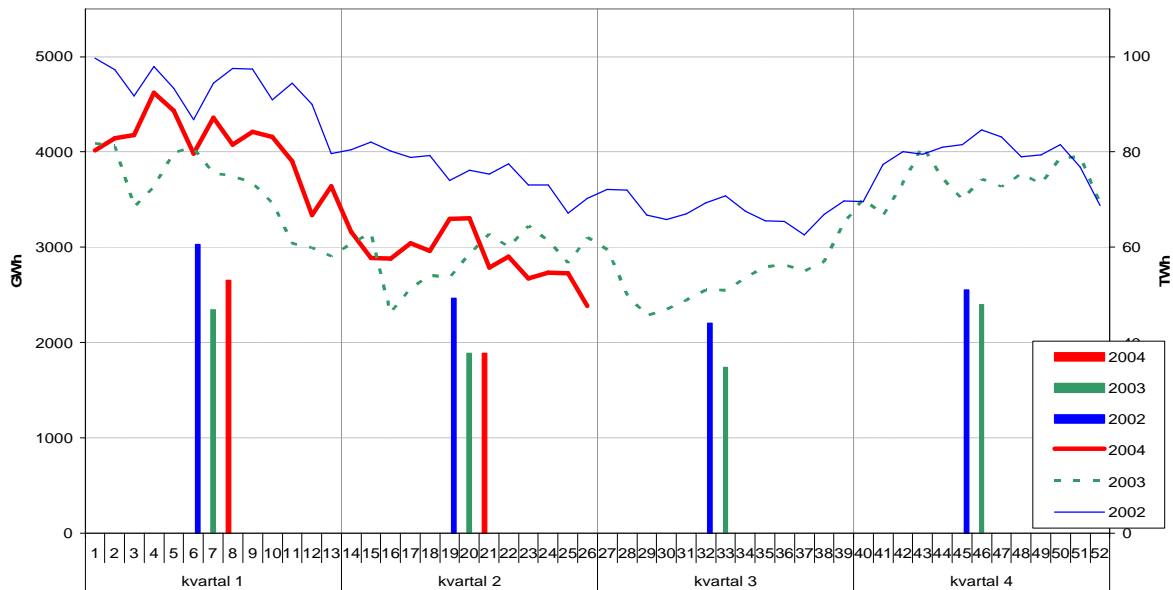
Den nordiske kraftproduksjonen var 82,5 TWh i andre kvartal. Sammenlignet med andre kvartal i fjor er det en økning i det samlede produksjonsvolumet med 1 TWh. Sett opp mot andre kvartal 2002, da produksjonen var 85,6 TWh, har imidlertid den nordiske produksjonen i år vært lavere. En restriktiv kjøringstilstand hos de nordiske vannkraftprodusentene med magasineringsmuligheter har også i dette kvartalet ført til relativt høye priser i det nordiske markedet. Dette har igjen gitt signaler til kraftprodusenter som benytter andre teknologier om økt lønnsomhet og resultert i høy kraftimport til Norden.

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



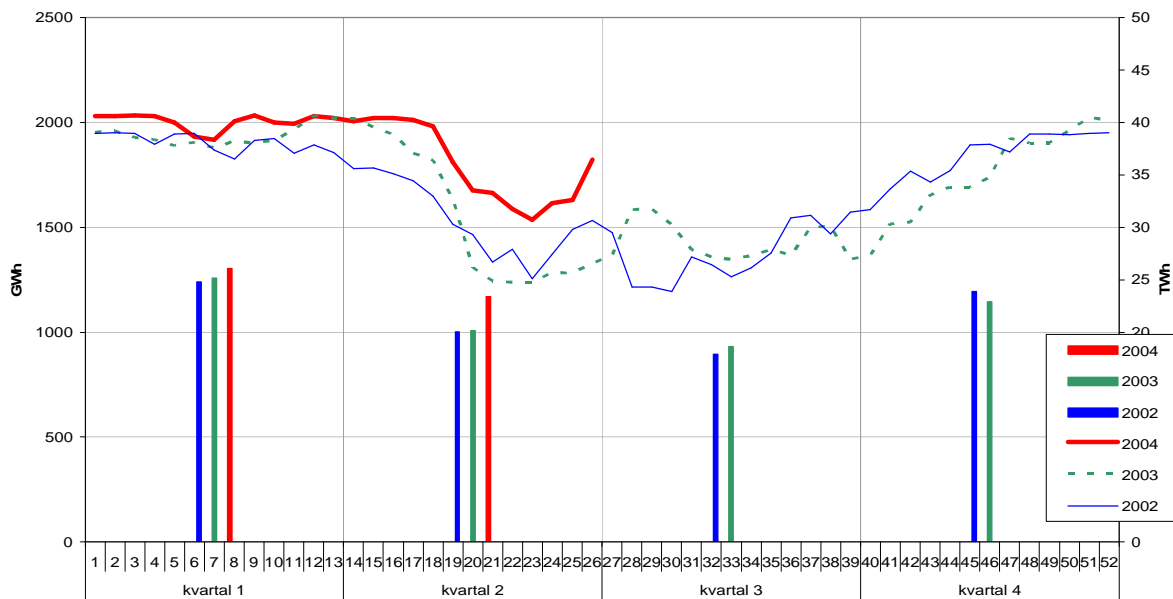
Den nordiske vannkraftproduksjonen har i sum gjennom andre kvartal vært 37,7 TWh. Sammenlignet med samme kvartal i fjor er dermed vannkraftproduksjonen uendret. I andre kvartal 2002, da ressursituasjonen var vesentlig bedre, var det en samlet nordisk vannkraftproduksjon på 49,4 TWh, hvilket er 11,7 TWh, eller over 30 prosent mer enn andre kvartal i år. Sammenlignet med 2003, ser vi av figuren under at vannkraftproduksjonen i år var høyere i begynnelsen av andre kvartal, mens produksjonen fra midten av mai har ligget under 3000 GWh pr. uke.

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



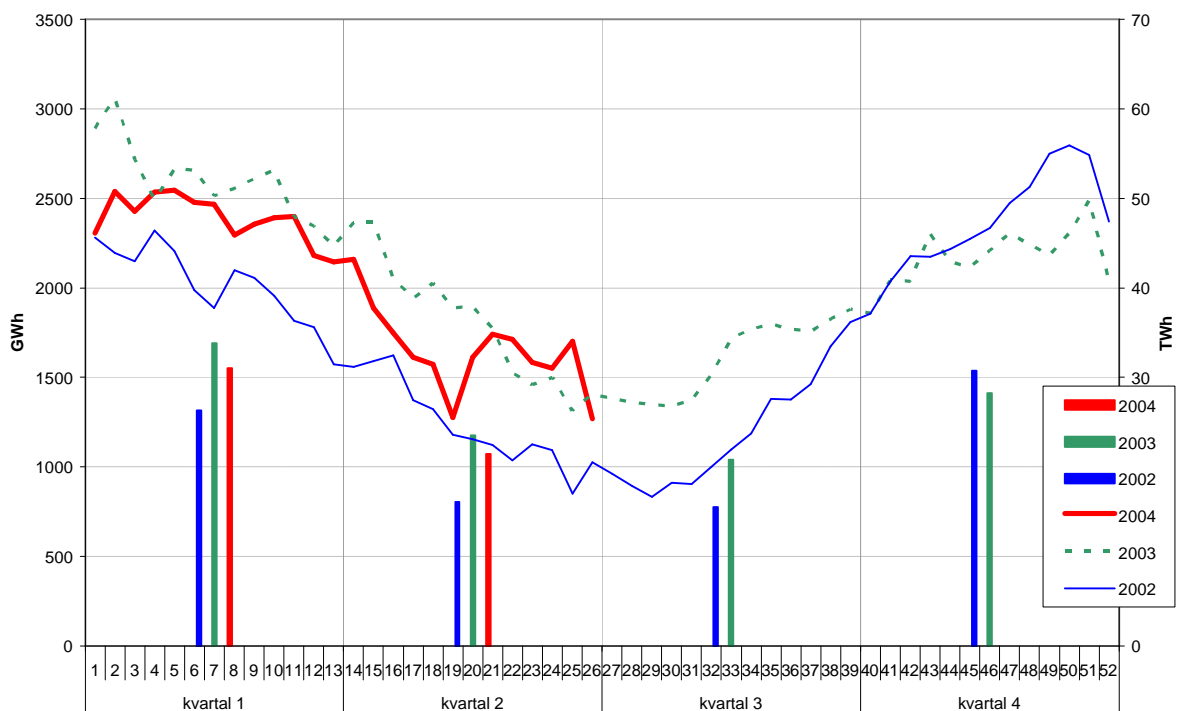
En hovedårsak til at vannkraftproduksjonen har vært lav i starten av sommeren er høy produksjon i de nordiske kjernekraftverkene. I sum var det i andre kvartal en kjernekraftproduksjon på 23,4 TWh. I andre kvartal i de to foregående årene var det en produksjon på henholdsvis 20 (2002) og 20,2 TWh (2003). Nær hele økningen i kjernekraftproduksjon har funnet sted hos svenske produsenter. I Finland lå kjernekraftproduksjonen i andre kvartal i 2002 og 2003 på 5,1 TWh, mens den økte til 5,2 TWh i 2004.

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



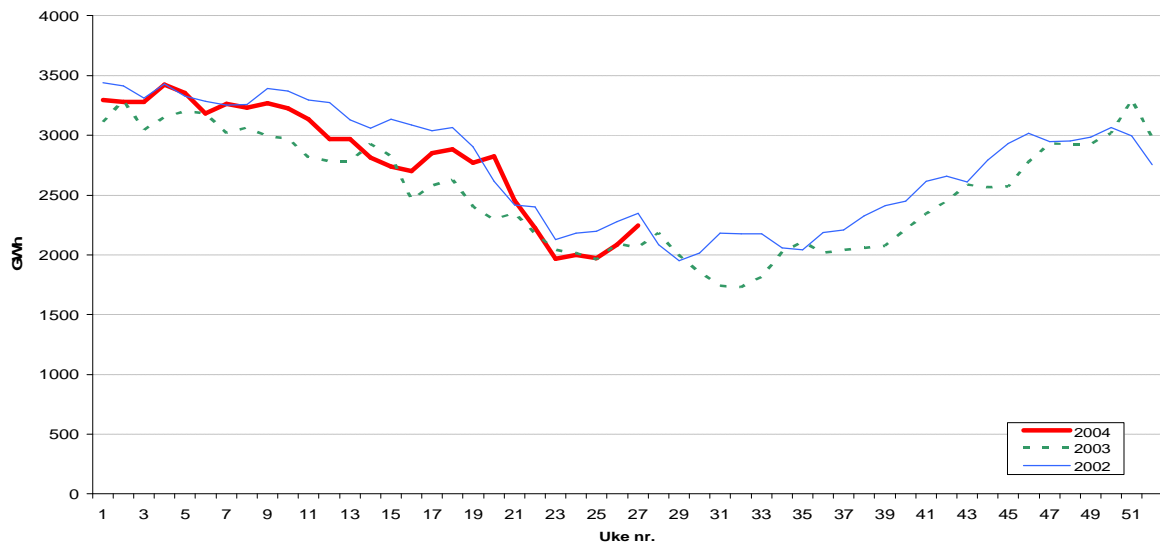
Produksjonen fra øvrige varmekraftverk var betydelig lavere enn i fjor gjennom hele første kvartal. I starten av andre kvartal fortsatte dette bildet med lav produksjon fra varmekraftverkene. I fjor var det imidlertid en veldig høy produksjon fra de øvrige varmekraftverkene gjennom hele vinteren og våren. Etter å ha falt helt ned til nivået i 2002 med 1275 GWh i uke 19 i starten av mai tok produksjonen seg igjen opp utover i mai. Dette sammenfalt med tiltagende priser i det nordiske kraftmarkedet. I løpet av andre kvartal har produksjonen fra øvrige varmekraftverk utgjort 21,4 TWh. Sett opp mot samme periode i fjor er det en nedgang på ca 2 TWh. Fra og med uke 20 til uke 26 har produksjonen i år vært 0,3 TWh høyere enn i fjor.

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



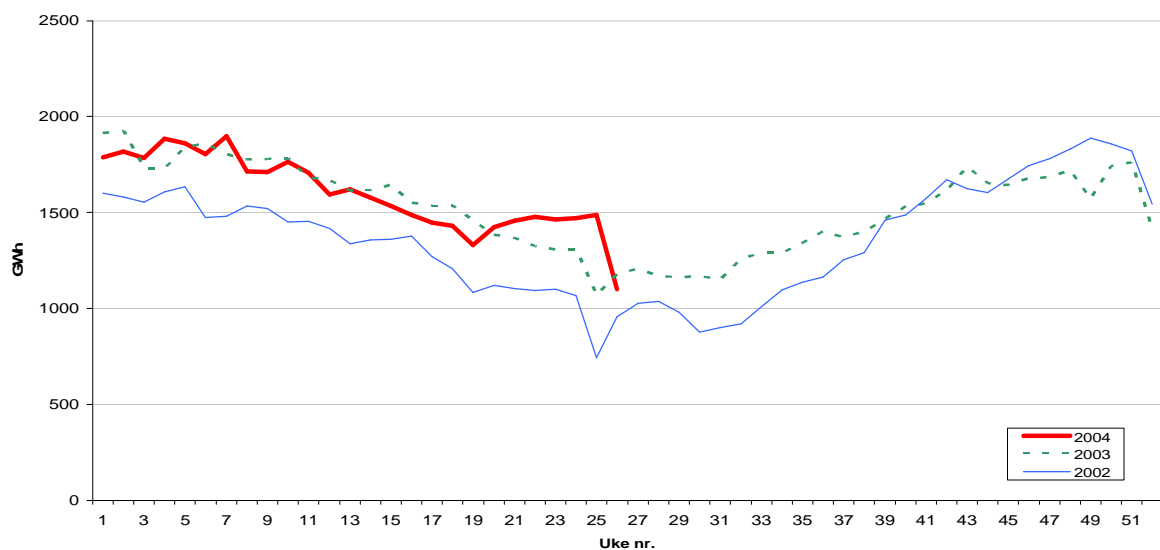
Den svenske kraftproduksjonen har i løpet av første halvår vært om lag 4 TWh høyere enn i fjor. I andre kvartal var produksjonen 32,3 TWh og 1,5 TWh høyere enn i tilsvarende kvartal i fjor. Sammenlignet med i fjor har det vært en økning i kjernekraftproduksjonen med 3,1 TWh. Vannkraftproduksjonen og produksjonen fra øvrige varmekraftverk har falt med henholdsvis 1,2 og 0,3 TWh fra andre kvartal i fjor til i år.

Figur 1.3.13 Svensk produksjon, uke 1, 2002 – uke 26, 2004. GWh. Kilde: Nord Pool



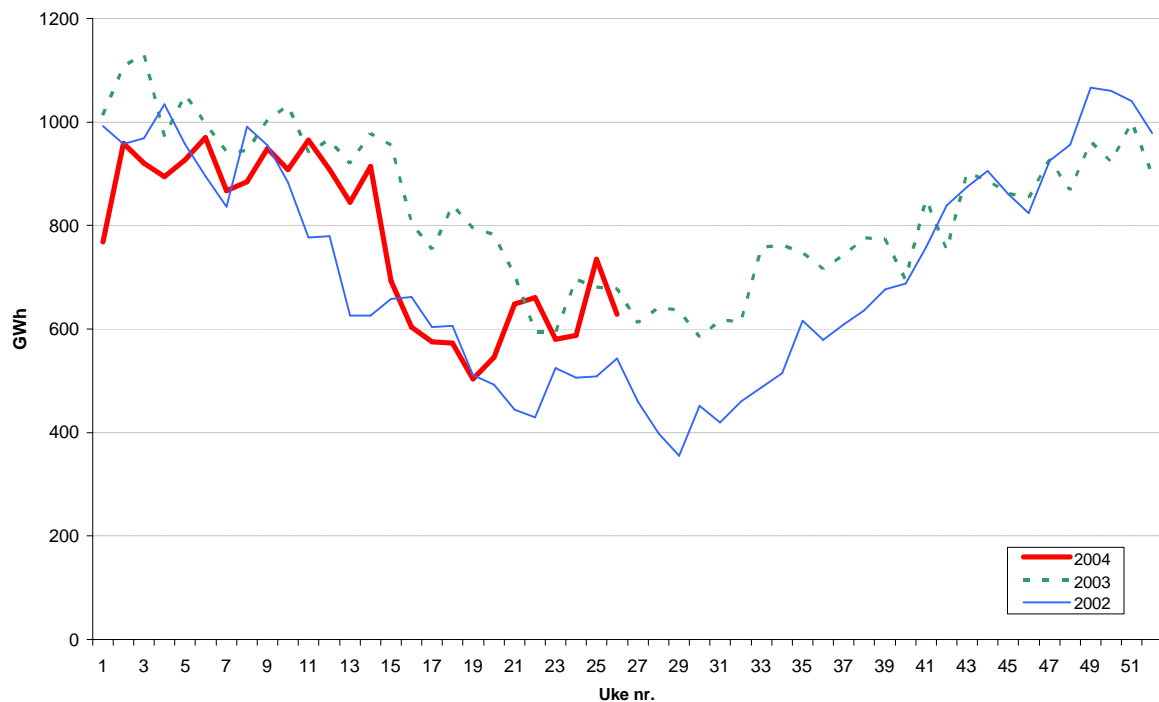
I Finland har det blitt produsert 18,7 TWh i andre kvartal. Produksjonen falt frem mot uke 19, mens den lå i underkant av 1500 GWh/uke fra uke 20 til 25. I uke 26 falt produksjonen ned til 1100 GWh, som følge av ferieavvikling. I andre kvartal i 2002 var den finske produksjonen 15 TWh. Det er spesielt produksjonen i øvrig varmekraft som har dratt opp den finske produksjonen andre kvartal de to siste årene. Mens det i andre kvartal 2002 var en samlet produksjon fra øvrig varmekraft på 6,9 TWh, økte produksjonen med ca. 50 prosent, til en produksjon rundt 10,5 TWh i 2003 og 2004. Bakgrunnen for denne økningen er at flere ”møllposeverk” i Finland ble satt i drift i løpet av 2003. Prisene i den etterfølgende perioden har tydeligvis gitt signaler om fortsatt produksjon fra disse verkene. Den finske vannkraftproduksjonen har i andre kvartal i år vært 0,5 TWh høyere enn i andre kvartal i fjor og 0,3 TWh høyere enn i samme kvartal 2002.

Figur 1.3.14 Finsk produksjon, uke 1, 2002 – uke 26, 2004. GWh. Kilde: Nord Pool



I andre kvartal har det vært en samlet dansk produksjon på 8,2 TWh. Det er nedgang på 1,6 TWh, eller 17 prosent fra tilsvarende kvartal i fjor. Sammenlignet med samme kvartal i 2002 har produksjonen i år vært 1,1 TWh høyere. Den fallende produksjonen i Danmark i starten av andre kvartal skyldes at de store kraftverkene Stignæs 2 (250 MW) og Asnæs 5 (500 MW) ble tatt ut av drift til årlig vedlikehold. Kapasitetsbegrensninger mot Sverige og Tyskland førte til at det ble lønnsomt å ta kraftverket Asnæs 4 (250 MW) ut av "møllpose". Det ble satt i drift i uke 20, mens Stignæs 2 kom i drift igjen fra uke 23. I siste halvdel av andre kvartal har produksjonen i Danmark vært som i fjor.

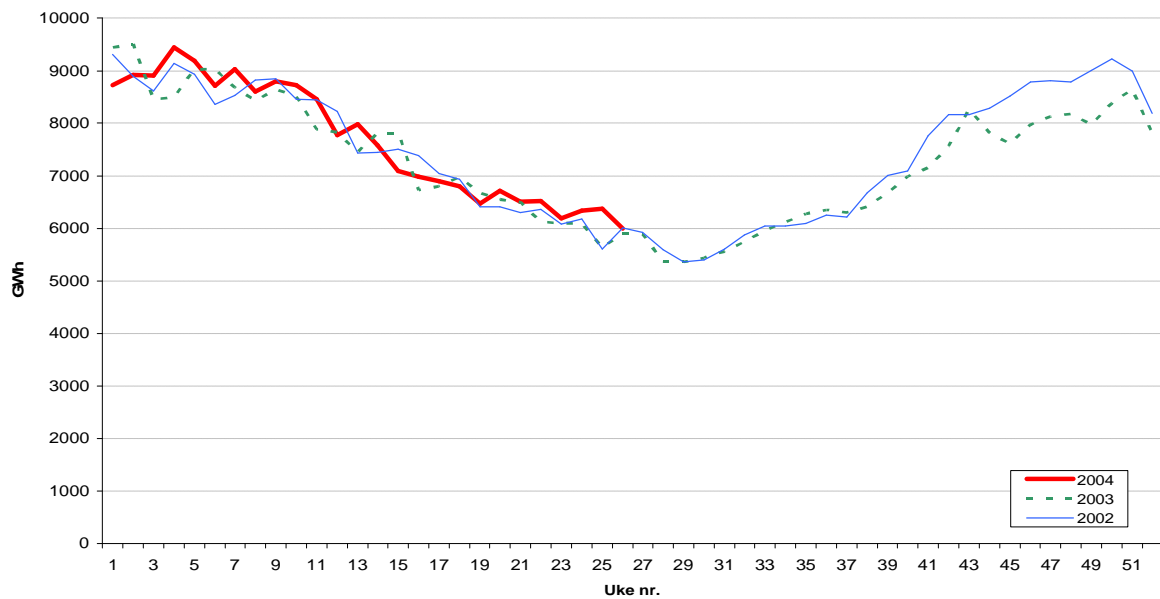
Figur 1.3.15 Dansk produksjon, uke 1, 2002 – uke 26, 2004. GWh. Kilde: Nord Pool



1.3.4 Nordisk forbruk

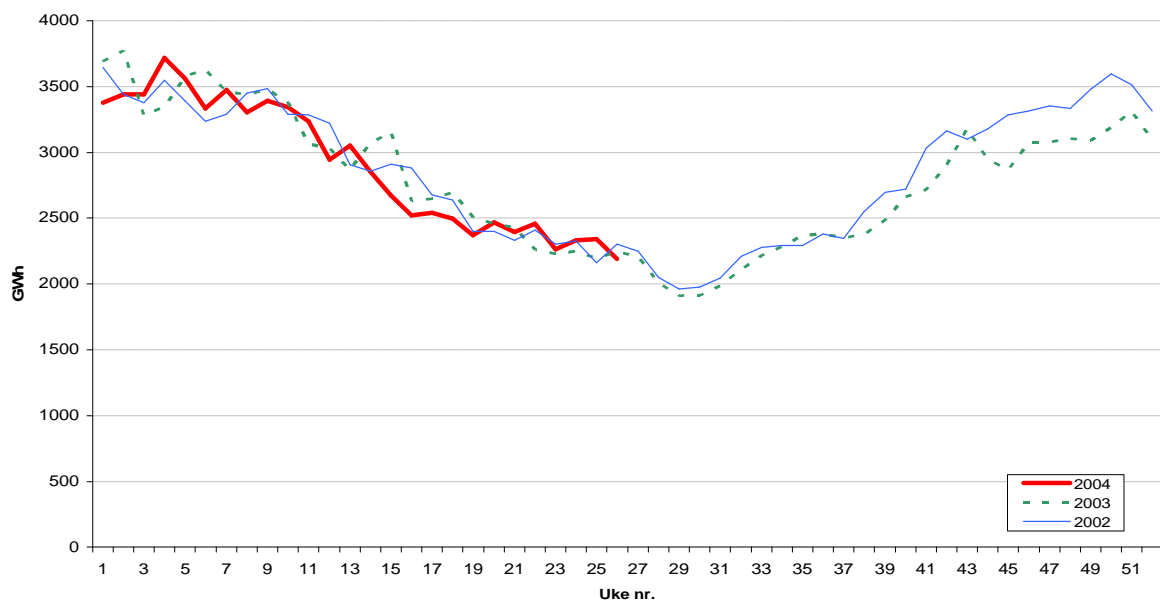
I løpet av andre kvartal i 2004 har det vært et samlet nordisk kraftforbruk på 86,5 TWh. Sammenlignet med tilsvarende kvartal i fjor, er det en økning på 0,8 TWh. Som vi skal se under er det forskjeller i utviklingen i de forskjellige nordiske landene. Spesielt i siste halvdel av andre kvartal har forbruket vært høyere i år enn i tidligere år. Dette er ikke temperaturkorrigerte tall, og i siste halvdel av andre kvartal har temperaturene vært noe lavere enn normalt i store deler av Norden.

Figur 1.3.16 Nordisk forbruk, uke 1, 2002 – uke 26, 2004. GWh. Kilde: Nord Pool



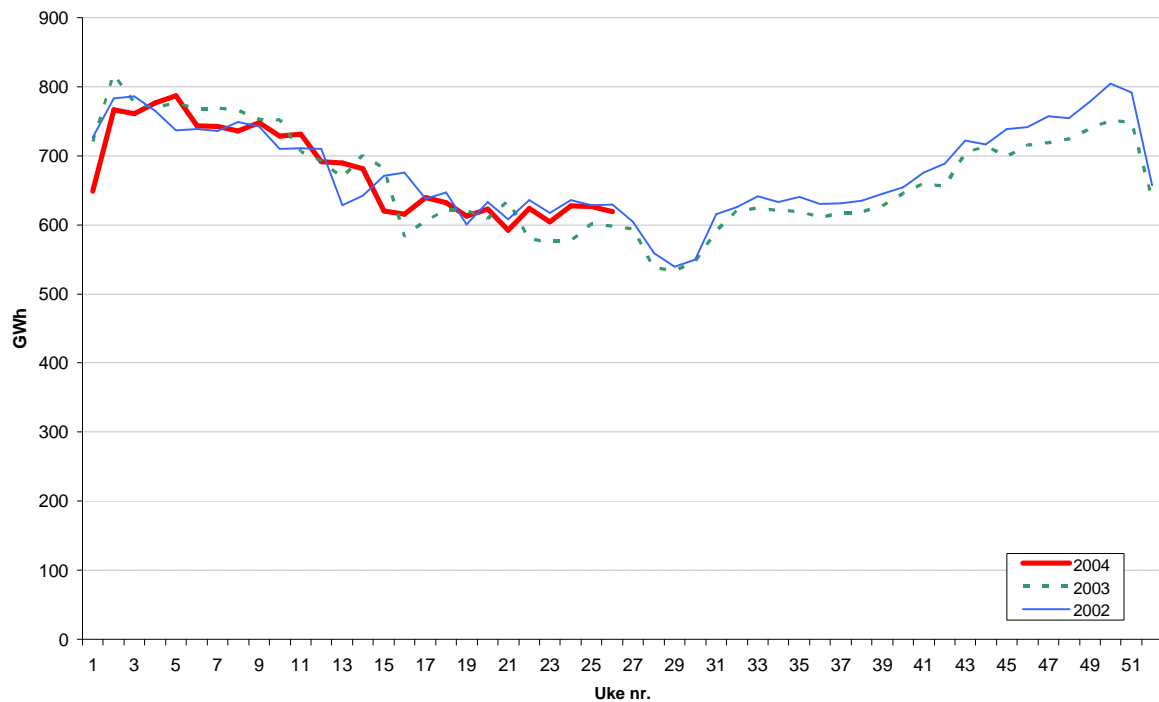
Svensk kraftforbruk har vært 31,9 TWh i andre kvartal. Målt mot samme periode i de to foregående årene er det en nedgang på henholdsvis 0,7 TWh (2002) og 0,9 TWh (2003). Denne nedgangen i det svenske elektrisitetsforbruket henger trolig sammen med at en stor del av sluttkundene nå har blitt eksponert for høyere kraftpriser. Utover sommeren har forbruket i større grad vært som i 2002 og 2003, mens det i starten av 2. kvartal i år var et vesentlig lavere forbruk. I denne perioden var det varmere enn normalt i Sverige. Så langt i år har det svenske forbruket vært 1,2 TWh lavere enn i fjor.

Figur 1.3.17 Svensk forbruk, uke 1, 2002 – uke 26, 2004. GWh. Kilde: Nord Pool



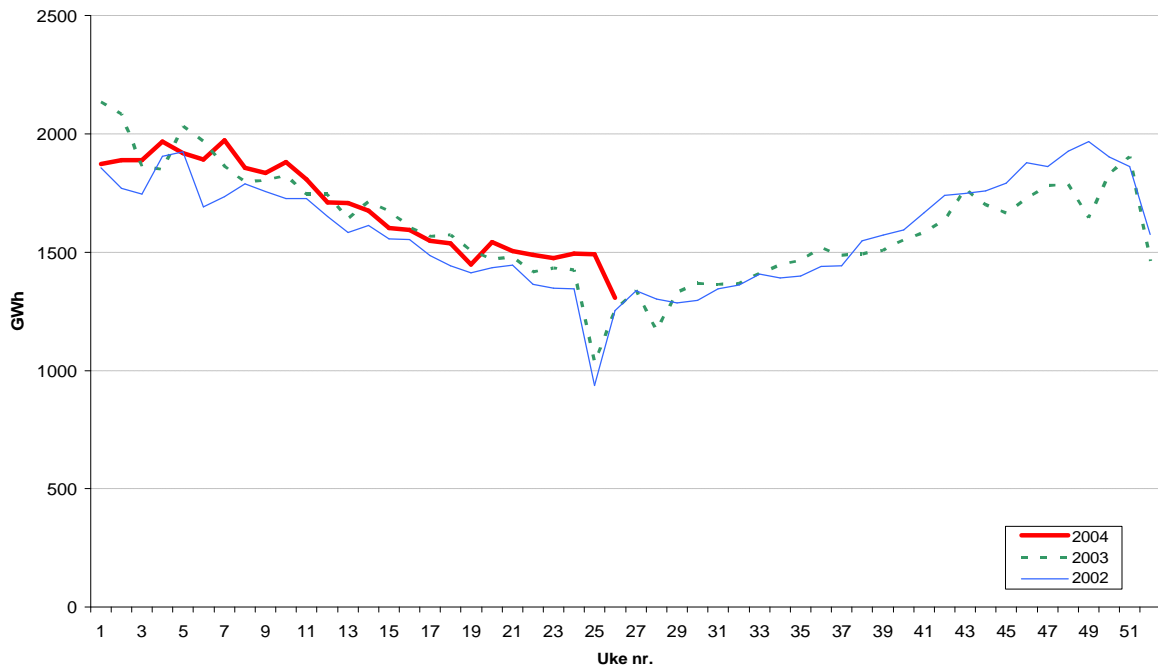
Det danske kraftforbruket har vært 8,1 TWh i andre kvartal. Sett opp mot fjoråret er det en økning på 0,1 TWh, mens det er 0,1 TWh lavere enn i tilsvarende periode i 2002. I Danmark brukes elektrisk kraft i mindre grad til oppvarming enn i de andre nordiske landene. Flexibiliteten ved prisvariasjoner er dermed ikke like stor som observert i Norge og Sverige.

Figur 1.3.18 Dansk forbruk, uke 1, 2002 – uke 26, 2004. GWh. Kilde: Nord Pool



Det finske kraftforbruket har i andre kvartal vært 19,7 TWh. Sammenlignet med andre kvartal i fjor har dermed det finske forbruket økt med 0,5 TWh. I tilsvarende kvartal i 2002 var forbruket 18,2 TWh. I starten av andre kvartal i år var forbruket lavere enn i fjor, da var også temperaturene noe høyere enn det som ble observert i fjor. Utover sommeren har temperaturene i Finland vært lavere enn normalt, samtidig som forbruket har vært høyere enn i tilsvarende periode de to foregående årene. Figuren understreker at kraftforbruket i Finland fortsatt øker som følge av økonomisk vekst. Prisendringene til forbruker som følge av høye priser i engrosmarkedet, har ikke vært sterke nok til å rokke ved veksten i det finske kraftforbruket.

Figur 1.3.19 Finsk forbruk, uke 1, 2002 – uke 26, 2004. GWh. Kilde: Nord Pool



Det er store forskjeller i kraftforbruksutviklingen i de fire nordiske landene. Hvorvidt forskjellene vil vedvare fremover eller om forbruksutviklingen gradvis harmoniseres vil ha stor betydning for den fremtidige nordiske kraftbalansen.

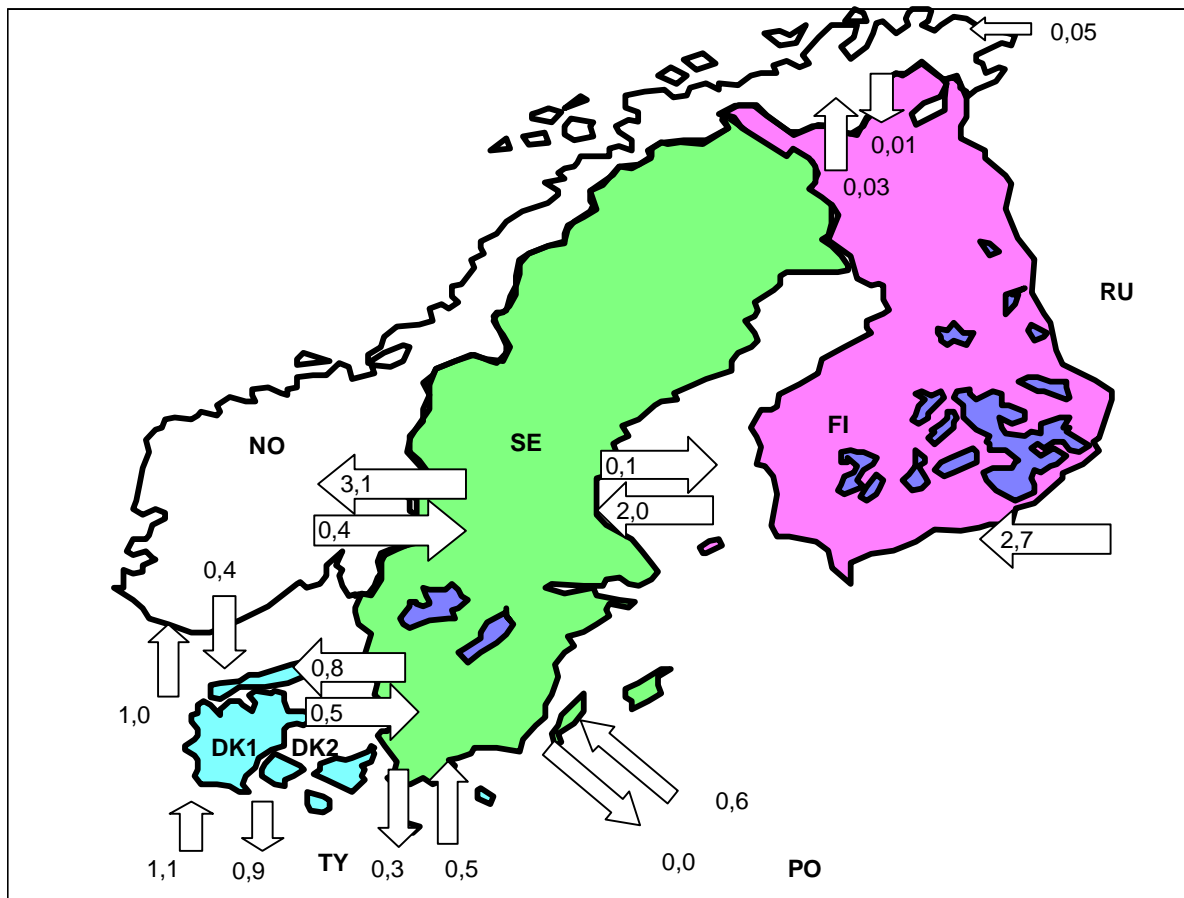
1.3.5 Handel og kraftutveksling

I andre kvartal har det vært en samlet nettoimport til Norge på 3,4 TWh. Hovedtyngden av kraftimporten har kommet fra Sverige og i løpet av andre kvartal har det vært en norsk import fra Sverige på 3,1 TWh og en eksport på 0,4 TWh. Over Skagerrakkablene mellom Norge og Jylland har det blitt importert 1 TWh til Norge. Norsk eksport på denne forbindelsen har utgjort 0,4 TWh, fra uke 14 til uke 26. I samme periode har det vært en norsk nettoimport fra Russland og Finland på ca. 70 GWh.

Videre har Finland i sum importert 2,7 TWh fra Russland, hvilket tilsier en gjennomsnittlig import på over 1200 MW pr. time. En stor del av denne importen er transittert til Sverige. Mellom Sverige og Finland har det i andre kvartal nesten utelukkende vært finsk eksport. Gjennom andre kvartal har det vært en finsk nettoeksport på 1,9 TWh til Sverige. Fra Polen har det vært en ensidig svensk import på 0,6 TWh. På Baltic-kabelen, mellom Tyskland og Sverige har flyten vært mer balansert. Likevel har det vært en svensk nettoimport på 0,2 TWh.

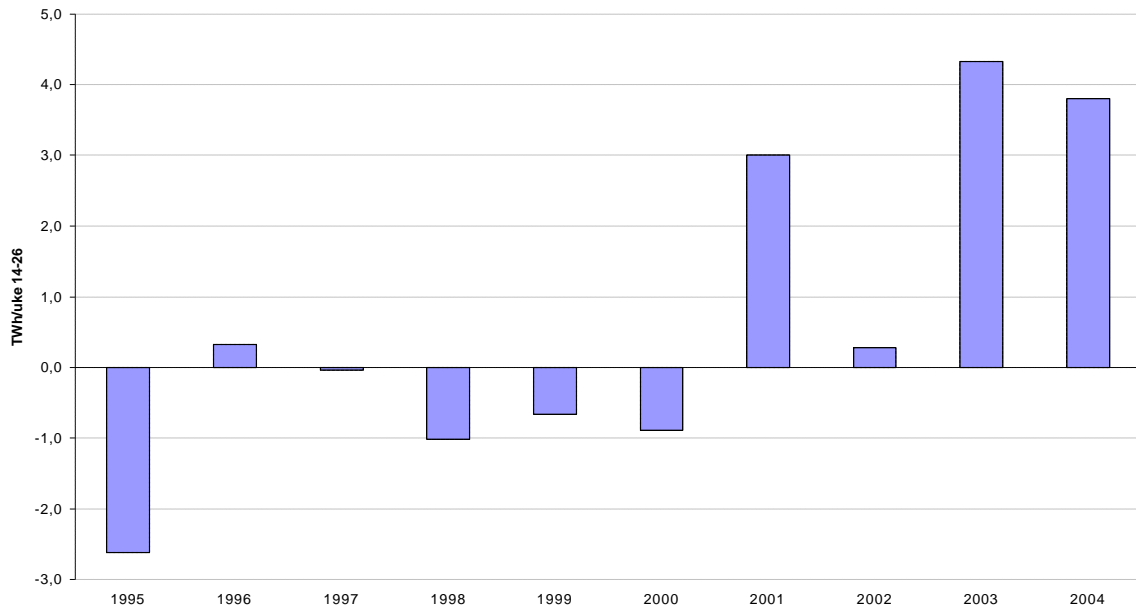
I Danmark har det i andre kvartal vært nær balanse mellom produksjon og forbruk. Fra Sverige og Tyskland har imidlertid Danmark hatt en samlet nettoimport på 0,5 TWh, mens Danmark i sum har eksportert 0,6 TWh til Norge.

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



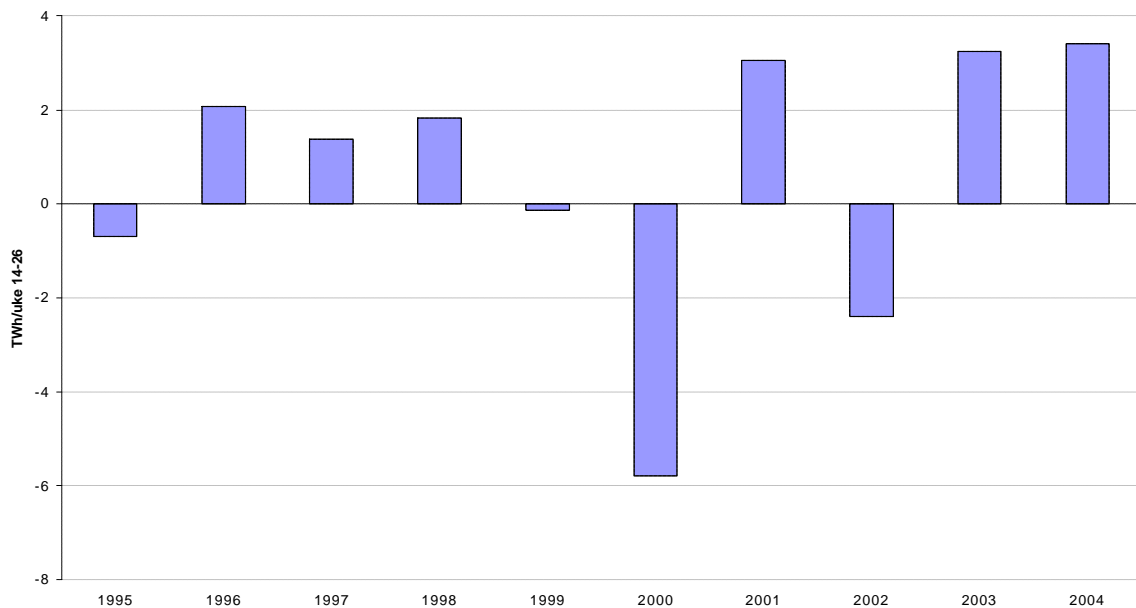
Inn til det nordiske kraftmarkedet har det i andre kvartal vært en nettoimport på 3,8 TWh. Det er en økning på 0,6 TWh fra forrige kvartal. Sammenlignet med tilsvarende kvartal i fjor er det imidlertid en nedgang på 0,5 TWh. Fra Russland og Polen har det vært en ensidig nordisk import på 3,3 TWh. Nettoimporten fra Tyskland har vært 0,4 TWh, jevnt fordelt til Sverige og Danmark.

Figur 1.3.21 Nordens netto kraftimport i uke 14-26, 1995-2004. TWh. Kilde: Nord Pool



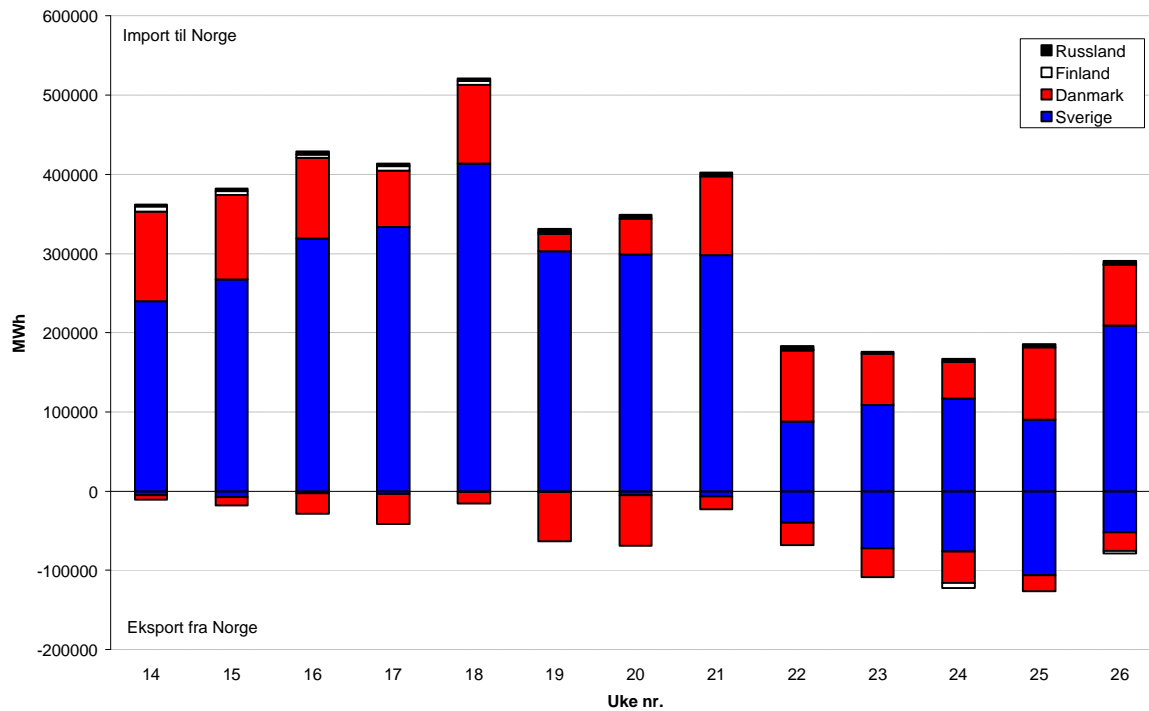
Den norske kraftimporten har økt med 0,2 TWh fra første kvartal. I andre kvartal var det en norsk nettoimport på 3,4 TWh. Sammenlignet med tilsvarende kvartal i fjor er det en økning på 0,2 TWh. Lav magasinifilling og høye terminpriser for kommende vinter har bidratt til lav norsk vannkraftproduksjon i andre kvartal. Det har resultert i betydelig norsk import gjennom andre kvartal. Den norske nettoimporten av kraft i andre kvartal har ikke tidligere vært så høy som det den er i år.

Figur 1.3.22 Norges netto kraftimport i uke 14-26, 1995-2004. TWh. Kilde: Nord Pool



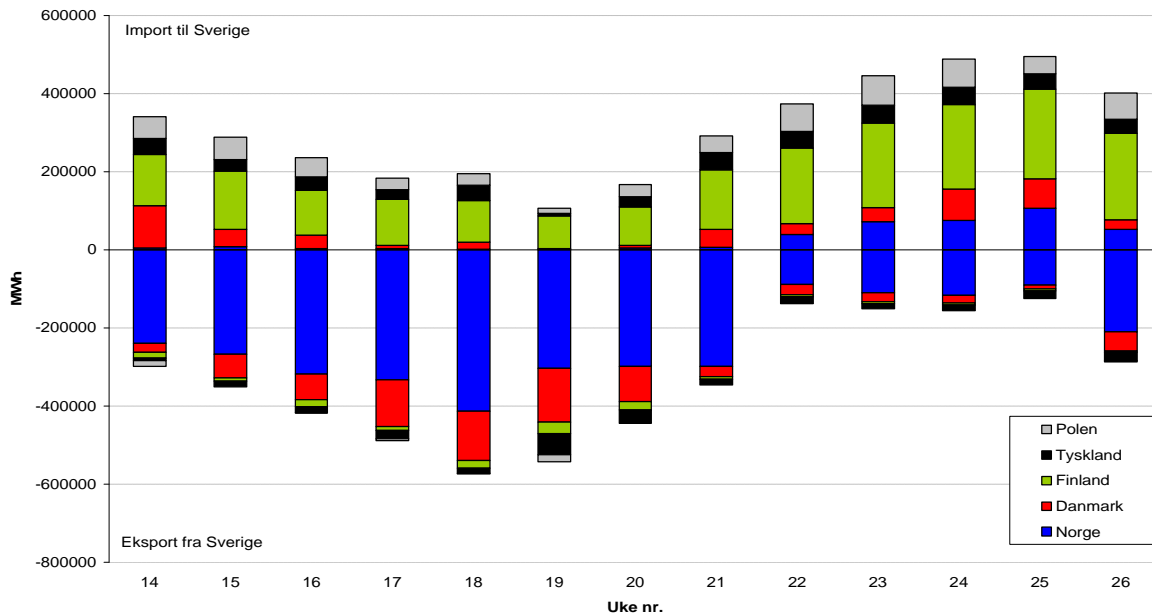
Mellom uke 14 og 21 var det en samlet norsk nettoimport på 2,9 TWh. Med unntak av noe norsk eksport i enkelte høylastperioder var det høy norsk import i disse ukene. Fra Sverige ble det importert 2,4 TWh. Fra uke 22 har flere svenske kjernekraftverk vært ute til revisjon, og det har redusert den svenske totalproduksjonen. Dette har ført til et fall i den norske importen fra Sverige.

Figur 1.3.23 Norsk utveksling av kraft, uke 14-26, 2004. MWh. Kilde: Nord Pool



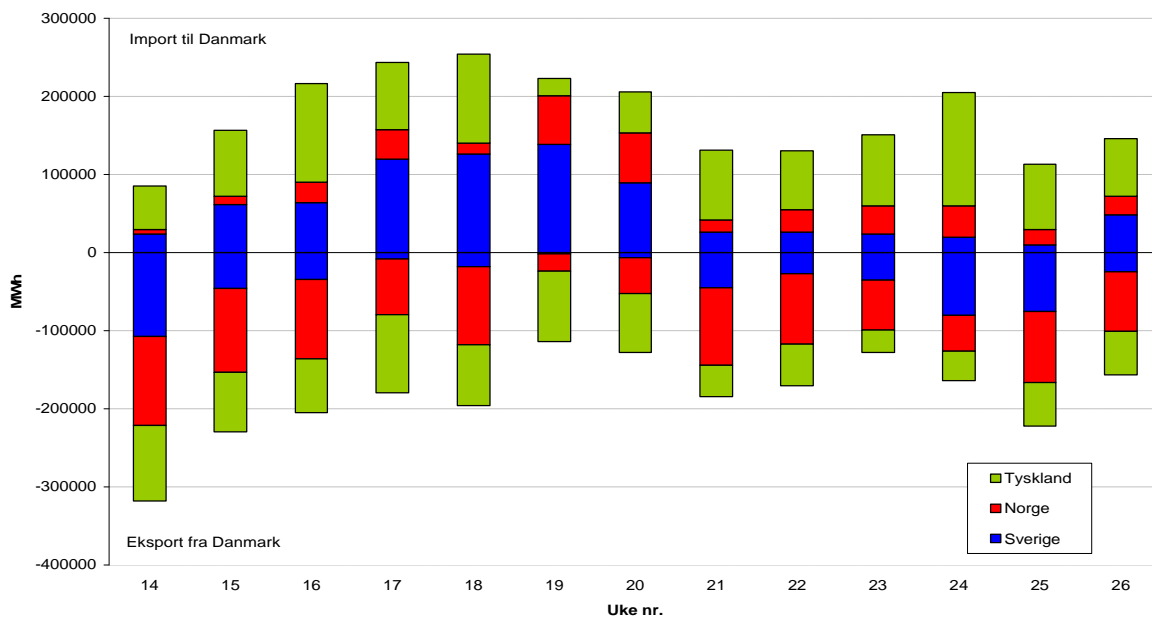
I Sverige har det gjennom andre kvartal vært en nettoeksport på 0,3 TWh. Spesielt i første halvdel av kvartalet var den innenlandske produksjonen vesentlig høyere enn forbruket, og det bidro til høy svensk eksport. Frem til revisjonsperioden for de svenske kjernekraftverkene startet opp i uke 22, hadde det vært en svensk nettoeksport på 1,7 TWh. Størst svensk krafteksport har det vært til Norge med et samlet nettovolum på 2,7 TWh. Høyest svensk import har det vært fra Finland med 1,9 TWh.

Figur 1.3.24 Svensk utveksling av kraft, uke 14-26, 2004. MWh. Kilde: Nord Pool



Kraftutvekslingen i de to danske elspotområdene har vært preget av utnyttelse av både import- og eksportkapasiteten på de eksisterende overføringsforbindelsene. Danmark fungerer som et transitland, der kraft importeres fra Tyskland på natten og i helgene. Store deler av denne importen eksporteres videre til Norge og Sverige. I høylast er det ofte import til Danmark fra Norge og Sverige som transitteres til Tyskland der høye høylastpriser gjør et slikt handelsmønster lønnsomt.

Figur 1.3.25 Dansk utveksling av kraft, uke 14-26, 2004. MWh. Kilde: Nord Pool

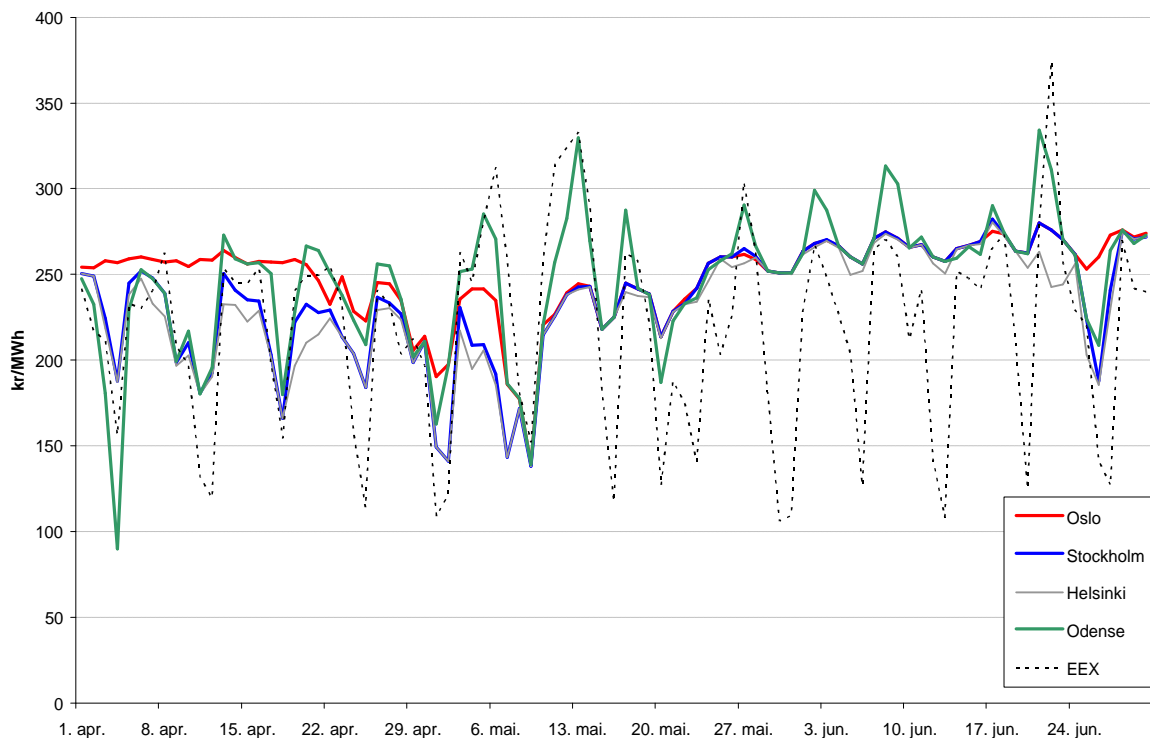


1.4 Prisutvikling

Prisbildet i det nordiske markedet bar ved slutten av første kvartal, preg av høy termisk kraftproduksjon og lav vannkraftproduksjon i Norge. Sammen med den sesongmessige nedgangen i det nordiske forbruket resulterte dette i høyere områdepriser i Norge enn i de andre nordiske elspotområdene. Den samme utviklingen kunne også observeres frem til slutten av april, da døgngjennomsnittet i Oslo lå over 250 NOK/MWh. I de andre nordiske elspotområdene lå døgnsnittet stort sett lavere enn i Oslo. I tillegg har prisene i de andre elspotområdene som har innslag av termisk produksjon, fluktuert mer gjennom døgnene og hatt betydelig lavere priser i helgen.

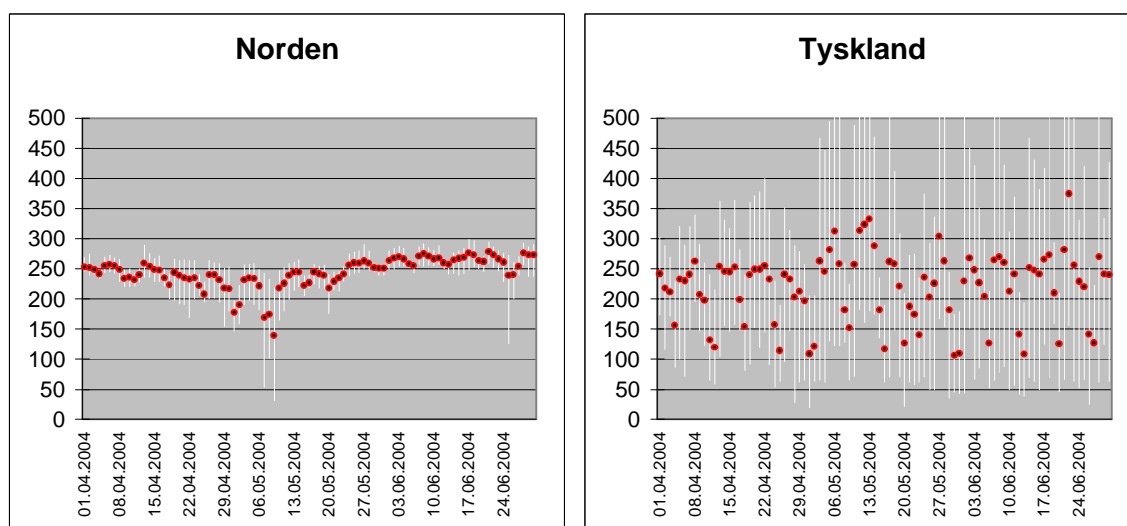
Mot slutten av april økte tilsiget av vann til vannkraftstasjonene i Norden. Uregulert tilsig var med på å presse de nordiske kraftprisene midlertidig ned fra slutten av april til midten av mai. Etter hvert som revisjonsarbeidet i de termiske kraftverkene satte inn og det uregulerte tilsiget avtok, økte prisene. Ved slutten av mai måned var døgnsnittet i alle de nordiske elspotområdene over 250 NOK/MWh. Samtidig viser figuren under at prisene med unntak av i Odense (Jylland), som regel var sammenfallende frem til slutten av juni. På Jylland ble ofte prisene trukket opp mot de tyske prisene i høylast, da økt etterspørsel fra det tyske termiske systemet skapte relativt høye priser i høylast. De finske prisene lå av og til under de andre nordiske prisene på grunn av produksjonsoverskudd i lavlast. Juni måned var preget av stabile priser i det nordiske markedet. I uke 26 ble imidlertid flere av de svenske kjernekraftenhetene i driftsatt etter årlig vedlikehold, samtidig som forbruket falt på grunn av ferieavvikling. Dette førte til at prisene i Norden falt. Begrenset overføringskapasitet fra Sverige til Norge medførte at prisen i NO1 ikke falt like mye som i våre naboland.

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



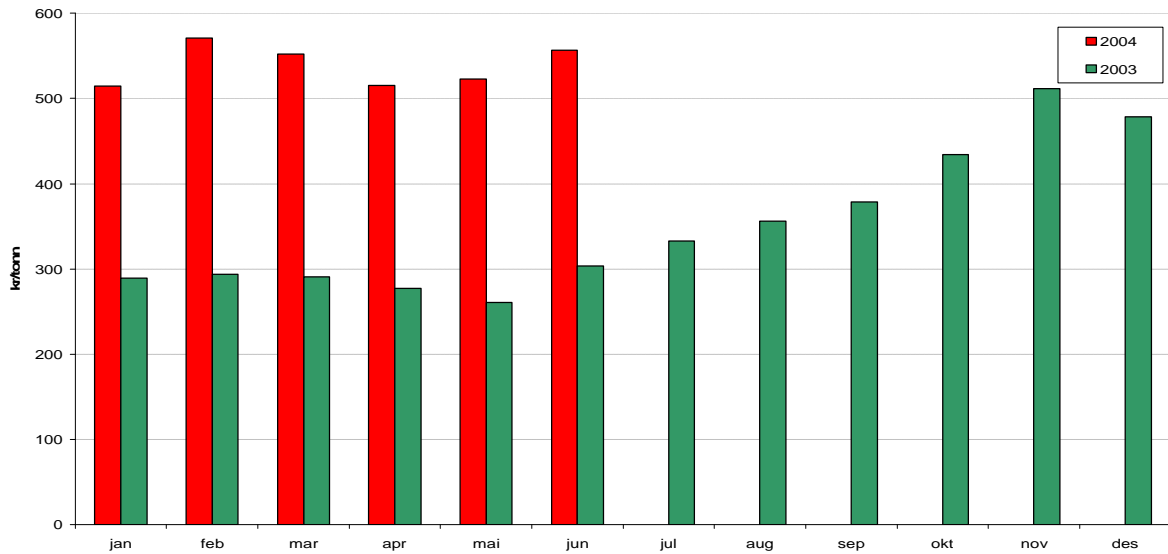
I gjennomsnitt har prisen ved den tyske elbørsen EEX, vært 219 kr/MWh i annet kvartal. Sammenlignet med den nordiske systemprisen har dermed gjennomsnittet vært 25 kr/MWh lavere i Tyskland. Den nordiske systemprisen influeres mye av de norske prisene. I Sverige og Sjælland, som begge har utvekslingskapasitet mot Tyskland har prisen i gjennomsnitt vært 235 og 236 kr/MWh i det andre kvartalet og dermed lavere enn den nordiske systemprisen. På Jylland har gjennomsnittsprisen vært 246 kr/MWh. Produksjonskapasiteten i Tyskland er for en stor del bestående av termisk produksjon, og det gir stor variasjon mellom høy- og lavlastpriser. Dette fører ofte til nordisk import fra Tyskland på natten og i helgene, da det som oftest er overskudd i Tyskland. I timer med høy etterspørsel i Tyskland, bidrar ofte nordisk kraft til å dekke etterspørselen. Av figur 1.4.2, ser vi også hvordan prisene i Norden varierte over døgnet i perioden med vårflom. 9. mai hadde den laveste prisen for en time med 31 kr/MWh. Samtidig var forskjellen mellom høyeste og laveste pris hele 187 kr/MWh dette døgnet. Ellers viser figuren at det også i andre kvartal har vært relativt stabile priser i Norden, både gjennom kvartalet, men også innenfor det enkelte døgn.

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



I flere av de nordiske og tyske kraftvarmeverkene blir kull benyttet som brensel. Kostnadene for produksjon av elektrisitet og varme er således avhengig av prisutviklingen på kull. Fra februar til april har prisene på kull falt med 10 prosent, eller 56 kr/tonn til 516 kr/tonn. Fra april har prisene igjen vært stigende, og ved inngangen til juni ble prisen notert til 557 kr/tonn. Kullprisen var 84 prosent høyere enn i tilsvarende måned i fjor. Prisutviklingen på kull har trolig også medvirket til å øke prisene på elektrisitet i det finansielle markedet.

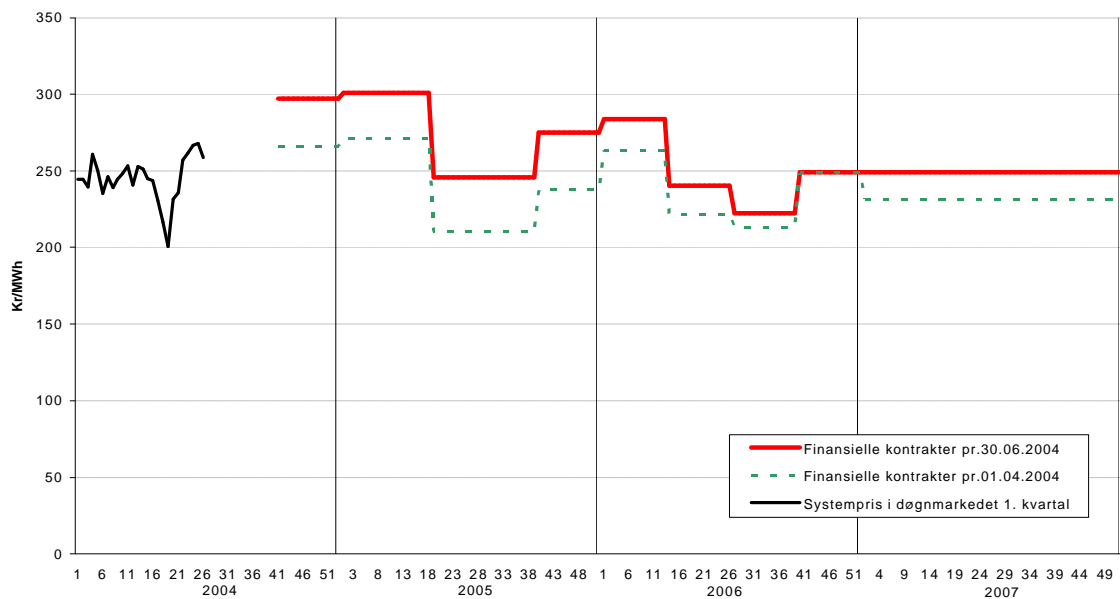
Figur 1.4.3 Kullpris ved inngangen til måneden, kr/tonn. Kilde: Mc Closkey's Coal Report



1.5 Terminprisene for elektrisk kraft

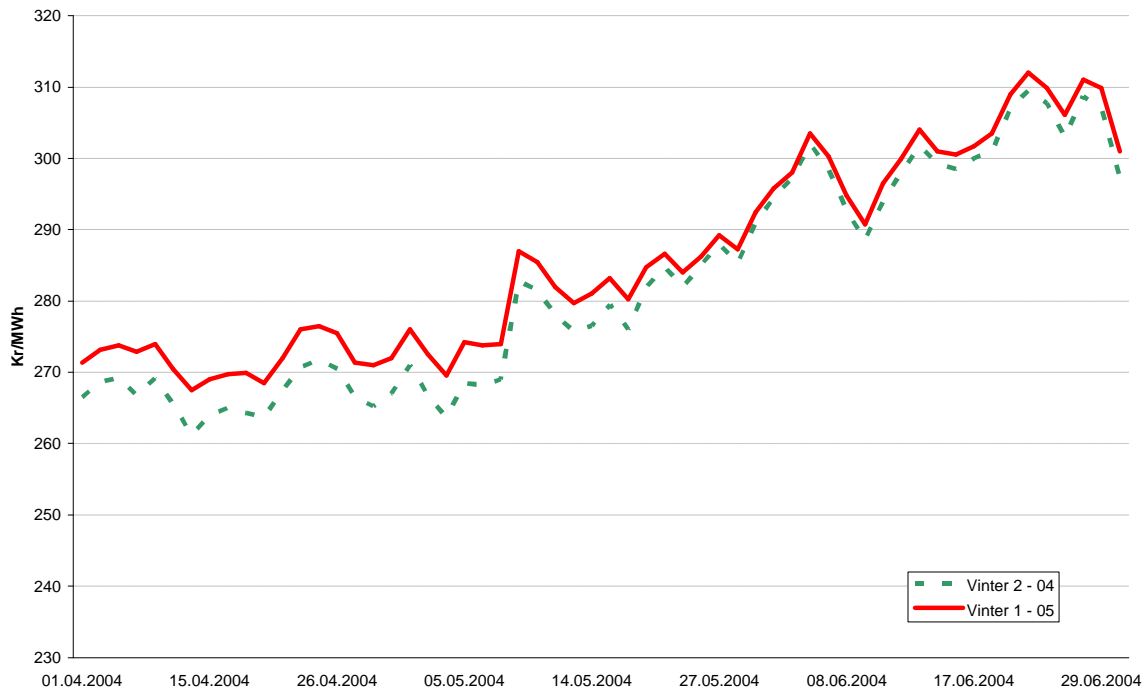
Prisene i det finansielle markedet har økt gjennom andre kvartal. For kontraktene som dekker perioden frem til våren 2005 har prisene økt med ca. 30 kr/MWh. Både vinter 2-04 og vinter 1-05 kontraktene, som dekker henholdsvis periodene oktober-desember og januar-mars, var ved utgangen av andre kvartal priset til rundt 300 kr/MWh. Kontraktene som går fra sommeren 2005 og fremover steg med rundt 36-37 kr/MWh. Mindre nedbør enn normalt har ført til at den hydrologiske balansen ikke er bedret i tråd med det som kan ha vært forventet i markedet. I tillegg er kull- og oljeprisene for tiden høye. Begge disse faktorene har trolig bidratt til å løfte prisene på de finansielle kraftkontraktene gjennom andre kvartal.

Figur 1.5.1 Sluttpriser i det finansielle markedet 1. april og 30. juni 2004, kr/MWh. Kilde: Nord Pool



I figur 1.5.2 vises utviklingen i sluttprisene på kontraktene vinter 2-04 og vinter 1-05. Frem til midten av mai lå prisen på disse kontraktene rundt 260-280 kr/MWh. I den etterfølgende perioden har prisene steget opp til i overkant av 300 kr/MWh. Høyeste notering i andre kvartal på de to kontraktene var 28. juni da vinter 2-04 endte på 309 kr/MWh og vinter 1-05 endte på 311 kr/MWh.

Figur 1.5.2 Prisutvikling vinter 2-04 og vinter 1-05 i andre kvartal 2004, KR/MWh. Kilde: Nord Pool



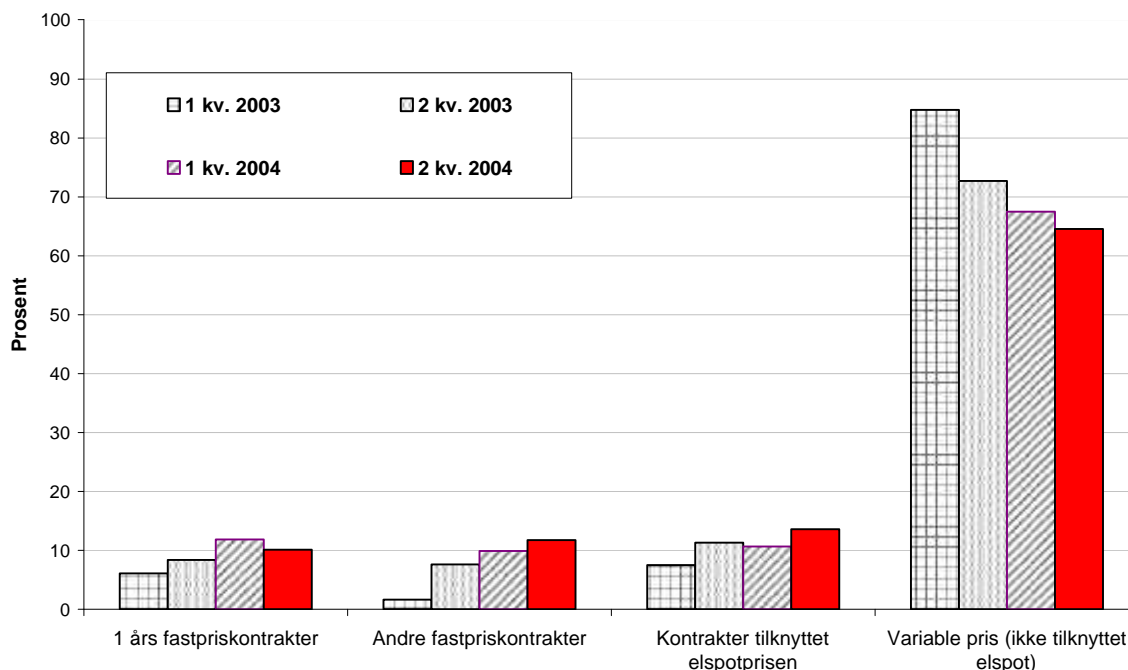
1.6 Sluttbrukermarkedet

1.6.1 Kontraktvalg – markedspriskontrakter økte mest i andre kvartal

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

Kraftvolumet solgt til husholdninger med fastpriskontrakt lå i andre kvartal 2004 på 21,8 prosent. Det er det samme som første kvartal 2004, men betydelig høyere enn i andre kvartal 2003 hvor andelen med fastpris var 16,0 prosent. Standard variabel kontrakt er fortsatt den mest vanlige kontraktformen for husholdningskunder i Norge med volum i andre kvartal 2004 på 64,6 prosent. Dette er en tilbakegang på 2,9 prosentpoeng fra foregående kvartal i år og 8,1 prosentpoeng fra tilsvarende kvartal i fjor. Kontrakter tilknyttet spotprisen lå i andre kvartal 2004 på 13,6 prosent av kraftvolumet solgt til husholdninger, en økning på 2,9 prosentpoeng fra første kvartal i år. I andre kvartal i fjor hadde markedspriskontraktene 11,3 prosent av kraftvolumet.

Figur 1.6.1 Utvikling i valg av kontraktstyper i husholdningsmarkedet, etter solgt kvantum i utvalget, periode første og andre kvartal 2003, første og andre kvartal 2004. Kilde: SSB



1.6.2 Priser og prisutvikling

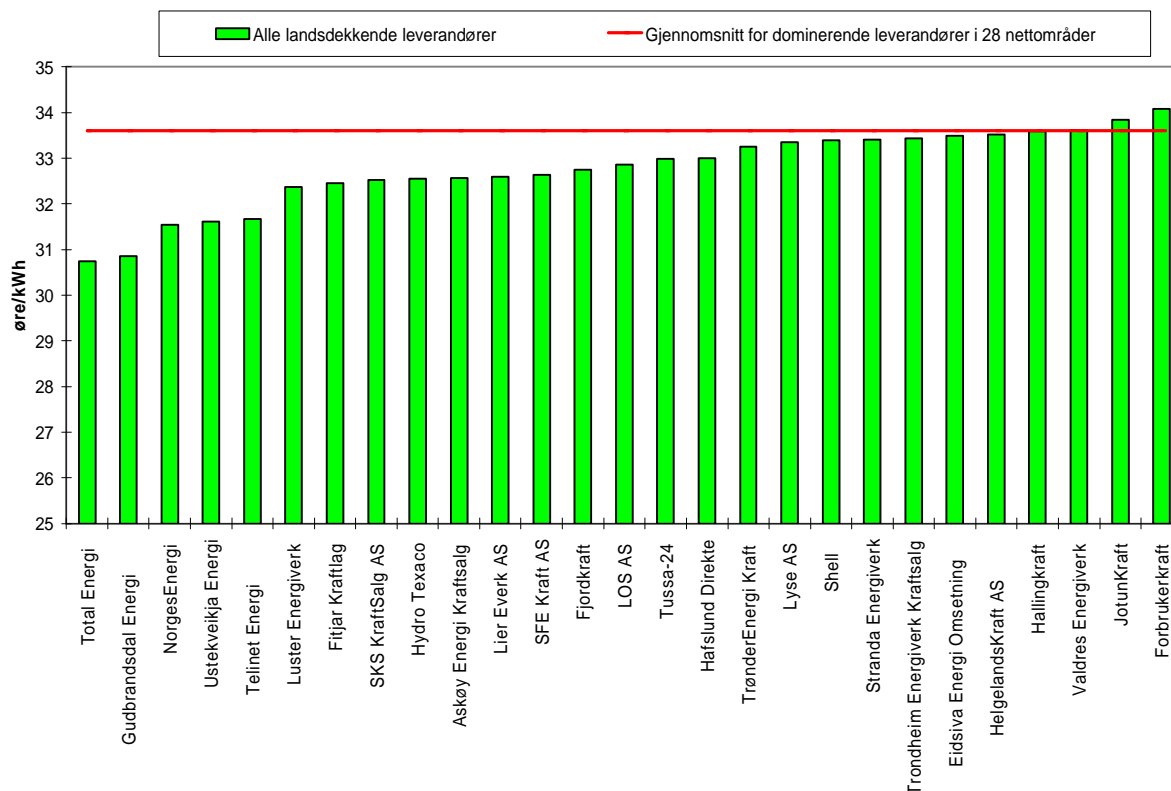
Standard variabel kraftpris inkludert mva lå ved inngangen til andre kvartal 2004 på 33,5 øre/kWh². Prisen har vært relativt stabil gjennom hele kvartalet og endte i uke 27 på 34,2 øre/kWh. Ved inngangen til kvartalet var den markedsmessige marginen (standard variabel kraftpris – spotpris) 1,9 øre/kWh. Deretter økte marginen noe som et resultat av at spotprisen sank frem til og med uke 19 mens den standard variable prisen forble på samme nivå. Fra uke 20 og ut kvartalet økte så spotprisen igjen og den markedsmessige marginen sank. Ved inngangen til 3. kvartal 2004 var marginen på 1,4 øre/kWh. Den markedsmessige marginen er eksklusiv mva.

I tilsvarende kvartal i fjor så bildet annerledes ut da den standard variable prisen var jevnt fallende gjennom kvartalet og beveget seg fra 53,5 øre/kWh i uke 14 til 27,6 øre/kWh i uke 27. Den markedsmessige marginen var på hele 19,1 øre/kWh i uke 14. Ut over i kvartalet sank den standard variable prisen mer enn spotprisen og den markedsmessige marginen ble redusert.

Gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for andre kvartal 2004 var 33,6 øre/kWh, en nedgang på 3,7 øre/kWh fra første kvartal. Tilsvarende gjennomsnitt for andre kvartal i fjor var 36,5 øre/kWh.

Gjennomsnittlig spotpris inkludert mva lå i andre kvartal 2004 på 30,8 øre/kWh, omtrent uendret fra første kvartal. I fjor var gjennomsnittsprisen for andre kvartal, 28,2 øre/kWh.

Figur 1.6.2 Standard variabel kraftpris inkl. mva. i 2. kvartal 2004. Aritmetisk gjennomsnitt av prisene for 13 uker, øre/kWh.
Kilde: Konkurransetilsynet og NVE.



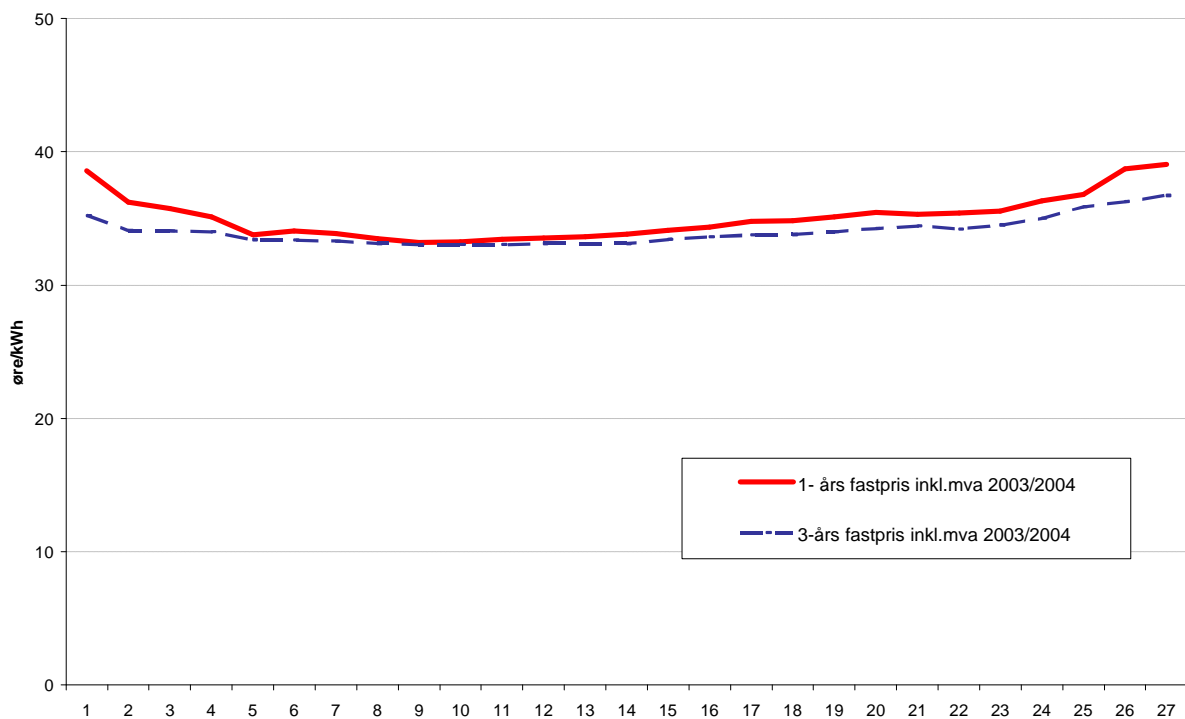
² Beregnet snittpris for dominerende leverandører i 28 nettområder.

Figur 1.6.2 sammenligner gjennomsnittlig standard variabel kraftpris med gjennomsnittlig kraftpris til ulike landsdekkende leverandører for 2. kvartal 2004. Den gjennomsnittlige standard variable kraftpriser er beregnet på bakgrunn av kraftprisen til dominerende kraftleverandør i 28 nettområder. En landsdekkende kraftleverandør tilbyr kraft uavhengig av hvilket nettområde kunden tilhører.

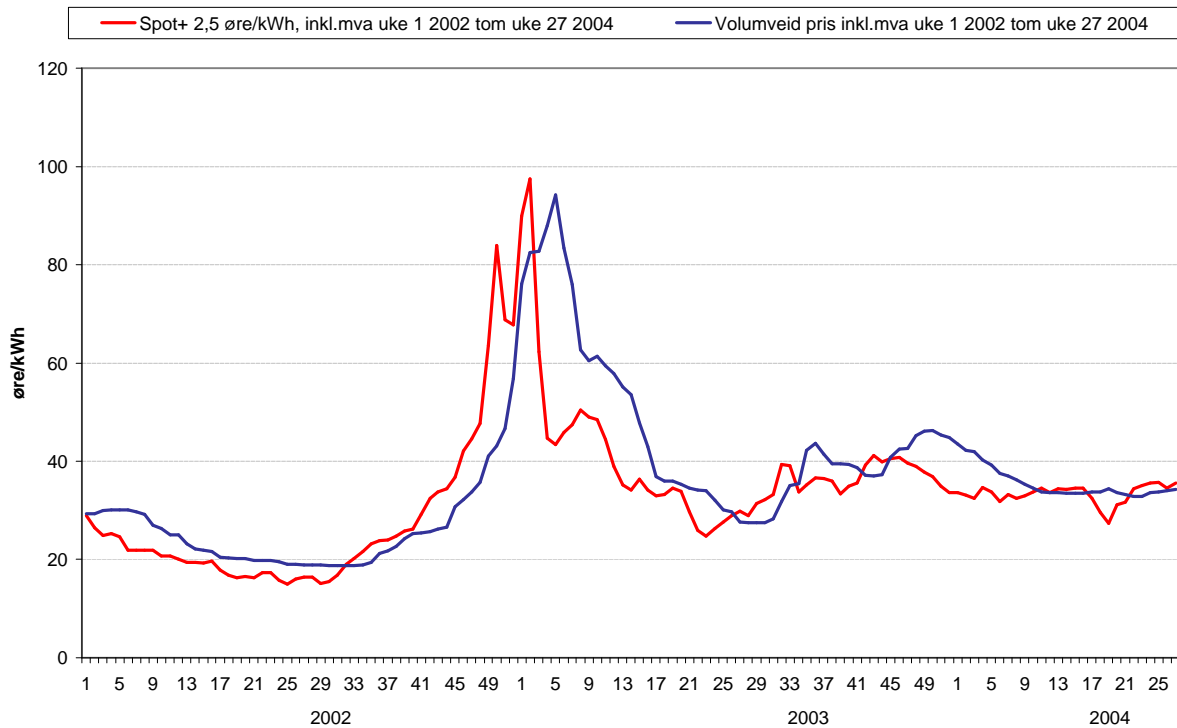
Gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for dominerende leverandører i 28 nettområder var i første kvartal 2004 på 33,6 øre/kWh. Av de landsdekkende leverandørene var det tre som lå over dette snittet i andre kvartal, mens hele 24 leverandører hadde lavere pris enn snittet av de dominerende leverandørene i de 28 største nettområdene. Tilsvarende tall for foregående kvartal var fem landsdekkende leverandører over snittet og 22 som hadde lavere pris.

1-års fastpriskontrakt ble ved inngangen av 2. kvartal tilbudt til 33,8 øre/kWh. Deretter steg prisen jevnt utover i kvartalet og endte i uke 27 på 39,1 øre/kWh. Tilsvarende pris for en 3-års fastpriskontrakt var 33,1 øre/kWh ved inngangen til kvartalet og 36,7 øre/kWh ved utgangen. 1-års fastpriskontrakt er basert på et aritmetisk snitt av 21 landsdekkende leverandører, mens 3-års fastpriskontrakt er beregnet på bakgrunn av 13 landsdekkende leverandører.

Figur 1.6.3 Utviklingen i 1- og 3 års fastpriskontrakter for en forbruker med årsforbruk på 20 000 kWh fra uke 1 2004 tom uke 27 2004, øre/kWh inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet.



Figur 1.6.4 Utviklingen i standard variabel kraftpris og spotpris m/ påslag på 2,5 øre/kWh, 2002-2004, øre/kWh. Alle priser inkludert mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE.



En gjennomsnittlig norsk husholdningskunde med standard variabel kontrakt ville i andre kvartal 2004 hatt en utgift til kraft på 1 470 kr. Tilsvarende beregning for andre kvartal i fjor ga 2 110 kr, altså 44 prosent høyere enn i tilsvarende kvartal i år. Beregningen forutsetter et årlig forbruk på 20 000 kWh.

En tilsvarende beregning for markedskontrakter (spotpris) med et påslag på 2,5 øre/kWh vil gi en kostnad på 1 440 kr for andre kvartal 2004. Det vil si om lag 30 kroner mindre enn en gjennomsnittlig standard variabel kontrakt. Tilsvarende regnestykke for markedskontrakter for andre kvartal 2003 ga en kostnad på 1 330 kr. Det vil si at kraftleverandørene solgte strøm med en høyere markedsmessig margin (standard variabel pris – systempris) i andre kvartal i fjor enn tilsvarende kvartal i år.

1.6.3 Leverandørbytter

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

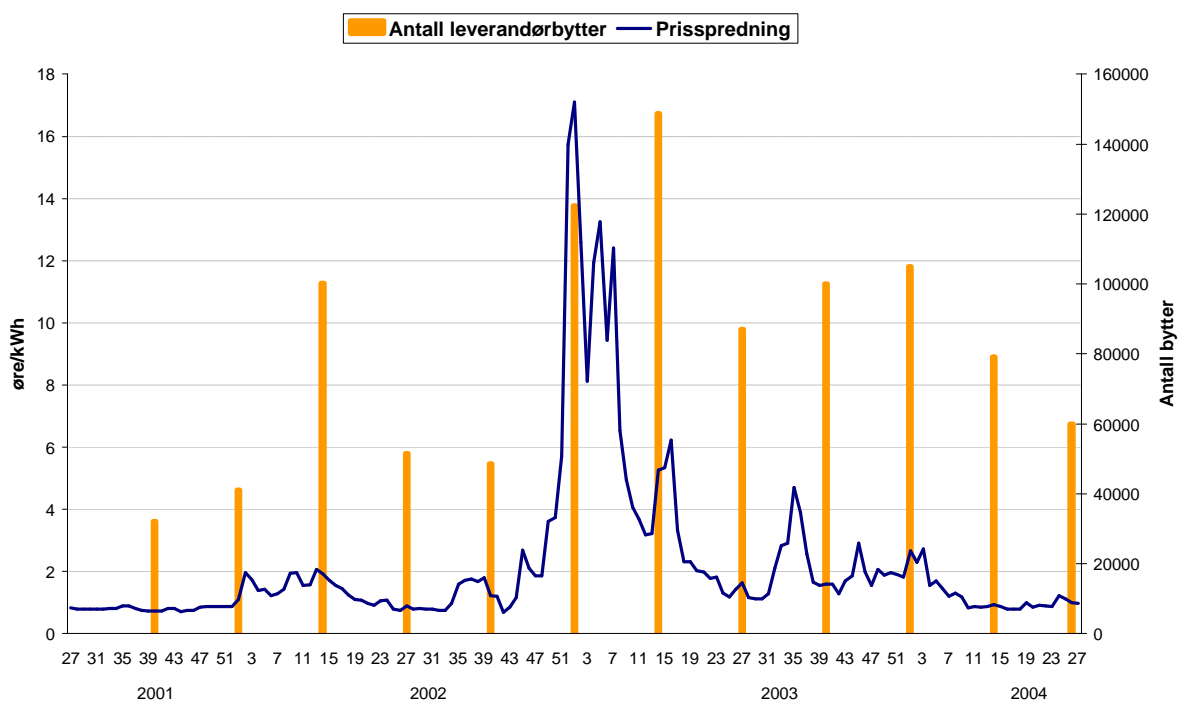
Foreløpige tall viser at det i andre kvartal 2004 ble det registrert om lag 54 000 leverandørbytter blant husholdningskundene. Dette er en nedgang sammenlignet med første kvartal 2004 hvor det ble registrert 80 000 bytter. Årsaken til nedgangen kan være noe lavere prisspredning³ (standardavvik) mellom

³ For å si noe om spredningen på kraftprisene, kan vi betrakte standardavviket. Desto større standardavvik, desto større spredning. Standardavviket er beregnet på bakgrunn av tilbudt standard variabel pris fra dominerende leverandører i 25 nettområder.

kraftleverandørene i 2. kvartal sammenlignet med foregående kvartal. Liten prisspredning fører til at det er mindre å tjene for kunden på å skifte kraftleverandør.

Videre viser de foreløpige tallene at omtrent 25 prosent eller 560 000 husholdningskunder har valgt en annen enn den dominerende kraftleverandøren i nettområdet. Den dominerende leverandøren er ofte den leverandøren som opprinnelig var tilknyttet nettselskapet. Det er dermed om lag 30 000 flere husholdningskunder enn ved inngangen til 2. kvartal som nå har valgt en ikke-dominerende leverandør. I forhold til for et år siden er det en økning på 100 000 kunder.

Figur 1.6.5 Utviklingen i prisspredning og antall leverandørbytter fra uke 27, 2001 - 2004. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



1.6.4 Nettleie til husholdninger

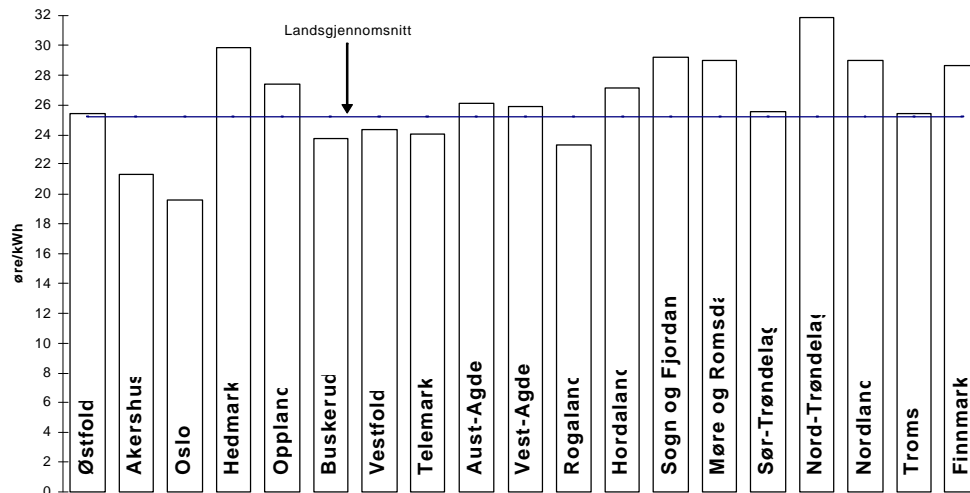
NVE fastsetter årlig en inntektsramme for hvert enkelt av landets nettselskaper. Nettselskapene skal sette tariffene (nettleien) slik at inntekten for det enkelte år så langt som mulig er i tråd med inntektsrammen.

Dagens inntektsrammeregulering gir selskapene motivasjon til å drive nettet effektivt og til lavest mulig kostnad. Størrelsen på inntektsrammene påvirkes av selskapets kjennetegn, som for eksempel kundestruktur, antall kilometer ledning og topografi. Enkelte selskap har inntektsrammer på knapt 1 million kroner, mens andre har inntektsrammer på over 1 milliard. NVE fastsetter rammen slik at inntekten over tid skal dekke kostnadene ved drift og avskrivning av nettet, samt gi en rimelig kapitalavkastning gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet.

Per 27. juni 2004 var den gjennomsnittlige nettleien for en husholdningskunde 25,2 øre/kWh (eksklusiv mva og forbruksavgift). Dette er en økning på 2,1 øre/kWh fra i fjor. Økningen skyldes flere forhold. Den viktigste forklaringsfaktoren er selskapets innhenting av mindreinntekt. Mindreinntekten oppstår når et nettselskap får for lav inntekt i forhold til den inntekten de er tillatt til å ha (inntektsramme). En eventuell innkreving av mindreinntekt skjer ved endring i nettleien, og det kan være forskjellige nettselskap som har de høyeste og laveste prisene de ulike år. For en nærmere drøfting av nettleie og inntektsramme, se temaartikkel lenger bak i denne rapporten.

Videre kan det være stor spredning mellom høyeste og laveste nettleie til husholdningene både innenfor og utenfor fylkesgrensene. Oslo har det laveste veide snittet på 19,6 øre/kWh, mens Nord-Trøndelag ligger i andre enden av skalaen med en nettleie på 31,9 øre/kWh.

Figur 1.6.6 Beregnet nettleie (ekskl. mva og forbruksavgift) per 27. juni 2004. Forbruk lik 20 000 kWh. Veid gjennomsnitt for hvert fylke, der vektene er nettselskaperens overføringskvanta (GWh), øre/kWh. Kilde: NVE.



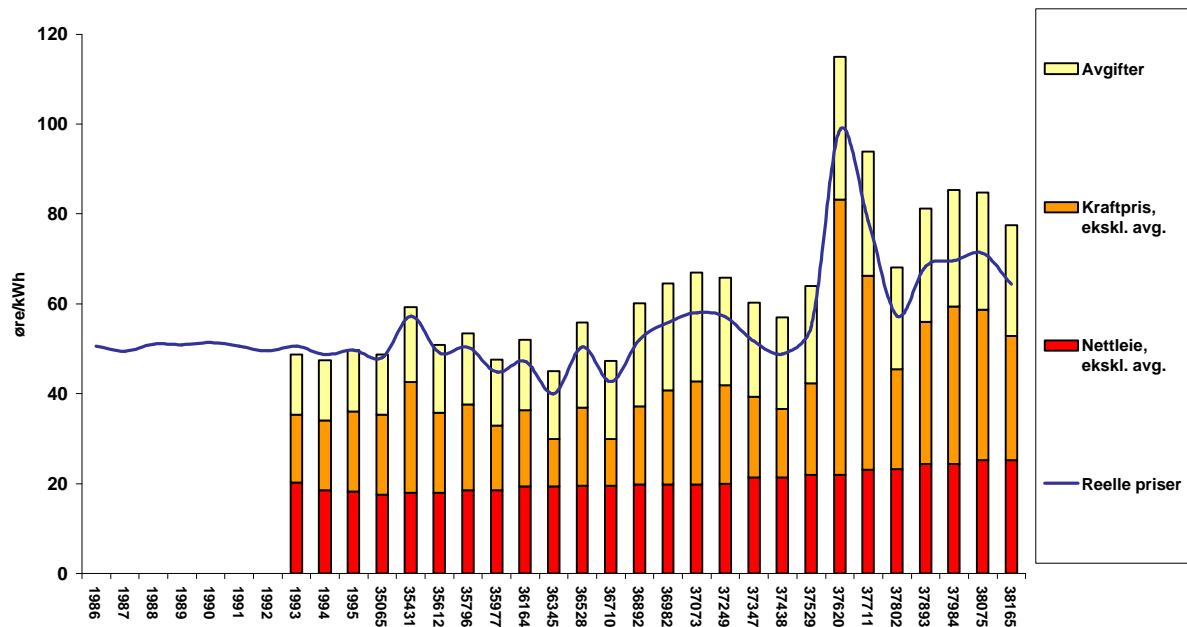
1.6.5 Husholdningenes samlede utgift til elektrisk kraft

For en forbruker består totalprisen på elektrisitet av kraftpris, nettleie, forbruksavgift og merverdiavgift.

Den forbruksveide totale utgiften for elektrisitet solgt over standard variable kontrakter (inklusive nettleie og avgifter) for en norsk husholdningskunde i andre kvartal 2004 var 3 370 kr (6 300 kr i første kvartal). Totalprisen har dermed falt med omtrent 47 prosent fra første til andre kvartal i år. Tilsvarende beregning for andre kvartal i fjor ga 3 832 kr. Det er 14 prosent høyere enn i tilsvarende kvartal i år. Beregningen forutsetter et årlig forbruk på 20 000 kWh.

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

Figur 1.6.7 Utvikling i kraftpris, nettleie og avgifter fra 1993 tom 2. kvartal 2004. Nominelle priser. øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE.



2 Temaartikler

I dette kapitlet presenteres korte artikler om aktuelle problemstillinger. Artiklene i denne utgaven er skrevet av medarbeidere i Seksjon for økonomisk regulering og Seksjon for energibruk, Energi- og markedsavdelingen.

Den første temaartikkelen som er skrevet av førstekonsulent Wiljar Hansen ved Seksjon for økonomisk regulering, dreier seg om utviklingen i nettariffene. I artikkelen beskrives inntektsrammereguleringen og utviklingen i inntektsrammer og nettariffer de seneste årene. Spesielt fokuserer Hansen på faktorer som forklarer den siste tids økning i nettariffene.

Seniorrådgiver Pål Tore Svendsen ved Seksjon for energibruk beskriver dagens og de nærmeste årenes situasjon for bruk av gass i Norge. Artikkelen gir en grundig gjennomgang av lønnsomhetsberegninger som er utført for et eventuelt gassrør fra Kårstø til Grenlandsområdet.

2.1 Hvorfor øker nettariffene?⁴

Av førstekonsulent Wiljar Hansen, NVE

Nettselskapene er naturlige monopoler, siden det vanligvis ikke er effektivt med flere parallelle strømmnett i et område. NVE regulerer nettselskapenes inntekt ved å tildele en årlig inntektsramme, som er et øvre tak for hvor mye det enkelte nettselskapene i sum kan fakturere sine kunder. NVEs regulering av nettselskapene skal bidra til en effektiv ressursbruk, lavest mulig nettariff og samtidig rimelig avkastning for nettselskapene. I den senere tid har det vært stor oppmerksomhet rundt økte nettariffer i Norge. Tariffene har vist generell økning, og enkelte selskaper har gjennomført betydelige økninger av nettariffene i sitt område.

I denne artikkelen skal vi se nærmere på hva som er årsakene til de siste års økning i nettariffene, og hvordan utviklingen i nettariffene kan bli i årene som kommer.

2.1.1 NVEs regulering av nettselskapene

For inntektsrammene i inneværende reguleringsperiode, 2002 – 2006, har hvert nettselskap fått fastsatt individuelle inngangsverdier basert på innrapporterte regnskapsverdier fra perioden 1996-1999. Dette gjelder drifts- og vedlikeholdskostnader, avskrivninger, avkastningsgrunnlag og nettap. I tillegg fastsetter NVE et effektivitetskrav for hvert enkelt nettselskap. Effektivitetskravene er fastsatt etter sammenlignende effektivitetsanalyser der en forsøker å kartlegge hvilke selskaper som har størst effektiviseringspotensial. Selskapet med størst potensial ilegges det høyeste effektivitetskravet. Effektivitetskravet spesifiseres som en prosentsats, og inntektsrammen reduseres med denne prosentsatsen hvert år i reguleringsperioden.

⁴ Denne artikkelen er basert på analyser utført i NVE i forbindelse med at Stortingets energikomité i sin innstilling til Stortingsmelding nr. 41 (2002-2003) uttrykte misnøye med utviklingen i nettariffene. I den sammenheng ble Regjeringen bedt om å foreta en gjennomgang av NVEs regelverk med hensyn til godkjenning av nettselskapenes årlige inntektsramme, for å gjøre dette mer treffsikkert, og utjevne kostnadene på en bedre måte.

Endelig tillatt inntekt som fastsettes av NVE etter utløpet av det aktuelle året, bestemmes blant annet av utviklingen i inflasjon, rentenivå og markedspris på kraft.

Når nettselskapene bestemmer sine tariffene, er således ikke den tilhørende inntektsrammen endelig fastsatt og kjent for selskapene. Nettselskapene skal imidlertid sette nettariifene slik at inntektene det aktuelle året stemmer så godt som mulig med forventet inntektsramme. Ved beregningen skal selskapene ta hensyn til forventet endring i konsumprisindeksen, forventet kraftpris for beregning av nettap og forventet rentenivå. Videre legger også selskapet til grunn en forventet mengde levert energi. Tariffstrukturen reguleres gjennom en egen forskrift⁵. Nettselskapene har en betydelig grad av frihet innenfor forskriften til å utforme tariffene som er best egnet, basert på relevante forhold i deres eget nettområde.

Siden nettariifene og faktisk tariffinntekt, bestemmes før endelig inntektsramme er fastsatt vil det normalt være avvik mellom inntektsramme og faktisk inntekt for nettvirksomheten. NVE har derfor innført en ordning som innebærer at dersom selskapets inntekter blir lavere enn tillatt (mindreinntekt), *kan* selskapet øke de fremtidige tariffene med den hensikt å fylle inntektsrammen. Motsatt, dersom selskapet har høyere faktisk inntekt enn NVE tillater (merinntekt), *må* selskapet betale dette tilbake til kundene over tid gjennom lavere tariffene. Selskapet *skal* over tid styre denne saldoen for mer-/mindreinntekt mot null.

Dette innebærer at nettselskapene endrer tariffene enten for å tilpasse inntektene i forhold til endringer i inntektsrammen, men også for å kompensere for mer-/mindreinntekt i tidligere år.

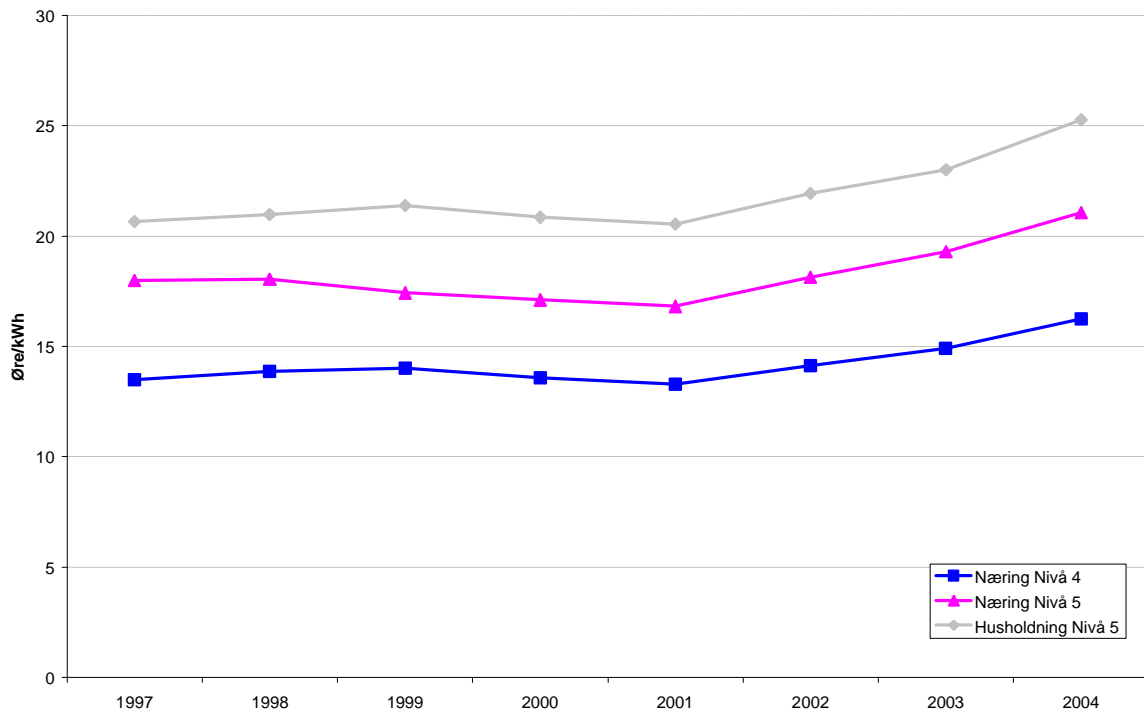
Det er fastsatt i forskriften at merinntekten til selskapene *skal* renteberegnes årlig, mens mindreinntekten *kan* renteberegnes. Beløpet som renteberegnes er gjennomsnittet av inngående og utgående saldo for mer-/mindreinntekt. Det skal benyttes en langsiktig risikofri rente ved merinntekt, mens selskapene står fritt til å benytte en lavere rente for mindreinntekt.

2.1.2 Tariffutviklingen

Basert på tall som innrapporteres til NVE har vi oversikt over de typiske tariffene i hvert selskap. Med bakgrunn i denne informasjonen har vi konstruert landsgjennomsnitt for tariffene til 3 av de viktigste kundegruppene. Av figuren under ser vi at det har funnet sted en markert stigning i tariffene, regnet i øre/kWh, fra 2001 og frem til i år.

⁵ Forskrift for økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffene av 11. mars 1999 nr 302.

Figur 2.1.1 Nettariffer, landsgjennomsnitt i faste 2003 priser, eks. offentlige avgifter. øre/kWh. Kilde: NVE

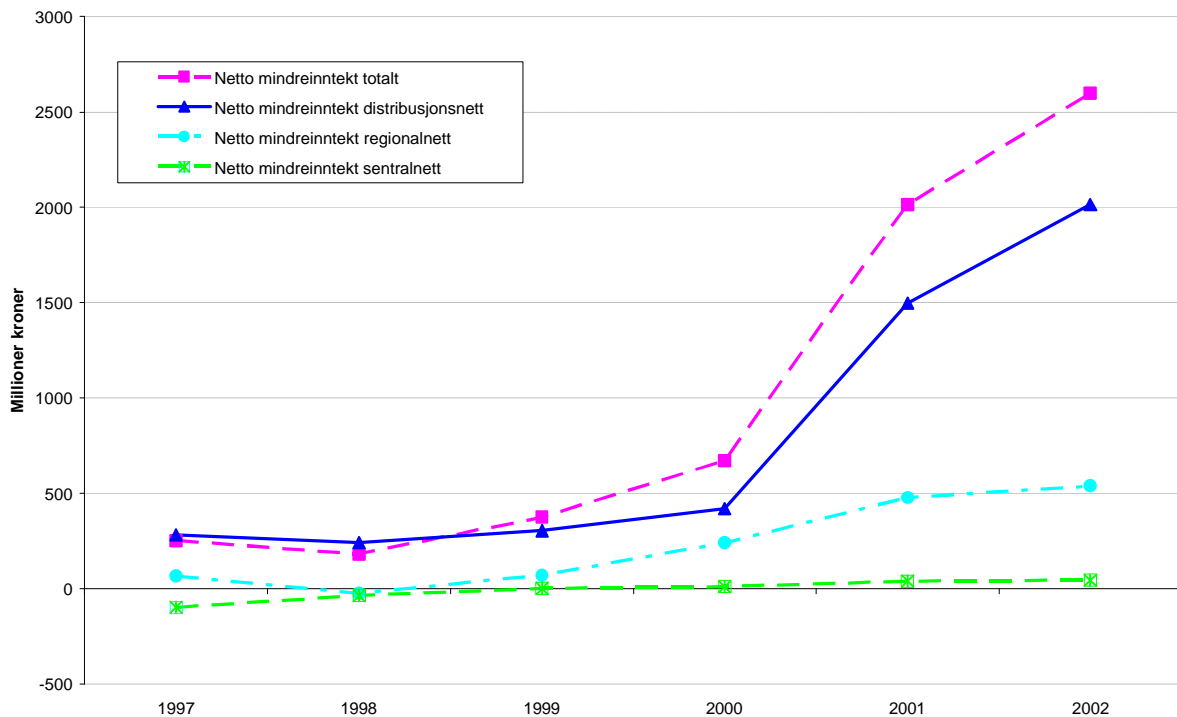


Det er en del enkeltelskaper som har tarifføkninger som ligger langt over den økningen vi ser i landsgjennomsnittet. Naturlig nok har disse selskaperes tarifføkninger fått mye oppmerksomhet. I tillegg til prognoseusikkerheten, kan lokale forhold gi store tarifføkninger. Blant annet kan sammenslåing av nettselskaper og påfølgende utjevning av tariffer, gi tarifføkning for kundene i nettselskapet som ved sammenslåingen hadde lavest tariffer.

2.1.3 Hvorfor økte tariffene?

Ved inngangen til 1997 hadde nettselskapene, eksklusive Statnett, en akkumulert merinntektsaldo på til sammen 392 millioner kroner. Ved utgangen av 2002 hadde derimot selskapene opparbeidet seg en samlet mindreinntektsaldo på i underkant av 2,6 milliarder kroner. Hoveddelen, ca. 2 milliarder, kan henføres til distribusjonsnettene. Til sammenligning er samlet årlig inntektsramme for distribusjonsnettene om lag 10 milliarder kroner.

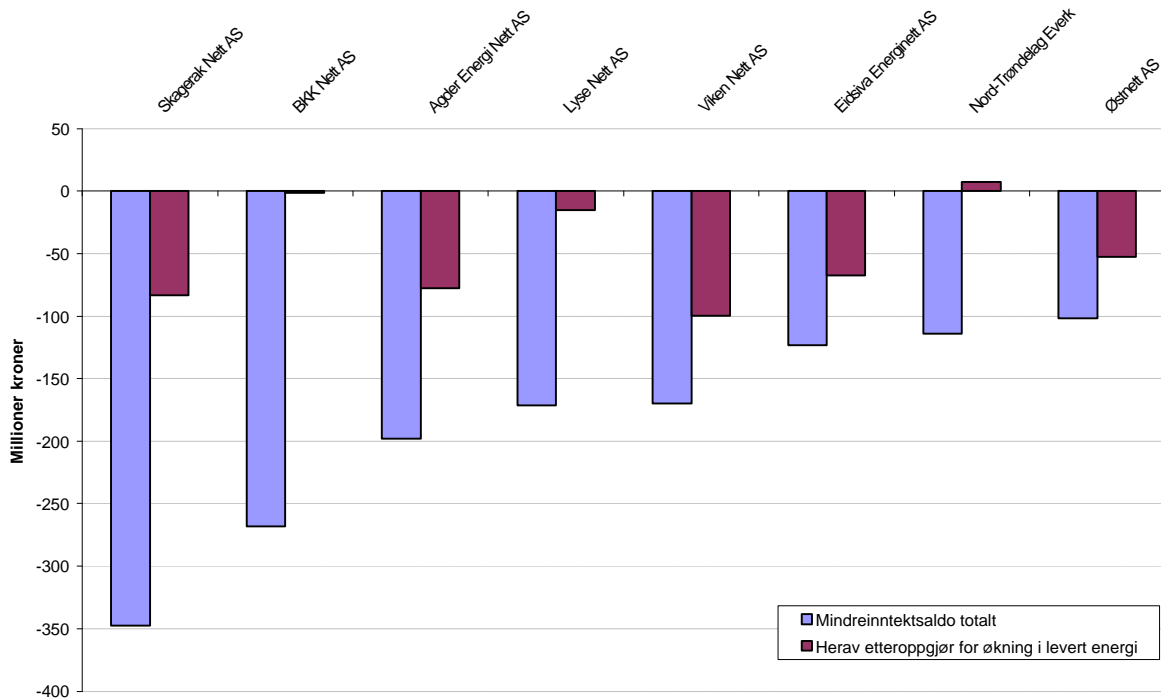
Figur 2.1.2 Netto mindreinntektsaldo per år for hvert nettnivå, 1997 - 2002.⁶ Kilde: NVE.



En årsak til den sterke oppbyggingen av mindreinntekt i 2001 og 2002 er etteroppgjøret for endringer i levert energi i perioden 1997-2001. Denne ordningen, som ikke ble videreført i innværende reguleringsperiode, ga selskapene 0,5 prosent økning i inntektsrammen for hver prosent varig økning i levert energi for selskapet. Det endelige vedtaket for tillatt inntektsøkning ble gjort ved slutten av reguleringsperioden, og gjaldt for de fem foregående årene i reguleringsperioden. Imidlertid ble vedtaket for distribusjonsnettet fattet under hovedforutsetninger som var kjent for selskapene på forhånd, slik at selskapene med rimelighet ville være i stand til å ta høyde for den prognoserte inntektsvirkningen år for år. NVE oppfordret selskapene om å ta høyde for mindreinntekten knyttet til etteroppgjøret for faktisk økning i levert energi i beregningen av tariffene i hele forrige reguleringsperiode. I praksis har det imidlertid vist seg at selskapene likevel har behandlet størrelsen av dLE svært forsiktig, og at tariffene gjennom disse årene derfor har vært satt for lavt.

⁶ I denne figuren inngår etteroppgjøret for faktisk økning i levert energi som en del av saldoen i 2001.

Figur 2.1.3 Selskaper med mer enn 100 millioner i mindreinntektsaldo i 2002. Kilde: NVE



En stor andel av mindreinntektsaldoen er konsentrert om forholdsvis få selskaper. Av saldoen på 2,6 milliarder kroner i netto mindreinntekt for 2002 står åtte selskaper for over halvparten (57 prosent). Figuren over viser selskaper med over 100 millioner i mindreinntektsaldo. Figuren viser også beløpet fra etteroppjøret for levert energi som ble lagt inn i mindreinntektsaldoen for 2001. For noen selskaper forklarer dette beløpet en stor del av mindreinntektsaldoen.

Som nevnt hadde nettselskapene i sum 2,6 milliarder kroner til gode hos sine kunder ved utgangen av 2002. Av denne summen kan 680 millioner kroner henføres til økning i levert energi. Dette innebærer at det er ca 2 milliarder kroner i akkumulert mindreinntektsaldo som skyldes andre faktorer.

2.1.4 Andre forhold som har ledet til mindreinntekt.

Også en del andre faktorer påvirker oppbygningen av mindreinntekt, og kan dermed bidra til å forklare tarifføkningen vi har sett den siste tiden.⁷

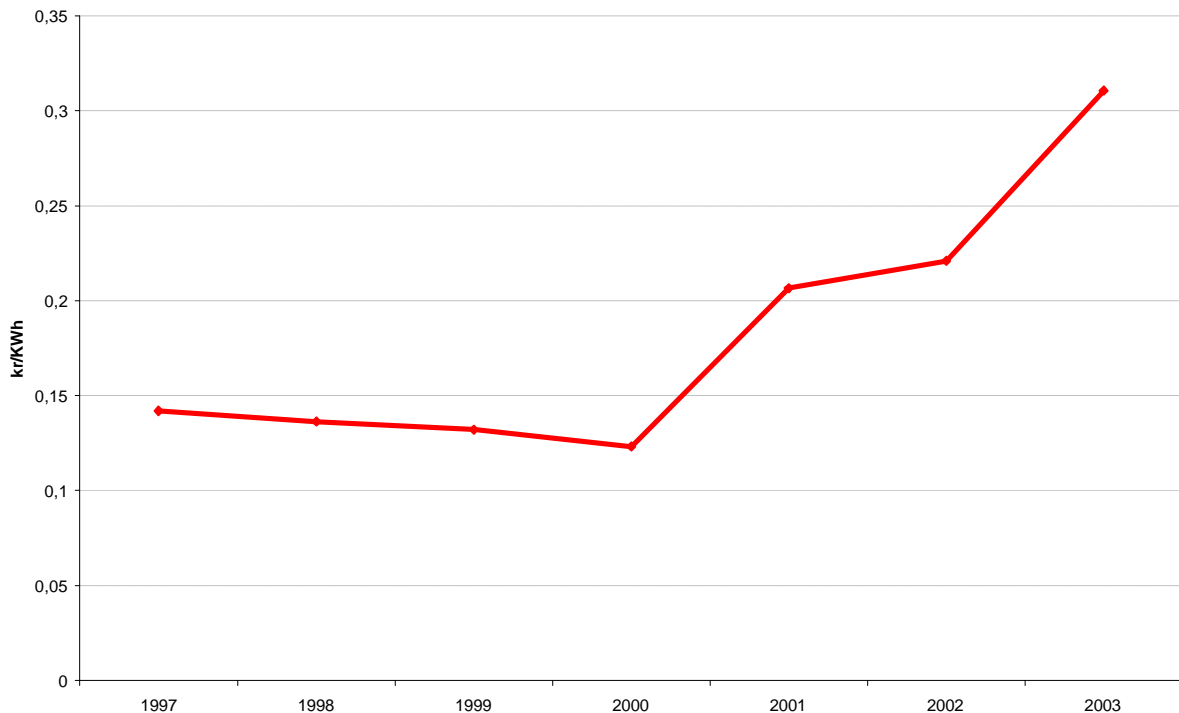
Økt kraftpris øker nettselskapenes utgifter til krafttap

Deler av den stigende trenden i inntektsrammen og dermed tariffgrunnlaget de siste årene, særlig i 2001-2003, kan forklares med den høye spotprisen på kraft. Grunnen til dette er at kostnadene for kjøp av kraft til dekning av fysiske tap i nettet følger spotprisen.

⁷ NVE kan ikke med sikkerhet uttale seg om hvilke faktorer og forutsetninger som er riktig for det enkelte nettselskap.

Det er den årlige systemprisen fra Nord Pool, med et påslag på 20 kr/MWh, som utgjør kraftprisen anvendt i reguleringen.

Figur 2.1.4 Pris på krafttap anvendt i reguleringen. kr/kWh. Kilde: NVE og Nord Pool.

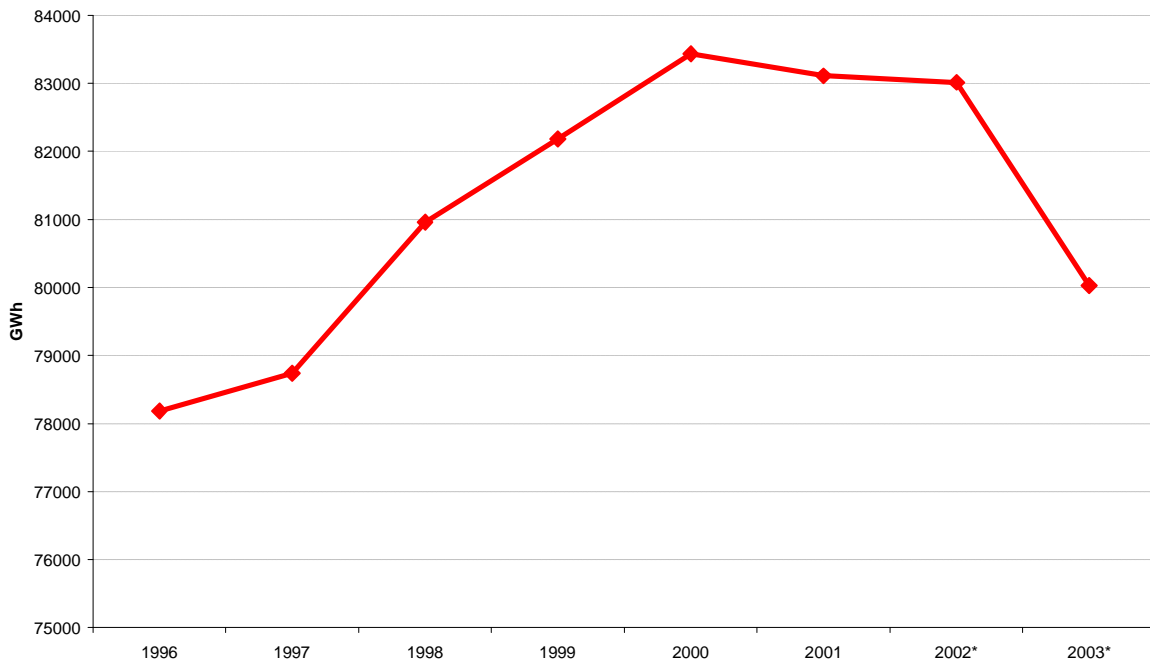


Som nevnt ovenfor, setter selskapene sine tariffer før kraftpris og inntektsramme er kjent. En uventet vekst i kraftprisen, som i 2002 og 2003 vil derfor kunne gi en situasjon hvor nettariffene i ettertid viser seg å ha blitt satt for lavt. Dersom selskapene er tilbakeholdne med å justere tariffene når denne type prognosefeil blir synlige, vil det oppstå mindreinntekt.

Redusert etterspørsel etter elektrisitet

Når selskapene setter sine tariffer tar de utgangspunkt i prognoser for forbruket for den kommende perioden. Dersom det er avvik mellom selskapenes prognoser og den faktiske utviklingen, som følge av for eksempel temperaturer som avviker fra det normale, vil dette medføre at det opparbeides mer- eller mindreinntekt.

Figur 2.1.5 Utviklingen i det temperaturkorrigerede forbruket i alminnelig forsyning i perioden 1996 til 2003. GWh. Kilde: NVE



Det temperaturkorrigerede forbruket i alminnelig forsyning økte jevnt fra 1996 til 2000. Deretter flater kurven ut og blir svakt fallende fram til 2002, før forbruket faller fra 2002 til 2003. Selskaper som la den stigende trenden i forbruket mellom 1996 og 2000 til grunn for sitt estimat på forbruket i 2001, vil ha opparbeidet seg mindreinntekt ved at deres faktiske inntekt ikke når samme nivå som den tillatte inntekten i 2001. Det samme gjelder selskaper som la det svakt fallende forbruket i 2001 og 2002 til grunn for sine prognoser for 2003.

Samlet sett ser vi at det har vært betydelig variasjon og klare trendbrudd både i kraftprisen og forbruket i perioden. Økt kraftpris og lavere forbruk har forårsaket betydelig mindreinntekt og variasjoner i pris og forbruk kan også ha vanskeliggjort selskapenes innhenting av mindreinntekt.

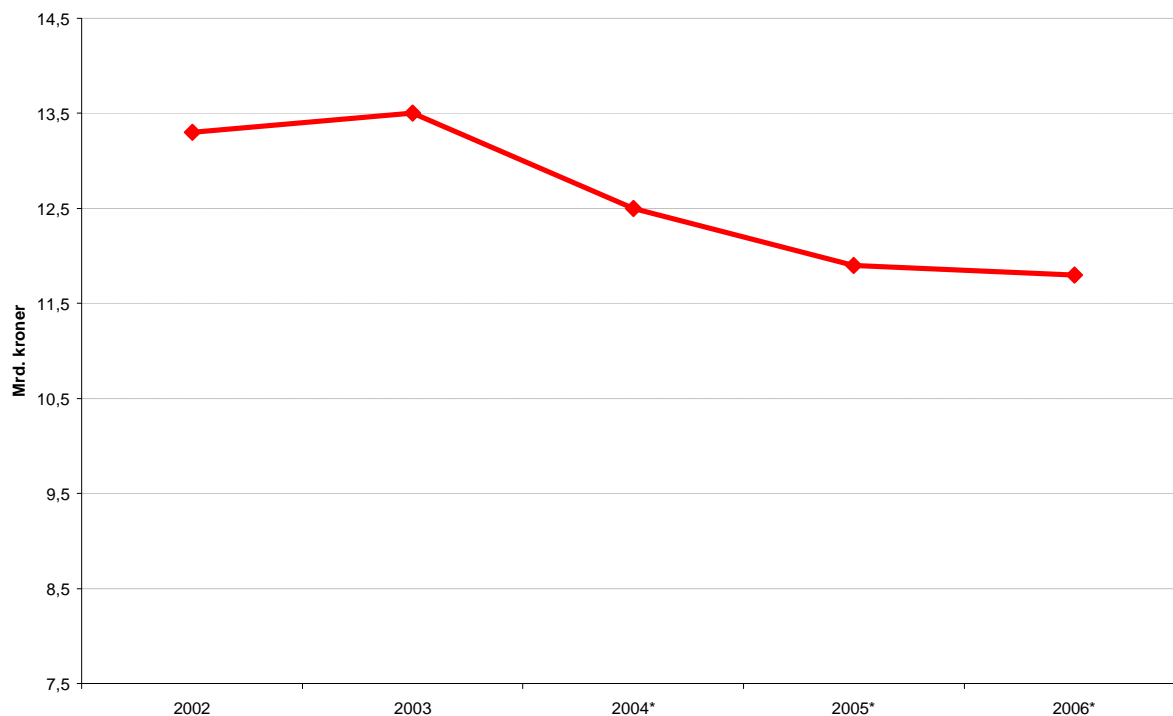
2.1.5 Utviklingen fremover

Nettselskapene, eksklusive Statnett, hadde for 2002 en total inntektsramme på 13,3 milliarder kroner. I 2003 økte rammen til 13,5 milliarder kroner. En årsak til at inntektsrammen økte dette året var at kraftprisene var vesentlig høyere enn normalt, med den følge at nettapskostnadene ble tilsvarende høyere. I perioden fra 2004 til 2006 er inntektsrammen antatt å avta fra 12,5 til 11,8 milliarder kroner. Dette fallet ventes å komme som følge av de effektivitetskrav som selskapene står overfor og som følge av fallende rentenivå.

Størrelsen på nettselskapenes inntektsramme endrer seg med rente- og kraftprisutviklingen. Dersom kraftprisen stiger, øker nettselskapets kostnader til å dekke det fysiske tapet i nettet. Dermed øker også inntektsrammen fastsatt av NVE. Fallende kraftpris vil tilsvarende gi redusert inntektsramme.

Nettariffene de nærmeste årene vil ikke bare avhenge av inntektsrammen selskapene er tildelt, men også av om selskapene velger å hente inn eller avskrive den opparbeidede mindreinntektsaldoen.

Figur 2.1.6 Nettselskapenes totale inntektsramme. For årene 2004 – 2006 er det lagt til grunn prognoserte anslag.⁸ Millioner kroner. Kilde: NVE

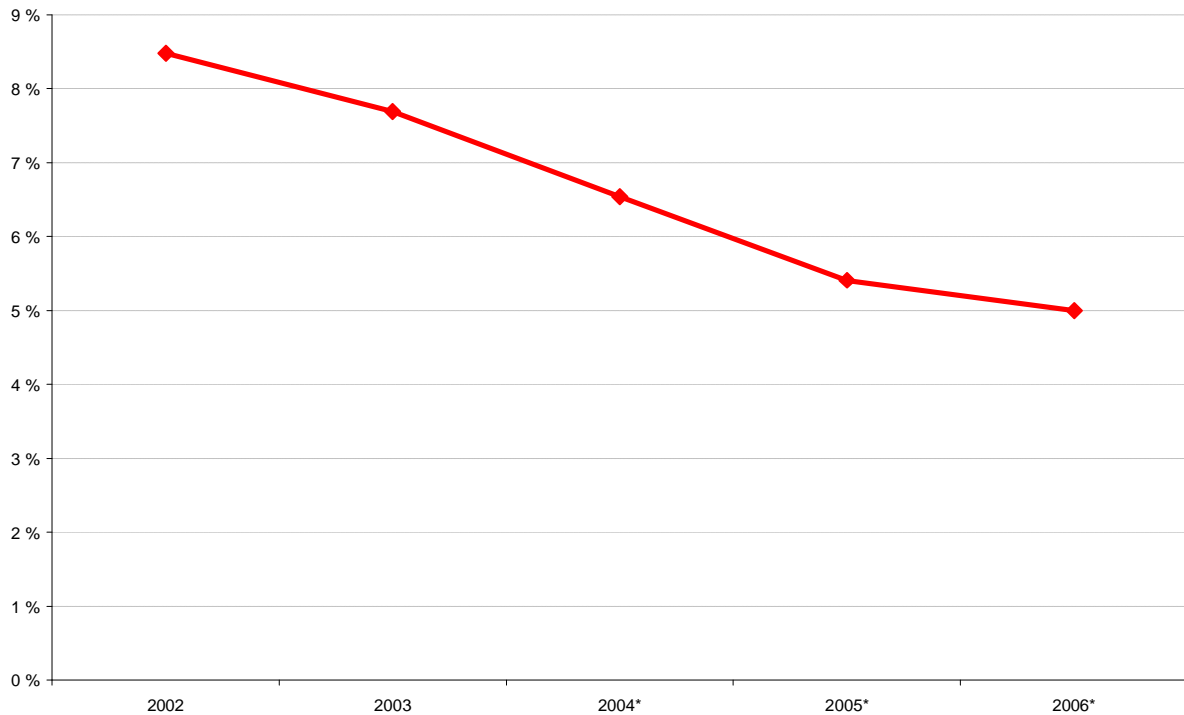


Tallene som ligger til grunn for figuren er basert på usikre forutsetninger, og de faktiske inntektsrammene som vedtas for de aktuelle årene kan avvike fra disse.

En vesentlig del av inntektsrammen er begrunnet i (rimelig) avkastning på investert kapital. NVE fastsetter årlig en referanserente på den investerte kapitalen. Referanserenten fremkommer som langsiktig, risikofri rente tillagt en risikopremie. Den langsiktige risikofrie renten er representert ved statsobligasjonsrenten slik den fremkommer i Finansdepartementets årlige vedtak om rentesatser for beskatning av kraftforetak. Risikopremien utgjør 2 prosentpoeng. Bakgrunnen for Finansdepartementets rentevedtak er et gjennomsnitt av daglige observasjoner av statsobligasjonsrenten med 3 års løpetid. Det faktum at NVE-renten tar utgangspunkt i daglige observasjoner av de siste 3 års statsobligasjonsrente gjør at en får en tidsforskyvning mellom NVE-renten og dagens nivå på statsobligasjonsrenten i perioder med rentenedgang eller renteøkning.

⁸For årene 2004 – 2006 er det lagt til grunn anslag på rentenivå og tapspris. Det er lagt til grunn samme forutsetning for fremtidig rentenivå som i figur 7, tapsprisen som er benyttet er lik 2005 forward-prisen på den Nordiske kraftbørsen fra 17.8.2004. Nettselskapenes kostnader for kjøp av kraft til å dekke det fysiske tapet i nettet sitt antas å falle fra om lag 31 øre/kWh i 2003 og til 28,5 øre/kWh i 2005. Årlig inflasjon antas lik 2,5 %.

Figur 2.1.7 NVE-rentens utvikling i perioden 1997 – 2006. For perioden 2004 – 2006 er det lagt til grunn en forventet utvikling.⁹ prosent. Kilde: NVE



Av den antatte utviklingen i den samlede inntektsrammen ser en at dersom selskapene holder tariffene fast ut reguleringsperioden på det nivået som er tilstrekkelig til å fylle inntektsrammen i 2003 vil store deler av den opparbeidede mindreinntektsaldoen innhentes årlig. Når det enkelte selskap har hentet inn sin opparbeidede mindreinntekt ved å holde en stabil tariff på 2003-nivået må selskapet senke sin tariff for å ikke opparbeide seg merinntekt.

2.1.6 Oppsummering og konklusjon

Nettselskapenes tariffinntekter skal over tid ikke overstige de tildelte inntektsrammene. Inntektsrammene settes slik at nettselskapene har tilstrekkelig ressurser for å sikre en tilfredsstillende strømforsyning, men avgrenser samtidig selskapenes mulighet til å utnytte sin monopolsituasjon til å ta urimelig høye priser fra kundene.

NVEs beregninger viser at nettselskapene satte tariffene slik at tariffinntektene stemte godt med inntektsrammene i perioden 1997-2000. I 2001 og 2002 hadde selskapene vesentlig lavere inntekter enn tillatt, og det ble opparbeidet en mindreinntekt.

⁹ I beregningen av NVE-renten for perioden 2004 – 2006 er det lagt til grunn at dagens rentenivå på 3-årige statsobligasjoner skal holde seg uendret.

Hovedårsaken til den akkumulerte mindreinntekten ligger i at selskapene har bommet på kraft- og forbruksutvikling ved fastsettelse av fra 2001 og 2002. I tillegg har etteroppgjøret for endring i levert energi hatt en viss betydning både direkte og som en usikkerhetsfaktor.

Selskapene har rett til å hente inn den akkumulerte mindreinntekten som i dag er etablert, og det må forventes at selskapene som hovedregel vil benytte seg av denne retten. Dette betyr at selskapene (i varierende grad) vil sette tariffene for de nærmeste årene høyere enn hva det enkelte års inntektsramme tilsier. Dette vil vedvare inntil mindreinntekten er hentet inn.

Den akkumulerte mindreinntekten er etablert gjennom en periode med stigende inntektsrammer og synkende kraftforbruk. Vi går nå inn i en periode hvor inntektsrammene ventelig vil gå ned, blant annet på grunn av lavt rentenivå og effektivitetskrav rettet mot selskapene. Dette medfører at mange av selskapene innen få år vil ha innhentet den opparbeidede mindreinntekten dersom tariffene holdes uendret på dagens nivå. Sannsynligheten for en fortsatt generell økning i nettariffene er derfor liten. Likevel kan det finnes enkeltelskaper som vil øke sine tariffer i tiden fremover for å hente inn opparbeidet mindreinntekt.

2.2 Gass i Norge – Hva er status? Er det lønnsomt å bygge gassrør til Grenland?

Av Seniorrådgiver Pål Tore Svendsen, Energi- og markedsavdelingen

Norge rår over store gassressurser og er en betydelig gassprodusent. Det aller meste av gassen eksporteres til utenlandske kjøpere, og bare en liten andel av gassen brukes innenlands. Selv en liten andel av den norske gassproduksjonen utgjør en betydelig energimengde, og samlet sett forbrukes det i dag tørrgass og våtgass i Norge svarende til en energimengde på mer enn 25 TWh energi.

Det er videre gitt konsesjon til 3 konvensjonelle gasskraftverk på Kollsnes, Kårstø og Skogn, men foreløpig har ikke konsesjonsinnehaverne besluttet å gå i gang med prosjektene. Årsaken til at byggestart hittil er utsatt kan være at forholdet mellom forventede kostnader og inntekter over prosjektene levetid gjør økonomien i prosjektene for usikker. Til Kollsnes og Kårstø finnes det allerede gassrør som del av ilandføringsanlegg for videre eksport av gass til Europa. Skogn-prosjektet vil derimot være avhengig av at det bygges et gassrør fra Tjeldbergodden inn Trondheimsfjorden til Skogn. Flere gasskraftverk (Tjeldbergodden, Mongstad, Grenland, Hammerfest) er i tillegg forhåndsmeldt til NVE, i tillegg til at det er gitt konsesjon til et energianlegg i forbindelse med Snøhvit-utbyggingen.

Ønsket om økt innenlands bruk av gass og høye priser på annen energi, har aktualisert fremføring av gass via rørledninger eller skip til flere deler av landet. Industrien i Grenland utgjør en viktig del av potensialet for økt innenlands utnyttelse av naturgass, og et gassrør til Grenland kan være en aktuell fremtidig investering. Andre aktuelle prosjekter er gassrør fra Tjeldbergodden til Skogn med en eventuell forgrening til Trondheim, gassrør fra Kollsnes til Mongstad og gassforsyning via skip i ulike ruter.

NVE har på oppdrag fra OED utredet lønnsomheten ved etablering av gassforsyning til via rør eller skip til ulike deler av Norge¹⁰. I denne artikkelen skal vi foruten å gi en oversikt over dagens bruk av gass i Norge, redegjøre nærmere for arbeidet som er gjort med å vurdere potensial og lønnsomhet ved etablering av gassforsyning til Grenlands-området i Telemark.

2.2.1 Status og kjente utviklingsplaner

Gass kan brukes til energiformål, som for eksempel oppvarming eller drift av motorer. I tillegg benyttes gass som innsatsfaktor i en rekke produksjonsprosesser, for eksempel gjødselproduksjon, produksjon av metanol og produksjon av plast.

Samlet sett forbrukes i dag gass tilsvarende en tilført energimengde på om lag 2,4 TWh årlig til energiformål i Norge, hovedsakelig rundt ilandføringsstedene for gass.

De største innenlandske gassbrukerne er imidlertid Statoils metanolfabrikk på Tjeldbergodden (med et forbruk på om lag 770 MSm³, med et energiinnhold på om lag 7,7 TWh, i 2003) og industrien i Grenland (med et forbruk på om lag 1150 ktonn våtgass (etan og propan) årlig, med et energiinnhold på i størrelsesorden 15 TWh) som hovedsaklig benytter gass som råvare til industriproduksjon.

I tillegg til metanolproduksjonen foregår det også produksjon av bioprotein og LNG (årskapasitet på 12.000 tonn svarende til om lag 16 MSm³ naturgass årlig) på Tjeldbergodden.

¹⁰ Analysene er dokumentert i rapporten ”Gass i Norge”, NVE-rapport 10/2004

Lyse Gass har lagt et gassrør med en kapasitet på 1-1,5 mrd. Sm³ pr år for distribusjon av gass fra Kårstø til kjøpere i Rogalandsregionen. Foreløpig har SFT gitt Lyse Gass tillatelse til å distribuere inntil 70 MSm³ årlig.

På Karmøy og i Haugesundsområdet har Gasnor ASA gjennom de siste ti år bygget opp et distribusjonsnett (om lag 60 km) for naturgass som årlig omsetter om lag 40 MSm³ naturgass. Gasnor har også nylig satt i drift et LNG-anlegg på Karmøy (Snurrevarden) med kapasitet på om lag 25 MSm³ årlig. Naturgass blir også brukt som drivstoff for om lag 70 kjøretøyer i Haugesundsområdet gjennom drift av to fyllstasjoner.

Naturgass Vest AS har bygget et CNG-anlegg i Kollsnes Næringspark. Herfra distribueres CNG med trailer til industri, boliger og som drivstoff for busser i Bergensområdet. I tillegg har selskapet investert i LNG-produksjon på Kollsnes med årlig kapasitet på om lag 54 MSm³, som i hovedsak distribueres ved hjelp av en spesialbygget kysttankbåt. Naturgass Vest leverte i 2003 ca. 13 MSm³ naturgass, og forventer å levere om lag 38 MSm³ i 2004.

Naturgass Vest og Gasnor er for tiden i forhandlinger med tanke på en fusjon av selskapene.

LPG består av de tyngre gassene propan og butan og produseres fra våtgassandelen i naturgass eller under raffinering av råolje. LPG selges som et separat produkt fra naturgass og transporteres gjerne i flytende form (ved hjelp av høyt trykk og/eller lave temperaturer). Det totale forbruket av LPG i 2003 var på 304 000 m³, svarende til en energimengde på om lag 2 TWh. Størstedelen ble brukt i industrien, men bruken hos privatkunder er i rask vekst.

LNG-løsninger blir brukt for å nå store industrikunder, som f.eks. Hydro Aluminium på Sunndalsøra. Gasselskapene bruker uttrykket "gassøyer" på steder der man bygger LNG-mottaksanlegg. Rundt disse ser man for seg enten lokale lavtrykks rørmnett og/eller distribusjon med tankvogner.

Statoil har etablert selskapet LNG Norge DA bl.a. for å utvikle småskala LNG-distribusjon med utgangspunkt i Snøhvit. Selskapet eies foreløpig av Statoil, men vil samarbeide nært med Naturgass Vest og Gasnor. Selskapet planlegger bygging av et mindre skip for distribusjon av LNG langs kysten.

Det er etablert en rekke lokale distribusjonsselskaper (som Naturgass Grenland, Naturgass Øst og Naturgass Møre) som vurderer å markedsføre LNG i sine områder. Disse aktørene ser stort sett for seg stasjonær forbrenning i industrien som viktigste gassanvendelse. OED har etablert en ordning for investeringsstøtte (i 2004 på 54 mill. kr.) for bygging av infrastruktur for gass, som forvaltes av Enova. Enova forventer å tildele midler i høst, noe som må forventes å lede til etablering av distribusjon av LNG til et økende antall områder langs kysten og i Oslofjorden.

Flere aktører, bl.a. Knutsen OAS i Haugesund i samarbeid med Shell, arbeider med konsepter og planer for skipsfrakt av gass under trykk, CNG. En CNG-båt vil inneholde en rekke stålcontainere satt sammen som flaskebatterier i en manifold. Knutsen OAS har utviklet et fartøy som sannsynligvis tilfredsstiller kravene Det norske Veritas har satt for slike fartøy.

En viktig drivkraft bak introduksjon av LNG i markedet er NO_x-reduksjon. Ferges, forsyningsbåter og andre kystfartøy er store punktkilder for NO_x-utslipp. NO_x-utslippene fra offshorevirksomheten er også betydelige, og operatørene har ulike krav til å redusere utslipp fra turbindrift på plattformer og landanlegg.

Merkostnadene ved å bygge gassdrevne skip (basert på LNG) i stedet for konvensjonell dieseldrift er lavere enn å gjøre tiltak på plattformene. På denne bakgrunn har Statoil fått godkjent gassdrift av skip som løsning for sine pålegg om NO_x-reducerende tiltak, og Gassco har allerede søkt norske myndigheter om tilsvarende avtale.

De nye forsyningsskipene "Stril Pioner" og "Viking Energy" ble satt i drift våren/sommeren 2003, innleid av Statoil på tiårskontrakter. Begge skipene drives av LNG levert fra Kollsnes. Til sammen vil båtene forbruke om lag 8 MSm³ LNG årlig, og gassdriften vil føre til reduserte utslipp av NO_x på om lag 400 tonn årlig. Bilfergen "Glutra" har også brukt gass som drivstoff i vel to år på et samband i Møre og Romsdal, og det er også vedtatt å benytte gassferjer på to nye ferjesamband i Rogaland og Hordaland.

2.2.2 Industri og gassforbruk i Grenlandsområdet

Grenland strekker seg fra Langesund til Porsgrunn og Skien og omfatter kommunene Skien, Porsgrunn, Siljan og Bamble. Regionen har om lag 100 000 innbyggere og er kjennetegnet av industriklyngen på begge sider av Frierfjorden. Virksomhetene produserer kunstgjødsel og ulike plastprodukter på basis av våtgass (i hovedsak etan og propan). Industriklyngen utgjøres i hovedsak av følgende aktører:

Yara Porsgrunn har flere fabrikkheter på Herøya som omfatter i hovedsak en ammoniakfabrikk (produksjonskapasitet 530 000 tonn/år), to fullgjødselabrikk (samlet kapasitet på 1,9 mill. tonn/år), en kalksalpeterfabrikk (kapasitet 800 000 tonn/år) og en salpetersyrefabrikk (kapasitet 1,1 mill. tonn/år). Virksomhetene har om lag 430 ansatte.

Hydro Polymers har virksomheter både på Herøya (PVC-fabrikk) og på Rafnes (klor og vinylkloridfabrikk, VCM). Et 3500 meter langt rør for transport av våtgass forbinder anleggene. PVC-produksjonen er på til sammen 150 000 tonn/år, mens klor, VCM og ulike andre produkter fra anleggene på Rafnes til sammen står for 765 000 tonn/år. Virksomhetene sysselsetter til sammen om lag 315 personer.

Borealis produserer primært polyetylen og polypropylen eller materialer der disse plasttypene inngår. Råstoffene etylen og propylen hentes fra Noretyls anlegg som ligger ved siden av Borealis.

Noretyl eies 50 prosent av Norsk Hydro og 50 prosent av Borealis. Noretyl eier den såkalte crackeren på Rafnes, dvs. produksjonsenheten som omdanner etan til eten (etylen) og propan til propen (propylen). Noretyl leverer således råstoff til Hydro Polymers og Borealis, til sammen 450 000 tonn etylen og 70 000 tonn propylen pr. år. Selskapet Noretyl AS ble opprettet i 2001, men virksomheten har eksistert siden 1977. Noretyl sysselsetter om lag 160 personer.

Naturgass Grenland AS ble opprettet i 2002 for å distribuere og selge naturgass i Grenland og eies av Statoil, Hydro, Skagerak Energi og Gasnor. Selskapet har beregnet at deler av varmemarkedet vil kunne konverteres til naturgass i et omfang på om lag 17 MSm³ årlig. Videre vil visse industrikunder og nye kundegrupper øke dette volumet i ulik grad avhengig av betalingsvillighet. Selskapet ønsker i første omgang å satse på en LNG-løsning, primært for å utvikle markedet lokalt forut for bygging av gassrør, sekundært som en selvstendig forsyningssløsning.

Skagerak Energi er den dominerende regionale netteieren og elektrisitetsprodusenten (eid 66 prosent av Statkraft og 34 prosent av kommunene i området). Selskapet har levert inn forhåndsmelding for bygging av gasskraftverk i Grenland. Forhåndsmeldingen skisserer et kraftverk av størrelse 400 – 1000 MW, som kan være både med og uten løsninger for CO₂-håndtering. Gassbehovet til et eventuelt kraftverk er ikke

tatt med i den grunnleggende lønnsomhetsberegningen. Gasskraft er i stedet gjenspeilet i sensitivitetsanalysen, og da er det tatt utgangspunkt i gasskraft uten CO₂-håndtering. Et gasskraftverk med CO₂-håndtering vil på grunn av lavere virkningsgrad trenge om lag 20 prosent mer gass for å produsere den samme kraftmengden.

Industrien har hittil bare hatt tilgang til våtgass, som har blitt fraktet med skip til Grenland. Industrien har imidlertid undersøkt mulighetene for å bygge et rør fra Kårstø som frakter både våtgass og tørrgass (i hovedsak metan) til regionen. Utover råstoff til eksisterende brukere vil dette muliggjøre ny gassbasert virksomhet og naturgass til dekning av energibehovet hos større brukere i regionen. Gass transportert som nedkjølt væske (LNG) eller komprimert gass lagret på tank (CNG) er alternative transportformer for gass til Grenland. Denne artikkelen fokuserer imidlertid på røralternativene, ettersom disse alternativene har vært mest fremme i den offentlige debatten, samt at de, som en vil se videre i artikkelen, har bedre egenskaper ved økende gassvolumer.

NVE har i samarbeid med industrien i Grenland estimert et realiserbart gassforbruk i området på 560 MSm³ tørrgass og 820 ktonn våtgass pr. år basert på eksisterende og vedtatt utbygde anlegg. De anslåtte forbrukstallene er lagt til grunn i de videre beregningene. Forbrukstallene er basert på erfart forbruk og regnes som relativt sikre estimater. I den tidshorizonten en opererer med, 20-30 år frem i tid, er det imidlertid rom for mange og omfattende endringer i gassforbruk, slik at estimatet må oppfattes som langt sikrere på kort sikt enn for slutten av beregningsperioden. Den største usikkerheten vurderes å ligge i eventuell industrivekst som følge av at det etableres et gassrør til Grenland. Dette vurderes å innebære en betydelig oppside for økt bruk av gass i Grenland, en oppside som ikke har vært vurdert som sikker nok til å inkluderes i basisvolumene.

2.2.3 Kostnader for et gassrør til Grenland

Våre lønnsomhetsberegninger er basert på et rent rørprosjekt, der investerings- og driftskostnadene i et rør veies mot betalingsviljen for transporttjenesten som røret utfører. Dette innebærer at engrospris på gass (det vil si prisen på gass levert fra Kårstø, som vil avhenge av gassprisene i EU) ikke spiller noen rolle i regnestykket. Vi har lagt til grunn en kalkulasjonsrente på 8 prosent og en levetid på 20 år fra idriftsettelsestidspunktet. Røret antas ikke å ha restverdi ved utløpet av levetiden. Det kan argumenteres for en lengre økonomisk levetid for et gassrør, men usikkerhet knyttet til aktiviteten i begge endene av røret på så lang sikt taler imot dette. Vi har imidlertid utarbeidet en sensitivitetsberegning der røret er gitt en levetid på 30 år. Det er også laget sensitivitetsberegninger for andre avkastningskrav. Sensitivitetsresultatene er vist i figur 2.2.9 nedenfor.

Nødvendig investering er estimert til 4150 mill. kr. for et 18" kombirør og 2750 mill. kr. for et 16" tørrgassrør. For begge rørene er gjennomsnittlige årlige driftskostnader estimert til 1,5 prosent av investeringsbeløpet. Kostnadsanslagene er basert på tall utarbeidet for NVE av Aker Kværner Technology.

En vurdering av hvilke gasspriser en alternativt kan oppnå i det europeiske gassmarkedet er utgangspunktet for å beregne betalingsvilligheten for bruk av kombirøret. En gunstig beliggende større industriell gasskunde på Kontinentet er vurdert å måtte betale om lag 23 øre/Sm³ for transport av gass til sin fabrikk. Dette estimatet utgjøres av om lag 15 øre/Sm³ i betaling for transport til landfall på kontinentet og om lag 8 øre/Sm³ i lokal distribusjon¹¹. I lønnsomhetsberegningene nedenfor har vi brukt

¹¹ For utdyping, se "Gass i Norge" (Kap. 5.3) og www.gasviagasled.com

25 øre/Sm³ som anslag for betalingsvilligheten for gasstransport til industrien i Grenland. Dette er NVEs vurdering av hva som for industrien vil være en akseptabel betaling for gasstransport. Vurderingen er basert på at industrien i Grenland på lang sikt må kunne konkurrere med gunstig beliggende fabrikker i andre land, samtidig med at industrien allerede har investert i fabrikkene i Grenland, investeringer som i stor grad er irreversible (sunk cost) og som ikke lar seg flytte til mer gunstige beliggenheter.

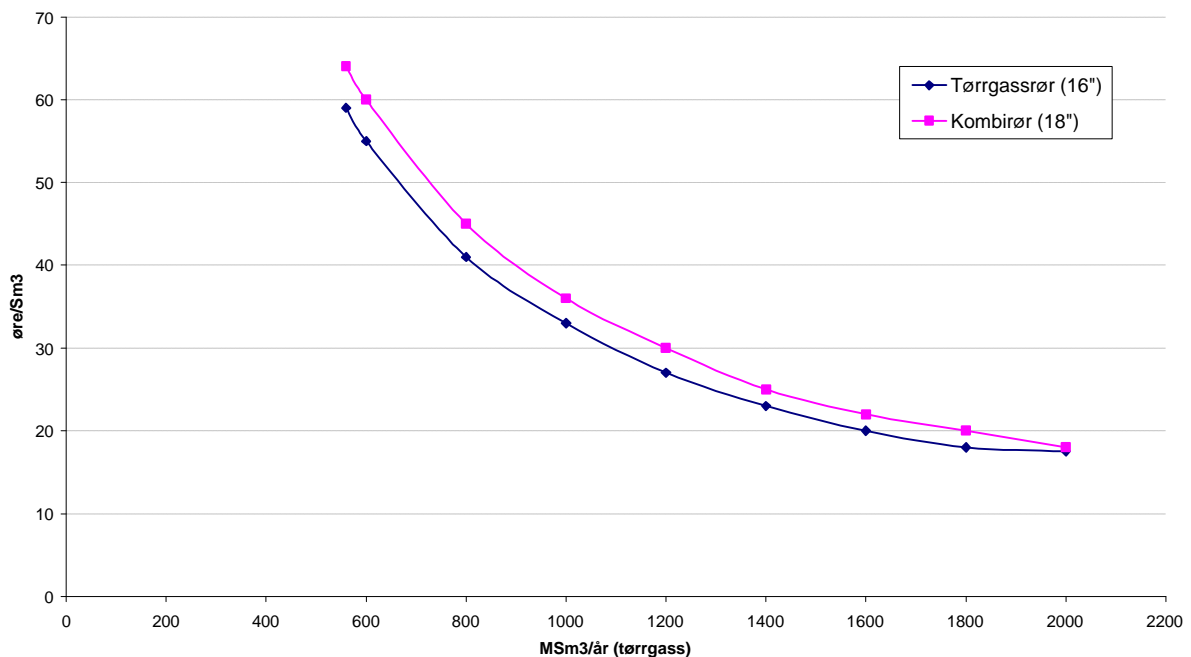
Mens man for tørrgass regner transportkostnader i øre/Sm³, regnes det for våtgass gjerne i kr/tonn. Til grunn for beregning av industriens betalingsvillighet for våtgasstransport har vi valgt 165 kr/tonn. Det tilsvarer forventet fremtidig kostnad for skipstransport av våtgass levert fra Kårstø til Rafnes.

Både for tørrgass og våtgass vurderes den anslåtte betalingsviljen for gasstransport å medføre lavere råvareutgifter enn dagens situasjon, fordi anslagene er basert på en vurdering av transportkostnader og industriens situasjon på lang sikt.

2.2.4 Lønnsomhetsbetraktning

Kostnadsestimatene for investering og drift for et gassrør til Grenland leder til spesifikke transportkostnader (kostnader pr. transportert enhet) som vist i figur 2.2.1. I figuren varierer tørrgassvolumet i kombirøret, mens våtgassvolum og betaling for transport av våtgass holdes konstant. Av kostnadmessige og prosestetniske grunner vurderes det ikke som en løsning å redusere rørdimensjonene ved lave transporterte volumer.

Figur 2.2.1 Transportkostnader for gassrør fra Kårstø til Grenland, øre/Sm³. Kilde: NVE



Figuren illustrerer tydelig skalafordelene ved rørtransport av gass, og at økt årlig gassforbruk vil kunne bedre den bedriftsøkonomiske lønnsomheten av gassrøret betydelig.

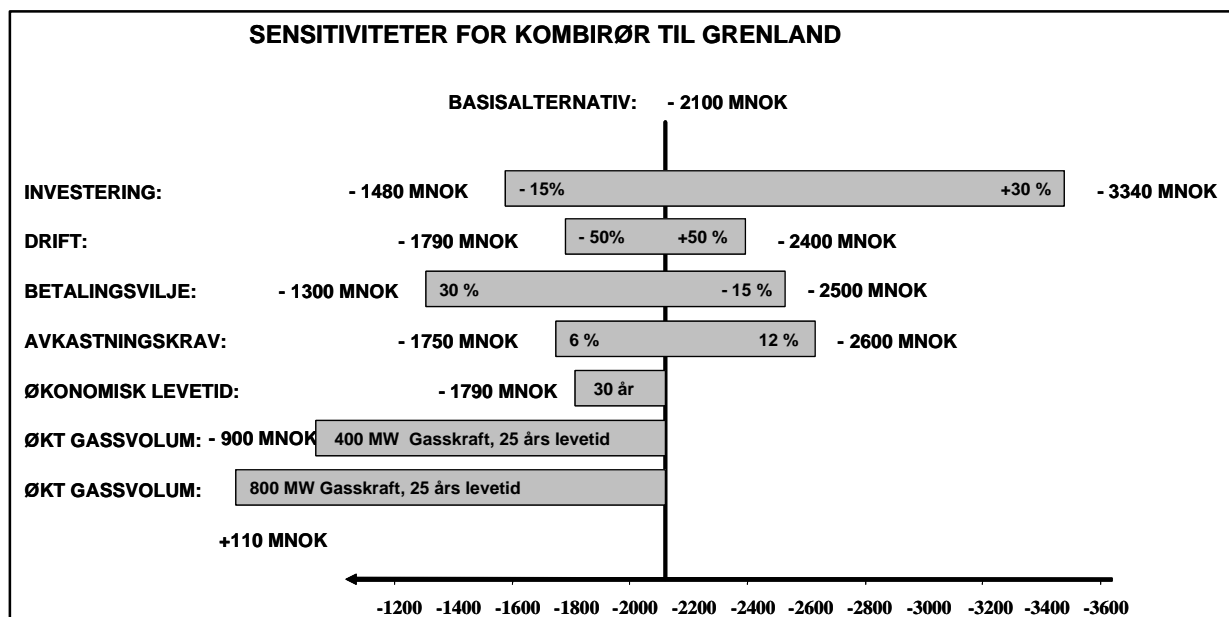
Gitt forutsetningene beskrevet over gir beregningene at et kombirør vil ha en negativ bedriftsøkonomisk nåverdi på om lag 2,1 mrd. kr. For å oppnå kostnadsdekning må prisen på rørtransport settes til om lag 64 øre/Sm³. Et tørrgassrør vil gi et underskudd (nåverdi) på -1,8 mrd. kr. Et slikt rør ville balansere økonomisk ved en transportpris på 59 øre/Sm³.

Det vil si at dersom en bestemmer seg for å investere i et gassrør til Grenland har en akseptert å investere i et prosjekt som viser dårlig lønnsomhet. Et kombirør tilbyr en tilleggstjeneste for transport av våtgass i forhold til tørrgassrøret, en tjeneste som viser markert bedre bedriftsøkonomisk lønnsomhet (7,3 prosent) enn et tørrgassrør alene, og som i tillegg gir miljøgevinster og fordeler for industrien. Gitt at et gassrør til Grenland blir besluttet, er det således gode grunner for at dette bør være et kombirør.

2.2.5 Beregningsusikkerhet - sensitivitetsanalyse

Mange ulike faktorer og forutsetninger påvirker lønnsomheten til et gassrør til Grenland, og disse er illustrert i Figur . Figuren gjelder for et kombirør, men sensitivitetsresultatene er kvalitativt de samme for tørrgassrør. Sensitivitetsanalysen baserer seg på å variere en faktor som påvirker lønnsomheten, mens de andre beholdes som i basisalternativet. Basisalternativet angis på figuren som den loddrette streken som viser en nåverdi på -2100 mill. kr.

Figur 2.2.2 Sensitiviteter for kombirør til Grenland



Følgende vurderinger er gjort av de enkelte elementenes innvirkning på lønnsomheten:

Investeringsestimater. En besparelse i rørleggingsprosjektet på 15 prosent i forhold til estimert investeringskostnad vil bedre nåverdien med om lag 620 MNOK til om lag -1480 MNOK, mens en overskridelse på 30 prosent gir en nåverdi på om lag -3340 MNOK, en forverring på om lag 1240 MNOK.

Driftskostnader. Lønnsomheten for kombirøret er lite følsomt overfor driftskostnadene. Selv betydelige endringer i disse kostnadene gir relativt beskjedne endringer i nåverdien.

Betalingsvillighet for transport. Basisalternativet tar utgangspunkt i en betalingsvillighet for transport som må oppfattes å være relativt lav. Dersom man hever betalingen for transport med 30 prosent, jevnt fordelt mellom tørrgass og våtgass, vil nåverdien ved 8 prosent avkastning forbedres med om lag 800 MNOK til om lag -1300 MNOK. Lønnsomheten for røreier er følsom for endring i betalingsvilligheten for transport, men det kreves en betydelig (og urealistisk høy) økning i denne betalingsvilligheten for å få et lønnsomt prosjekt.

Avkastningskrav. NVE legger samme rentenivå som Finansdepartementet (jf. FIN Veileder av 2000) til grunn for samfunnsøkonomiske analyser av vannkraftprosjekter (8 prosent). Om infrastruktur sier NVE at til hovednett for kraft settes avkastningskravet til 6 prosent, mens det for gassnett settes til 8 prosent. Til sammenligning tar staten utgangspunkt i et avkastningsnivå på 7 prosent som underlag for tariffing av Norled, dvs. den samlede gassinfrastrukturen på kontinentalsokkelen. Her er imidlertid investeringene i stor grad sikret ved langsiktige avtaler for salg av gass, dvs. også avtaler for utnyttelse av kapasiteten i rørsystemet. Dersom man oppnår tilsvarende lange leveringsavtaler til brukerne i Grenland, vil det være et argument for å redusere avkastningskravet til 7 prosent. En reduksjon av avkastningskravet til 6 prosent vil gi en prosjektøkonomisk nåverdi på om lag -1750 MNOK (en forbedring på om lag 350 MNOK), mens en økning til 12 prosent vil redusere nåverdien med om lag 500 MNOK, til om lag -2600 MNOK.

Økonomisk levetid. Et gassrør til Grenland baserer seg på industrivirksomhet i begge ender av røret. Det hefter usikkerhet ved om det finnes interesserte gasskjøpere i Grenlandsområdet og om Kårstø kan levere de ønskede mengder av etan og LPG i en tidshorison på over 20 år fra oppstartstidspunktet til et gassrør. Selv om et gassrør vil kunne ha en lengre teknisk levetid, styrker dette bruken av 20 års økonomisk levetid i lønnsomhetsberegningene. Økonomisk levetid på 30 år for kombirøret gir en nåverdi på om lag -1790 MNOK (en forbedring på om lag 310 MNOK), det vil si at rørets lønnsomhet i begrenset grad avhenger av den økonomiske levetiden som legges til grunn. Økning av den økonomiske levetiden alene kan ikke gi et lønnsomt prosjekt.

Kapasitetsutnyttelse. Transporterte volumer i basisalternativet utnytter bare 22-23 prosent av tørrgasskapasiteten i kombirøret (samtidig som rørdimensjonen og dermed investeringskostnaden er nødvendig for å opprettholde våtgasskapasiteten i røret). Dette er en hovedårsak til den manglende lønnsomheten. Dersom en antar at det fases inn et gassforbruk tilsvarende et 800 MW gasskraftverk (om lag 1100 MSm³) 5 år etter oppstart av kombirøret, og rørets økonomiske levetid dermed forlenges til totalt 25 år, vil det bedre lønnsomheten betydelig (det fordrer imidlertid at også gasskraftprodusenten betaler 25 øre/Sm³ for gasstransporten). Beregnet nåverdi vil i dette tilfellet forbedres med om lag 2210 MNOK, til om lag 110 MNOK, dvs. at kombirøret så vidt blir lønnsomt. Til sammen vil industrien og gasskraft da utnytte om lag 66 prosent av tørrgasskapasiteten. Kombirøret vil altså fortsatt kunne stille transportkapasitet til rådighet for andre store brukere, både i Grenland og i prinsippet til resten av østlandsregionen. Dersom gasskraftverket bare betaler 15 øre/Sm³ for transport, vil et forbruk tilsvarende 800 MW etter 5 år likevel bedre gassrørets nåverdi til om lag -700 MNOK, en forbedring på 1400 MNOK.

Omsatt gassvolum er en nøkkelparameter for lønnsomhetsberegningene. Økt transportvolum kan gi et lønnsomt gassrørprosjekt. Beregningene viser at rørprosjektet kan bli bedriftsøkonomisk lønnsomt ved etablering av ny virksomhet med et betydelig gassforbruk (i samme størrelsesorden som et 800 MW konvensjonelt gasskraftverk). Det er da antatt at nye gassbrukere har minst like høy betalingsvilje for rørtransport som eksisterende industri i regionen.

2.2.6 Samfunnsøkonomisk vurdering av et gassrør til Grenland

Ovenfor er prosjektet vurdert ut fra bedriftsøkonomiske kriterier. Et eventuelt gassrørs samfunnsøkonomiske lønnsomhet vil i tillegg avhenge av om det finnes nytteeffekter av røret som ikke gir bedriftsøkonomisk uttelling. I tillegg viser røret fallende gjennomsnittskostnader over det aktuelle volumintervall. Det vil si at prismekanismen for rørtransporten er viktig for å kunne trekke nødvendige inntekter til røret. Ofte kan det by på problemer å trekke inn all eksisterende betalingsvillighet gjennom faste ledd og en viss statlig medvirkning kan være optimalt.

Miljøgevinster

Det skisserte gassvolumet som ligger til grunn for beregningene vil gi reduserte utslipp til luft i Grenland, noe som bør inkluderes i den samfunnsøkonomiske beregningen. Miljøgevinsten utgjøres av årlige utslippsreduksjoner fra eksisterende prosessanlegg og reduserte utslipp fra dagens sjøtransport av våtgass. Beregnede utslipp og utslippsreduksjoner for å bygge og ta i bruk et nytt gassrør fra Kårstø til Grenlandsregionen er vist i Tabell . Utslippsbesparelsen for et kombirør er større enn for et tørrgassrør, blant annet på grunn av redusert båttransport.

Tabell 2.2.1 Endringer i utslipp som følge av utbyggingsalternativer (tonn/år)

	CO ₂	SO _x	NO _x
Kombirør	- 258.000	- 1340	- 2170
Tørrgassrør	- 217.000	- 689	- 1127

Ved hjelp av spesifikke kostnader ECON har beregnet for utslipp av de enkelte utslippskomponentene er det beregnet totale miljøgevinster for rørprosjektene. Basert på miljøkostnadene, 20 års levetid og kalkulasjonsrente på 8 prosent er nåverdien av utslippsbesparelsene beregnet til om lag 618 mill. kr. for kombirør og om lag 357 mill. kr. for et tørrgassrør. Basert på dette blir den negative samfunnsøkonomiske nåverdien av gasstransport for kombirør og tørrgassrør henholdsvis 1482 og 1465 mill. kr.

Gevinster for industrien

Et gassrør til Grenland vil ha positive effekter for industrien i forhold til dagens situasjon. Betalingsvilligheten for gasstransport som er lagt til grunn for den prosjektøkonomiske lønnsomhetsberegningen gir sannsynligvis lavere råvarekostnader enn det industrien har pr. i dag, i tillegg er det et potensial for forbedringer i produksjonsprosessen som følge av tilgang på tørrgass. Det er gjort en beregning av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av gassrør til Grenland, riktig nok beheftet med en stor grad av usikkerhet, som anslår industrien sin gevinst til 500-700 mill. kr. i forhold til dagens situasjon. Gevinsten kommer ikke rørprosjektet til gode, men den bør vektlegges i de samfunnsøkonomiske vurderingene.

Dersom en også velger å inkludere de estimerte gevinstene for industrien i Grenland bedres den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til i underkant av minus en milliard kroner for både kombirør og tørrgassrør.

Økte gassvolum

I en samfunnsøkonomisk vurdering vil ikke økt omsatt gassvolum være like entydig positivt som i den bedriftsøkonomiske vurderingen. Dersom den økte omsetningen innebærer økte utslipp, som tilfellet vil være ved et konvensjonelt gasskraftverk, vil utslippskostnaden påvirke samfunnsøkonomien i negativ retning. Hvordan regnestykket kommer ut totalt vil avhenge av hvordan en vektlegger de samfunnsøkonomiske fordelene ved økt kraftproduksjon innenlands (som følge av forsyningssikkerhet,

ønske om selvforsyning, reduserte tap og flaskehals og lønnsomheten for investorene i gasskraftprosjektet).

Industriutvikling, sysselsetting og infrastruktur

Etablering av ny infrastruktur for gass i eksisterende industriområder vil sannsynligvis bidra til økt industriutvikling og sysselsetting sammenlignet med utviklingen uten slik infrastruktur. Dels vil eksisterende produksjon i større grad kunne videreføres og utvides, og dels vil en kunne få etablert ny virksomhet basert på tilstedeværende naturgass og kompetanse. Langsiktige mottaksavtaler for gass vil i seg selv bidra til stabilisering av eksisterende virksomhet. Videre kan lokalisering av gasskraft i Grenland gi nettmessige fordeler som alternativ lokaliseringer ikke gir.

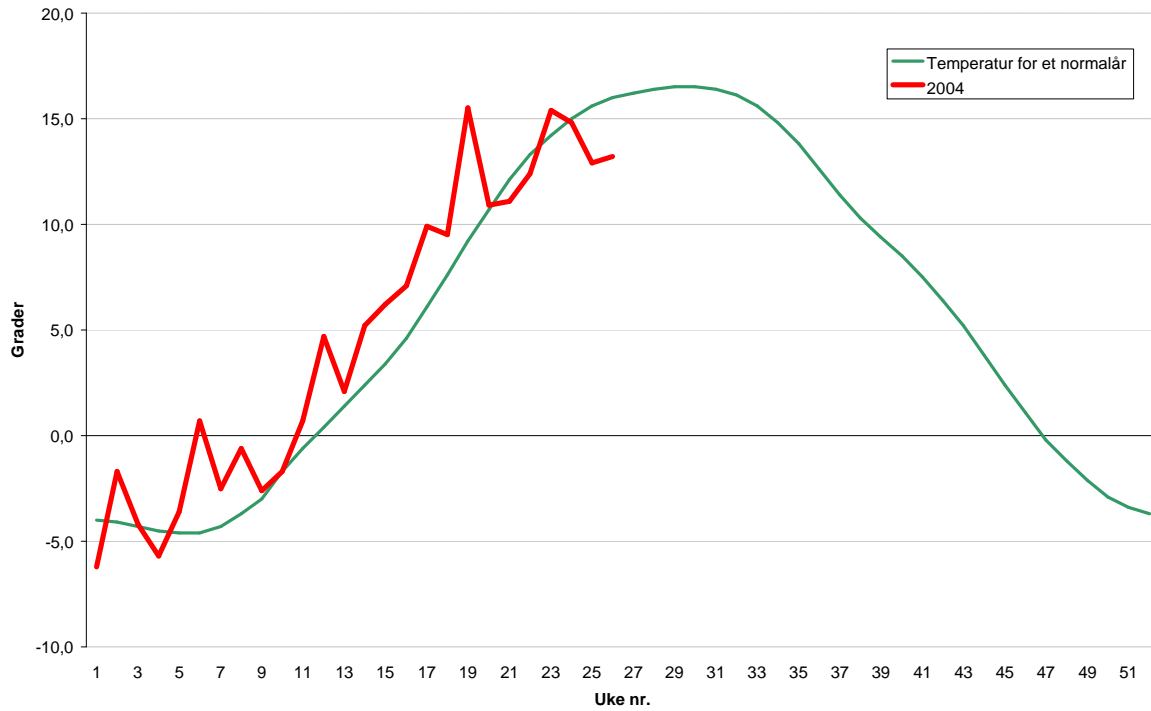
Kvantifisering av slike gevinster er imidlertid svært krevende, og vil variere i stor grad i forhold til hvilke forutsetninger som gjøres og hvilken verdi en knytter til arbeidsplasser og industriell aktivitet. Den samfunnsøkonomiske effekten av slike faktorer er derfor ikke kvantifisert av NVE, og ikke inkludert i de presenterte lønnsomhetstallene. Slike forhold bør imidlertid inngå i en skjønsmessig vurdering i tillegg til beregningene, og forventes lagt vekt på i den politiske behandlingen.

2.2.7 Avsluttende merknader

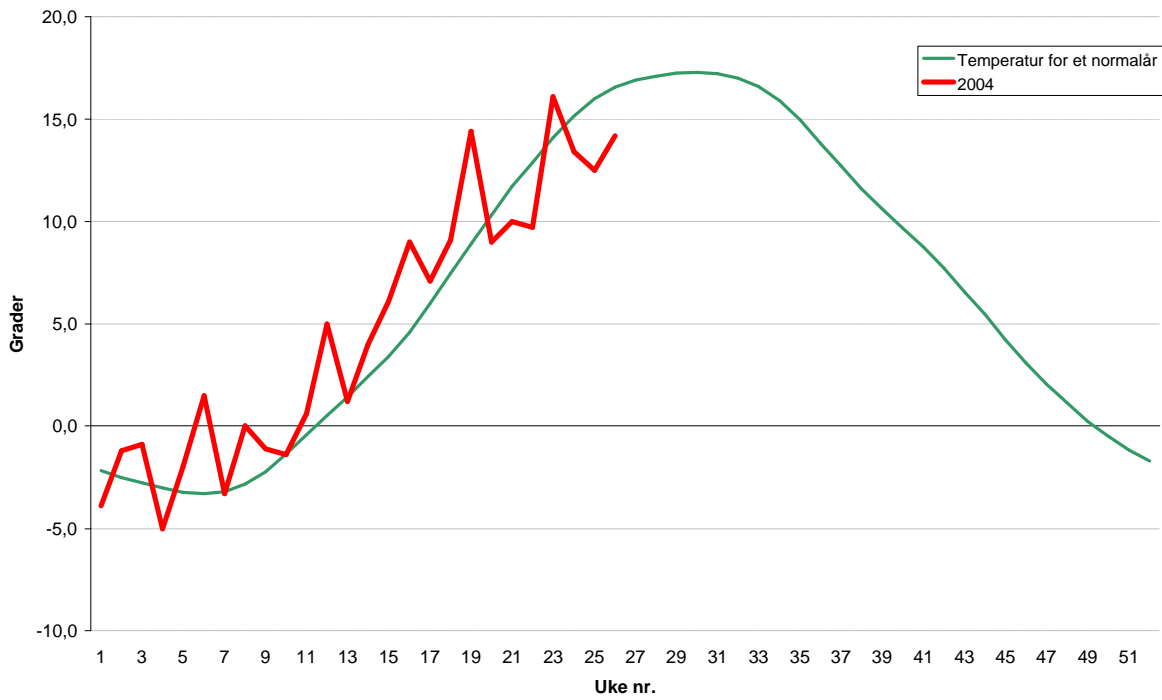
NVEs beregninger viser at et gassrør til Grenland ikke er bedrifts- eller samfunnsøkonomisk lønnsomt ved dagens gassvolumer. Dette gjelder selv om vi legger til grunn optimistiske forutsetninger for de forhold som har betydning for lønnsomheten. Resultatene er robuste og peker i retning av at det kreves større volumer for å gjøre et gassrør til Grenland lønnsomt. Skagerak Kraft sitt forhåndsmeldte gasskraftverk i Grenland kan om det gjennomføres bidra positivt til gassrørets økonomi.

3 Figur- og tabellvedlegg

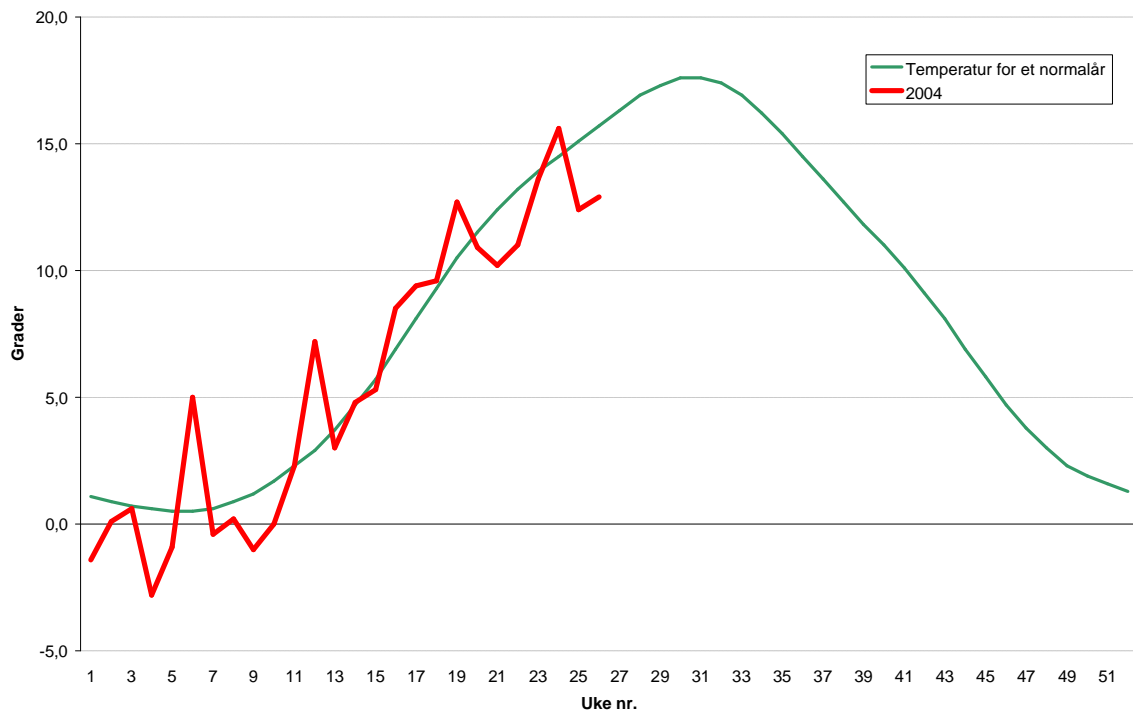
Figur 3.1 Temperaturutvikling Oslo, ukemiddel første halvår 2004 og middelår. Kilde: Nord Pool



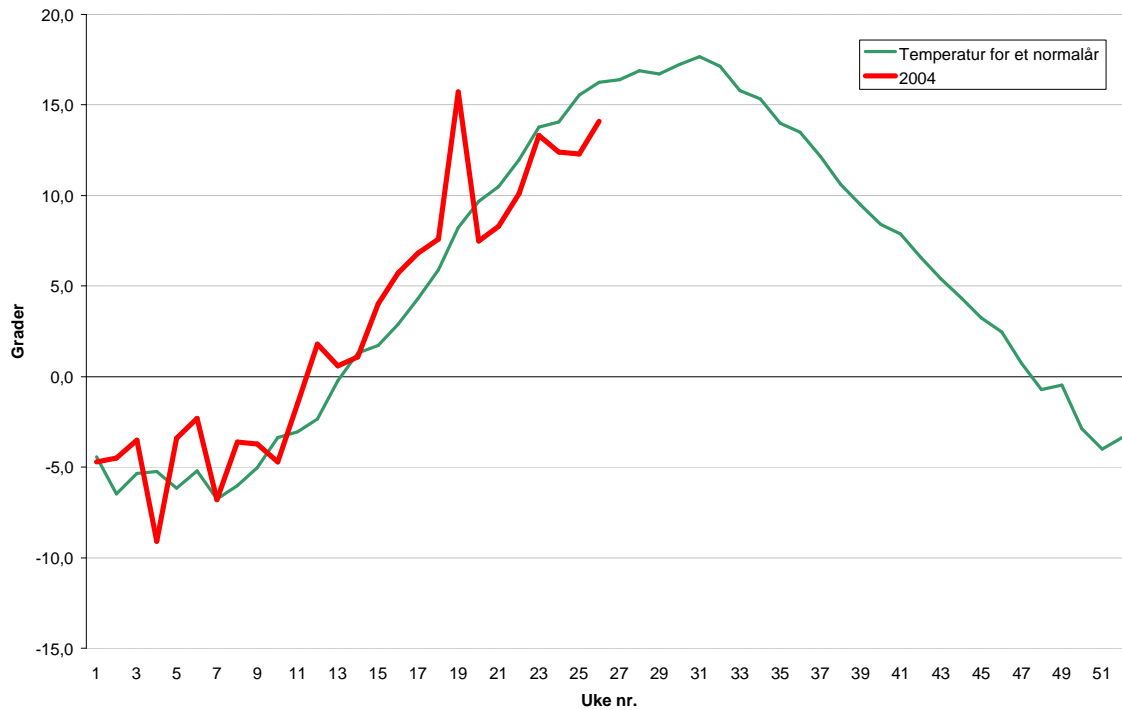
Figur 3.2 Temperaturutvikling Stockholm, ukemiddel første halvår 2004 og middelår. Kilde: Nord Pool



Figur 3.3 Temperaturutvikling København, ukemiddel første halvår 2004 og middelår. Kilde: Nord Pool



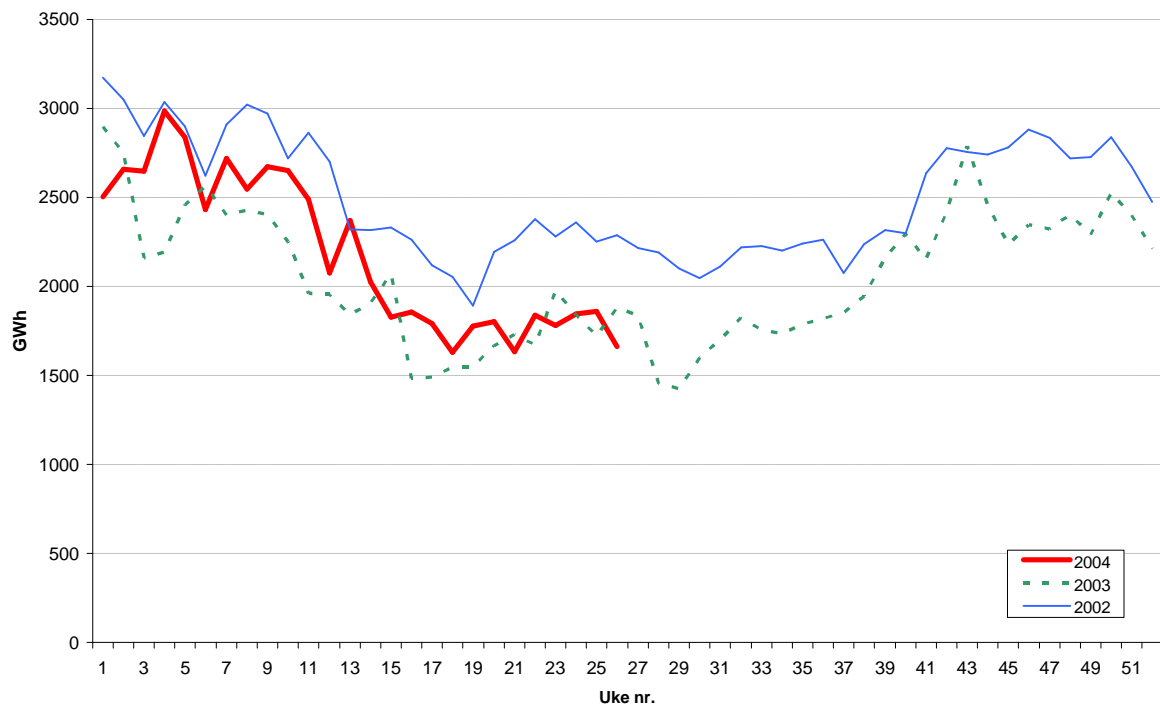
Figur 3.4 Temperaturutvikling Helsinki, ukemiddel første halvår 2004 og middelår. Kilde: Nord Pool



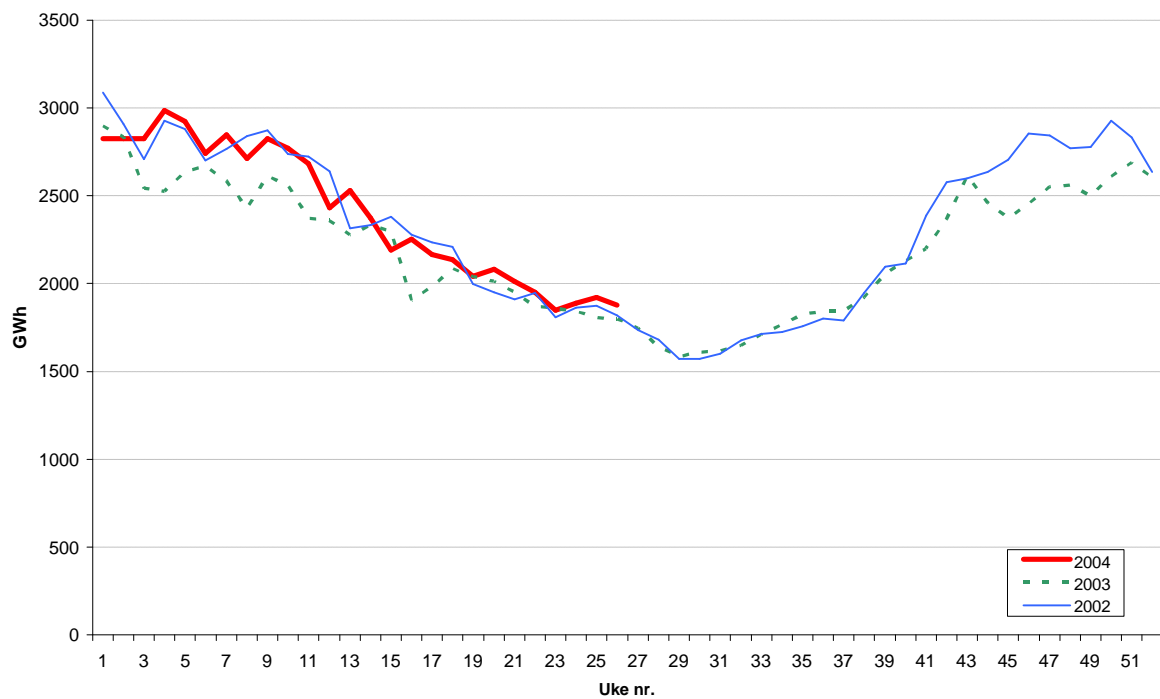
Tabell 3.1 Produksjon og forbruk av elektrisk energi i Norge. Foreløpige tall, GWh. Kilde: NVE

	Jan - Jun			Tolvmånedersperioder			Juni		
	2003	2004	Endring i %	Jul2002 t.o.m. Jun2003	Jul2003 t.o.m. Jun2004	Endring i %	2003	2004	Endring i %
Total produksjon	52460	56821	8,3	117040	111634	-4,6	7953	7602	-4,4
+ Import	8571	7440	-13,2	10797	12340	14,3	563	901	60,0
- Eksport	2114	1768	-16,4	10601	5241	-50,6	681	455	-33,2
= Brutto totalforbruk	58917	62493	6,1	117236	118733	1,3	7835	8048	2,7
- Elektrokjelforbruk	1099	1859	69,2	2938	3225	9,8	172	197	14,5
- Pumpeforbruk	520	339	-34,8	663	669	0,9	352	68	-80,7
- Totale nettap	4531	4710	3,9	9392	8979	-4,4	584	577	-1,3
= Nettoforbruk	52767	55585	5,3	104243	105860	1,6	6727	7206	7,1
Kraftintensiv industri	14388	16091	11,8	28942	32086	10,9	2466	2778	12,7
Alminnelig forsyning	38379	39494	2,9	75301	73774	-2,0	4261	4428	3,9
Bruttoforbruk	57037	60017	5,2	112641	114200	1,4	7227	7733	7,0
Kraftintensiv industri	14820	16574	11,8	29810	33049	10,9	2540	2861	12,7
Alminnelig forsyning	42217	43444	2,9	82831	81151	-2,0	4687	4871	3,9
Bruttoforbruk alminnelig forsyning, temperaturkorrigert	43599	45375	4,1	83999	84411	0,5	4841	4756	-1,7

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



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



Tabell 3.2 Kraftutveksling i Norden, uke 14-26 2004, TWh. Kilde: Nord Pool

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

Tabell 3.3 Produksjon, forbruk og kraftutveksling i Norden, uke 14-26 2004, TWh. Kilde: Nord Pool

Norden	2003 Uke 14 – Uke 26	2004 Uke 14 – Uke 26	Endring Uke 14 – Uke 26 2003 - 2004	Siste 52 uker
Totalproduksjon	81,4	82,5	1,1	366,1
- Vannkraft	37,8	37,7	-	173,5
- Kjernekraft	20,2	23,4	3,2	91,0
- Øvrig	23,5	21,4	-2,1	101,6
Totalforbruk	85,7	86,5	0,8	379,6
Nettoutveksling	4,4	3,8	-0,6	13,9
- Import	5,3	5,0	-0,3	20,0
- Eksport	0,9	1,2	0,3	6,1
Systempris	228	244	16	257

Norge	2003 Uke 14 – Uke 26	2004 Uke 14 – Uke 26	Endring Uke 14 – Uke 26 2003 - 2004	Siste 52 uker
Totalproduksjon	22,5	23,3	0,8	110,6
- Vannkraft	22,3	23,1	0,8	109,7
- Øvrig	0,2	0,2	-	0,9
Totalforbruk	25,8	26,7	1,0	117,6
Nettoutveksling	3,2	3,4	0,2	6,9
- Import	4,3	4,2	-0,1	12,2
- Eksport	1,1	0,8	0,3	5,3
Spotpris				
- NO 1	229	248	19	260
- NO 2	230	246	16	254

Sverige	2003 Uke 14 – Uke 26	2004 Uke 14 – Uke 26	Endring Uke 14 – Uke 26 2003 - 2004	Siste 52 uker
Totalproduksjon	30,8	32,3	1,5	135,5
- Vannkraft	12,9	11,6	-1,2	53,8
- Kjernekraft	15,1	18,2	3,1	69,2
- Øvrig	2,8	2,5	-0,3	12,4
Totalforbruk	32,8	31,9	0,9	143,3

Nettoutveksling	2,0	-0,3	-2,3	8,0
- Import	5,2	4,0	-1,2	20,5
- Eksport	3,2	4,3	1,1	12,5
Spotpris	228	235	7	254

Danmark	2003 Uke 14 – Uke 26	2004 Uke 14 – Uke 26	Endring Uke 14 – Uke 26 2003 - 2004	Siste 52 uker
Totalproduksjon	9,9	8,2	-1,6	40,4
- Termisk	9,9	8,2	-1,6	40,4
Totalforbruk	8,0	8,1	0,1	34,5
Nettoutveksling	-1,9	-0,1	1,8	-5,5
- Import	2,0	2,3	0,3	7,8
- Eksport	3,9	2,4	-1,5	13,3
Spotpris				
- DK 1	219	246	27	254
- DK 2	228	236	8	257

Finland	2003 Uke 14 – Uke 26	2004 Uke 14 – Uke 26	Endring Uke 14 – Uke 26 2003 - 2004	Siste 52 uker
Totalproduksjon	18,3	18,7	0,4	79,6
- Vannkraft	2,6	3,1	0,5	10,0
- Kjernekraft	5,1	5,2	0,1	21,8
- Øvrig	10,6	10,4	-0,2	47,9
Totalforbruk	19,2	19,7	0,6	84,2
Nettoutveksling	0,9	0,8	-0,1	4,8
- Import	2,8	2,9	0,1	12,1
- Eksport	1,9	2,1	0,2	7,4
Spotpris	222	230	8	245

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

Utgitt i Rapportserien i 2004

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