NVE

Kvartalsrapport for kraftmarkedet

3. kvartal 2005

Tor Arnt Johnsen (red.)

21
2005

RAPPORT

Kvartalsrapport for kraftmarkedet

3. kvartal 2005

Norges vassdrags- og energidirektorat
2005

Rapport nr. 21

Kvartalsrapport for kraftmarkedet

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Tor Arnt Johnsen
Forfatter: Lars Olav Fosse, Christian J. Giswold, Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Nils Spjeldnæs

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 150
Forsidefoto:
ISBN 82-410-0569-5

Sammendrag: I tredje kvartal har det nyttbare tilsiget til de norske kraftmagasinene vært over 46 TWh, og det er 9 TWh høyere enn normalt. De siste 12 måneder har tilsiget i sum vært 138 TWh, og det er 20 TWh mer enn normalt. Rikelig tilsig har gitt høy magasinfylling. Ved utgangen av kvartalet var fyllingen 89,3 prosent, det vil si 1,7 prosentpoeng høyere enn medianen. I Norge ble det produsert 28 TWh i tredje kvartal, hvilket er 6 TWh mer enn i fjor. Også i Sverige økte produksjonen. Produksjonen i Danmark og Finland var lavere i tredje kvartal i år enn i samme periode i fjor. Høy norsk/svensk produksjon, høye brenselpriser og høy pris på CO_2-utslipp har medvirket til endringene. Det nordiske kraftforbruket var 82,1 TWh i tredje kvartal – opp 2,5 TWh eller 3 prosent fra i fjor. I Norge økte forbruket med 0,9 TWh fra tredje kvartal i fjor til i år. I perioden oktober 2004 til september 2005 var det norske forbruket 125,7 TWh. I sum var det en nettoimport til Norden på om lag 0,4 TWh i tredje kvartal. Gjennomsnittlig spotpris ble for Norge 23,4 øre/kWh i tredje kvartal. Det er en prisnedgang på nær 10 prosent fra i fjor. Spotprisen falt også i Sverige og på Sjælland. På Jylland økte spotprisen med 25 prosent til 33 øre/kWh.

Emneord: Elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftsalg, tilsig, magasinfylling, krafthandel, kraftforbruk, strømpriser

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

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Innhold

Forord **5**

Sammendrag **6**

1 Kraftmarkedet i tredje kvartal 2005 ..... **7**

1.1.1 Tilsig i Norge 9
1.1.2 Tilsig i Sverige 12
1.2 Rikelig tilsig ga normal magasinfylling 13
1.2.1 Utviklingen i de norske vannmagasinene 13
1.2.2 Magasinutvikling Sverige og Finland 14
1.3 Produksjon, forbruk og utenlandshandel 15
1.3.1 Nordisk kraftproduksjon 15
1.3.1.1 Norge – fortsatt høy produksjon 18
1.3.1.2 Sverige 20
1.3.1.3 Finland 20
1.3.1.4 Danmark 21
1.3.2 Nordisk kraftforbruk 22
1.3.2.1 Avtakende vekst i det norske kraftforbruket 23
1.3.2.2 Sverige 26
1.3.2.3 Danmark 27
1.3.2.4 Finland 28
1.3.3 Handel og kraftutveksling 29
1.3.3.1 Norge 32
1.3.3.2 Sverige 33
1.3.3.3 Finland 35
1.3.3.4 Danmark 36
1.4 Kraftpriser i engrosmarkedet 37
1.4.1 Elspotmarkedet 37
1.4.2 Terminmarkedet 39
1.5 Sluttbrukermarkedet 41
1.5.1 Priser og prisutvikling 41
1.5.2 Leverandørbytter 43
1.5.3 Kontraktsvalg 44
1.5.4 Husholdningenes samlede utgift til elektrisk kraft 45

2 Temaartikler **47**

2.1 Norsk kraftforbruk – historisk utvikling og fremtidsutsikter 47
2.1.1 Innledning 47
2.1.2 Historisk utvikling i den stasjonære energi- og elbruken 48
2.1.2.1 Utviklingen i industrien 50
2.1.2.2 Tjenesteytende sektor 51
2.1.2.3 Husholdningene 52
2.1.3 Fremskrivninger av energi- og elektrisitetsforbruk - modeller 54
2.1.3.1 Økonomiske likevektsmodeller – top down 54
2.1.3.2 Teknisk-økonomiske modeller - bottom-up 55
2.1.4 Energiutredningen – NOU 1998:11 – og utviklingen 98-05 ... 56

2.1.4.1 Kraftforbruksutviklingen 1998-2004 57
2.1.5 Utsikter for kraftforbruket frem mot 2020 60
2.1.5.1 Fremskrivning med SSBs modellapparat (Bye og Aune,2005) 60
2.1.5.2 Fremskrivning med IFEs modellapparat – Espegren (2005b) . 63
2.1.5.3 NVEs anslag for kraftforbruksutviklingen til 2020 (NVE, 2005) 65
2.1.5.4 Sammenlikning av resultater 68
2.1.6 Avsluttende merknader 70
2.2 Et felles nordisk sluttbrukermarked 72
2.2.1 Innledning 72
2.2.2 Skal gjennomføres i lønnsomt omfang 72
2.2.3 Anbefalinger fra rapport om leverandørskifte i Norden 73
2.2.4 Ny arbeidsgruppe for felles nordisk sluttbrukermarked 74
2.2.5 Spørsmål knyttet til balanseavregning 74
2.2.6 Norden viser vei 76

3 Figur og tabellvedlegg 77

Forord

Energi- og markedsavdelingen i NVE presenterer herved kvartalsrapport for kraftmarkedet i tredje kvartal 2005. Publikasjonen utarbeides hvert kvartal, og første utgave kom etter 1.kvartal 2004. På grunn av datainnsamling og bearbeiding vil kvartalsrapporten vanligvis bli publisert 2-4 uker etter utløpet av kvartalet. Vi tar sikte på å legge frem neste kvartalsrapport i slutten av januar 2006.

I kvartalsrapporten dokumenteres og kommenteres kraftmarkedsutviklingen i kvartalet som har gått og i siste 52-ukersperiode. I tillegg inneholder vanligvis kvartalsrapporten et par temaartikler der medarbeidere i Energi- og markedsavdelingen eller fra andre avdelinger i NVE, formidler resultater fra egne analyser og utredninger. Den første temaartikkelen har tittelen ”Det norske kraftforbruket – historisk utvikling og fremtidsutsikter” og er skrevet av Tor Arnt Johnsen, Karen Byskov Lindberg og Terje Stamer Wahl. Den andre temaartikkelen er skrevet av Lars Olav Fosse og har tittelen ”Et felles nordisk sluttbrukermarked”.

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

Oslo, 7. november 2005

Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør

Sammendrag

I tredje kvartal har det nyttbare tilsiget til de norske kraftmagasinene vært over 46 TWh, og det er 9 TWh høyere enn normalt. De siste 12 måneder har tilsiget i sum vært 138 TWh, og det er 20 TWh mer enn normalt. Også i Sverige var tilsiget høyt i tredje kvartal – 22,7 TWh eller 4 TWh mer enn normalt.

Rikelig tilsig har gitt høy magasinfylling. Ved inngangen til tredje kvartal var fyllingsgraden i Norge 66 prosent, eller 5,5 prosentpoeng lavere enn median fylling. Ved utgangen av kvartalet var fyllingen 89,3 prosent, det vil si 1,7 prosentpoeng høyere enn medianen. Det var videre 11,3 prosentpoeng eller 9,5 TWh mer vann i magasinene ved utgangen av tredje kvartal enn i fjor på samme tid. Også i Sverige var magasinene fullere enn normalt ved utgangen av tredje kvartal.

I Norge ble det produsert 28 TWh i tredje kvartal, hvilket er 6 TWh mer enn i fjor, men likevel bare drøyt halvparten av tilsiget. Produksjonen i tredje kvartal er likevel den tredje høyeste i dette kvartalet noensinne. I Sverige økte produksjonen md 3,7 TWh fra i fjor til 34 TWh i tredje kvartal i år. Produksjonen i Danmark og Finland var lavere i tredje kvartal i år enn i samme periode i fjor. Høy norsk/svensk produksjon, høye brenselpriser og høy pris på CO_2-utslipp har medvirket til endret i produksjonsmønster. Kjernekraftproduksjonen i Norden var med 21 TWh, nær uendret i forhold til i fjor selv om det svenske kjernekraftverket Barsebäck 2 stengte i sommer. Produksjonen fra øvrige varmekraftverk falt med 4 TWh fra tredje kvartal i fjor til i år.

Det nordiske kraftforbruket var 82,1 TWh i tredje kvartal – opp 2,5 TWh eller 3 prosent fra i fjor. I Norge økte forbruket med 0,9 TWh fra tredje kvartal i fjor til i år. I Sverige var økningen litt større, mens både Danmark og Finland hadde en økning på 0,2 TWh fra i fjor til i år. I perioden oktober 2004 til september 2005 var det norske forbruket 125,7 TWh, og det er bare så vidt lavere enn det høyeste tolvmånedersforbruket som er observert – i 2001.

Norge hadde en nettoeksport på 2,7 TWh i tredje kvartal, og i Sverige var nettoeksporten 4,2 TWh. Danmark og Finland hadde nettoimport på 1,6 og 5,7 TWh. I sum har det dermed vært en netto import til Norden på om lag 0,4 TWh i tredje kvartal.

Gjennomsnittlig spotpris ble for Norges vedkommende 23,4 øre/kWh i tredje kvartal. Det er en prisnedgang på nær 10 prosent fra i fjor. De siste 12 månedene har snittprisen vært 22,8 øre/kWh – 12 prosent lavere enn snittet for forrige 12-måneders periode. Spotprisen falt også i Sverige og på Sjælland, mens Jylland og Finland fikk økte spotpriser fra tredje kvartal i fjor til samme kvartal i år. På Jylland økte spotprisen med 25 prosent til 33 øre/kWh, mens det i Finland var en oppgang på 4 prosent til 25 øre/kWh. For Tysklands vedkommende økte spotprisen med 41 prosent fra tredje kvartal i fjor til i år.

1 Kraftmarkedet i tredje kvartal 2005

I tredje kvartal har det nyttbare tilsiget til de norske kraftmagasinene vært over 46 TWh, og det er 9 TWh høyere enn normalt. Stor snøsmelting tidlig i kvartalet og senere mye nedbør, har resultert i et av de aller høyeste tilsigene i dette kvartalet i den perioden vi har tall for, det vil si siden 1931. Bare en gang har tilsiget i tredje kvartal vært over 50 TWh og det var i 1938. De siste 12 måneder har tilsiget i sum vært 138 TWh, og det er 20 TWh mer enn normalt. Også i Sverige var tilsiget høyt i tredje kvartal – 22,7 TWh eller 4 TWh mer enn normalt.

Rikelig tilsig har gitt høy magasinfylling. Ved inngangen til tredje kvartal var fyllingsgraden i Norge 66 prosent, eller 5,5 prosentpoeng lavere enn median fylling. Ved utgangen av kvartalet var fyllingen 89,3 prosent, det vil si 1,7 prosentpoeng høyere enn medianen. Det var videre 11,3 prosentpoeng eller 9,5 TWh mer vann i magasinene ved utgangen av tredje kvartal enn i fjor på samme tid. Også i Sverige var magasinene fullere enn normalt ved utgangen av tredje kvartal.

Også produksjonen har økt fra i fjor til i år. I Norge ble det produsert 28 TWh i tredje kvartal, hvilket er 6 TWh mer enn i fjor, men likevel bare drøyt halvparten av tilsiget. Produksjonen i tredje kvartal er likevel den tredje høyeste i dette kvartalet noensinne. Bare i 2000 og 2002 ble det produsert mer. I Sverige økte produksjonen md 3,7 TWh fra i fjor til 34 TWh i tredje kvartal i år. Produksjonen i Danmark og Finland var lavere i tredje kvartal i år enn i samme periode i fjor. Høy norsk/svensk produksjon, høye brenselpriser og høy pris på CO_2-utslipp har medvirket til endret i produksjonsmønster. Samlet ble det produsert over 46 TWh vannkraft i Norden – nær 10 TWh mer enn i tredje kvartal i fjor. Kjernekraftproduksjonen var med 21 TWh nær uendret i forhold til i fjor selv om det svenske kjernekraftverket Barsebäck 2 stengte i sommer. Produksjonen fra øvrige varmekraftverk falt med 4 TWh fra tredje kvartal i fjor til i år.

Det nordiske kraftforbruket var 82,1 TWh i tredje kvartal – opp 2,5 TWh eller 3 prosent fra i fjor. Hittil i år har forbruket vært 282,6 TWh i Norden – opp 1 prosent fra i fjor. Uten arbeidsmarkedskonflikten i Finland i annet kvartal, ville det nordiske forbruket hittil i år ha økt med 2 prosent. I Norge økte forbruket med 0,9 TWh fra tredje kvartal i fjor til i år. I Sverige var økningen litt større, mens både Danmark og Finland hadde en økning på 0,2 TWh fra i fjor til i år. I perioden oktober 2004 til september 2005 var det norske forbruket 125,7 TWh, og det er bare så vidt lavere enn det høyeste tolvmånedersforbruket som er observert – i 2001. Kraftintensiv industri hadde høyt forbruk i første og annet kvartal, men i tredje kvartal i år var forbruket nær en prosent lavere enn i tredje kvartal i fjor. I de første ukene av fjerde kvartal er denne tendensen forsterket.

Norge hadde en nettoeksport på 2,7 TWh i tredje kvartal, og i Sverige var nettoeksporten 4,2 TWh. Danmark og Finland hadde nettoimport på 1,6 og 5,7 TWh. I sum har det dermed vært en netto import til Norden på om lag 0,4 TWh i tredje kvartal. Fra Russland har det vært en stabil ukentlig import til Finland på over 200 GWh, mens det til Tyskland fra Sverige og Danmark har vært en stabil eksport på om lag samme nivå. Sveriges krafthandel med Polen har resultert i en svensk nettoimport på 100 GWh.

Gjennomsnittlig spotpris ble for Norges vedkommende 23,4 øre/kWh i tredje kvartal. Det er en prisnedgang på nær 10 prosent fra i fjor. De siste 12 månedene har snittprisen vært 22,8 øre/kWh – 12 prosent lavere enn snittet for forrige 12-måneders periode. Spotprisen falt også i

Sverige og på Sjælland, mens Jylland og Finland fikk økte spotpriser fra tredje kvartal i fjor til samme kvartal i år. På Jylland økte spotprisen med 25 prosent til 33 øre/kWh, mens det i Finland var en oppgang på 4 prosent til 25 øre/kWh. For Tysklands vedkommende økte spotprisen med 41 prosent fra tredje kvartal i fjor til i år.

Prisene i det finansielle kraftmarkedet falt gjennom tredje kvartal. Kontrakten med levering i fjerde kvartal ble ved halvårsskiftet i sommer omsatt til 31,6 øre/kWh. Prisen ved utgangen av september på samme kontrakt ble 28,2 øre/kWh – et fall på mer enn 10 prosent. I Tyskland økte samme kontrakt gjennom kvartalet fra 38,9 til 39,3 øre/kWh. Dette viser et det eksisterer betydelige prisforskjeller mellom Norden og kontinental-Europa.

Gjennomsnittsprisen for en standard variabel kraftkontrakt fra dominerende leverandører ble 34,3 øre/kWh i tredje kvartal, mens en markedspriskontrakt (basert på spot pluss påslag) ga en pris på 31,8 øre/kWh for tredje kvartal. I løpet av kvartalet falt prisen på en 3-års fastpriskontrkat fra 39,8 til 38,9 øre/kWh. Det er fortsatt flest husholdninger som benytter standard variabel kontrakt. I tredje kvartal var det 62,9 prosent av husholdningene som hadde slik kontrakt, og det er en nedgang fra 65,8 prosent i samme kvartal i fjor. I samme periode har oppslutningen om markedspriskontrkater (spot) økt fra 14,2 til 20,7 prosent, mens fastpriskontraktene har fått redusert oppslutning fra 20,0 til 16,4 prosent. Det var i tredje kvartal 36500 husholdninger som byttet kraftleverandør – om lag uendret fra forrige kvartal, men en reduksjon på 18000 bytter fra tredje kvartal i fjor.

1.1 Ressursgrunnlag

1.1.1 Tilsig i Norge

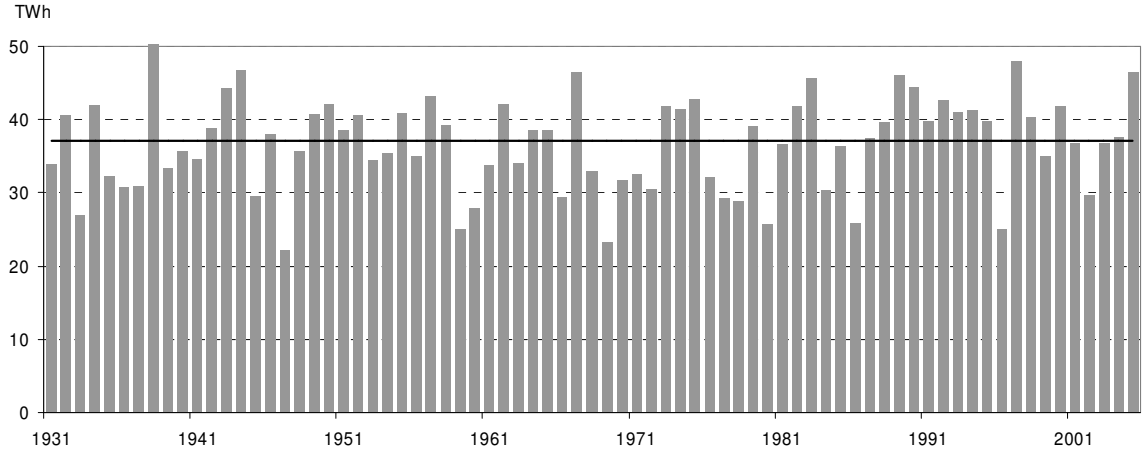
Tilsig over normalt i tredje kvartal

I sum for tredje kvartal 2005 var det nyttbare tilsiget til de norske kraftmagasinene 46,5 TWh. Det er nesten 9 TWh mer enn i samme periode i 2004, og det er også 9 TWh mer enn normalt (figur 1.1.1). I årets første ni måneder var tilsiget 113 TWh. Det er 18 TWh mer enn i 2004 og 17 TWh mer enn normalt.

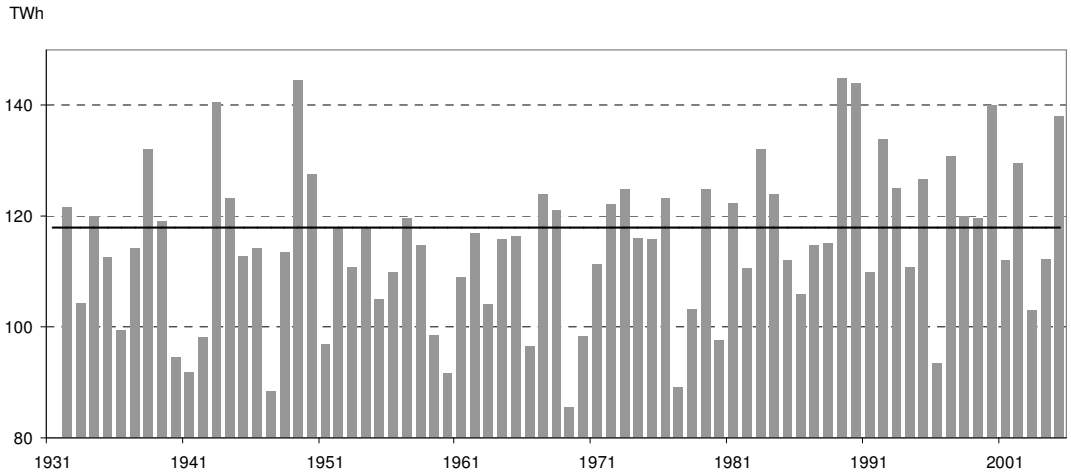
De siste 12 månedene var tilsiget 138 TWh eller 20 TWh mer enn normalt. I forhold til tilsvarende perioder for ett og to år siden, var tilsiget henholdsvis 26 og 35 TWh høyere (figur 1.1.2). Kun fem ganger siden 1931 har det nyttbare tilsiget høyere enn det som er observert i foregående 12 måneders periode.

For de siste 24 måneder har tilsiget vært 250 TWh eller 14 TWh mer enn normalt.

Figur 1.1.1 Nyttbart tilsig for tredje kvartal fra 1931 til 2005. Gjennomsnitt for referanseperioden 1970-99 er markert med en sort horisontal strek. TWh. Kilde: NVE og Nord Pool.



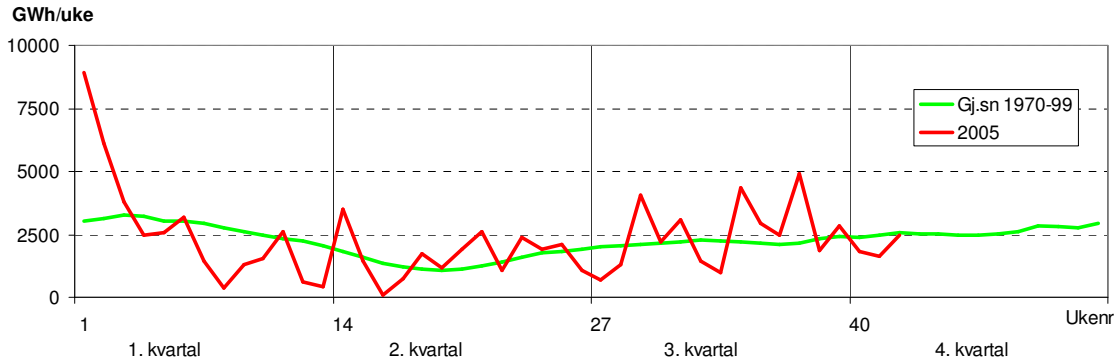
Figur 1.1.2 Nyttbart tilsig for 12 måneders perioden oktober – september fra 1931 til 2005. Gjennomsnitt for referanseperioden 1970-99 er markert med en sort horisontal strek. TWh. Kilde: NVE og Nord Pool.



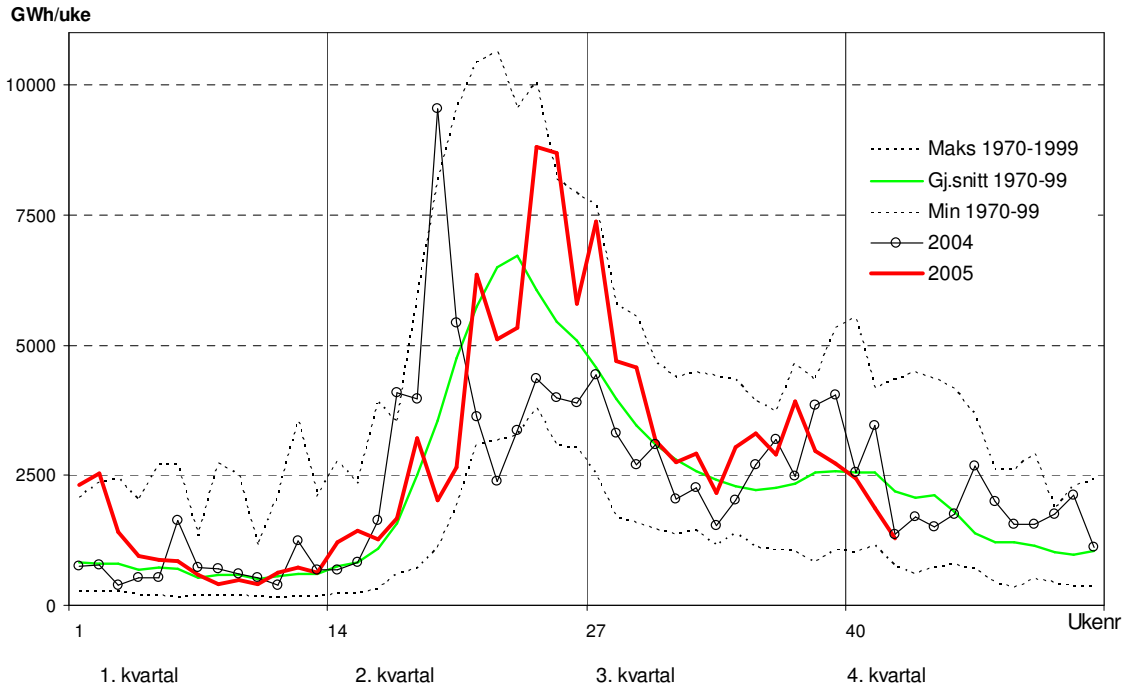
Nedbør, temperatur, tilsig, snø- og grunnvannsforhold

I tredje kvartal kom det om lag 33 TWh nedbørenergi, eller 5 TWh mer enn normalt. I årets første ni måneder har det kommet omkring 90 TWh eller 7 TWh mer enn normalt (figur 1.1.3). Hittil i år er det særlig Sogn og Fjordane og områdene fra Nord-Trøndelag og nordover som har fått mer nedbør enn normalt. På store deler av Øst- og Sørlandet har det kommet mindre nedbør enn normalt.

Figur 1.1.3 Beregnet ukentlig nedbørenergi i 2005 sammenlignet med gjennomsnitt for perioden 1970-99. GWh/uke. Kilde: NVE



Figur 1.1.4 Nyttbart tilsig i Norge i 2004 og 2005. Maksimum, minimum og gjennomsnitt er for perioden 1970-99. GWh/uke. Kilde: NVE og Nord Pool.

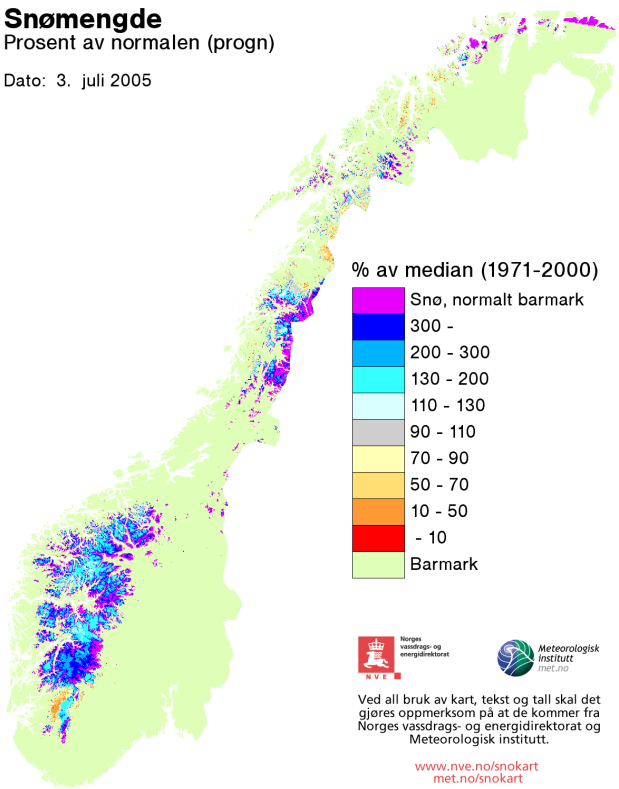


På tross av at det var mindre nedbør enn normalt i begynnelsen av tredje kvartal (figur 1.1.3), var tilsiget større enn normalt (figur 1.1.4). Det skyldes at det var mer snø enn vanlig i fjellet i Sør-Norge og i enkelte fjellområder i Nordland i begynnelsen av juli (figur 1.1.5). Dessuten var

starten av denne måneden svært varm i hele landet, noe som ga intens smelting. Tilsiget ble dermed 7,4 TWh i uke 27. Dette er det høyeste tilsiget i løpet av tredje kvartal 2005. For perioden 1970-2005 er tilsiget i uke 27 i år det nest største.

Videre utover i juli og i august var temperaturene omkring det normale i hele landet, mens september hadde temperaturer 1 til 2 grader over normalt i store deler av landet. Ved utgangen av tredje kvartal var det ingen snø av betydning igjen fra sist vinter.

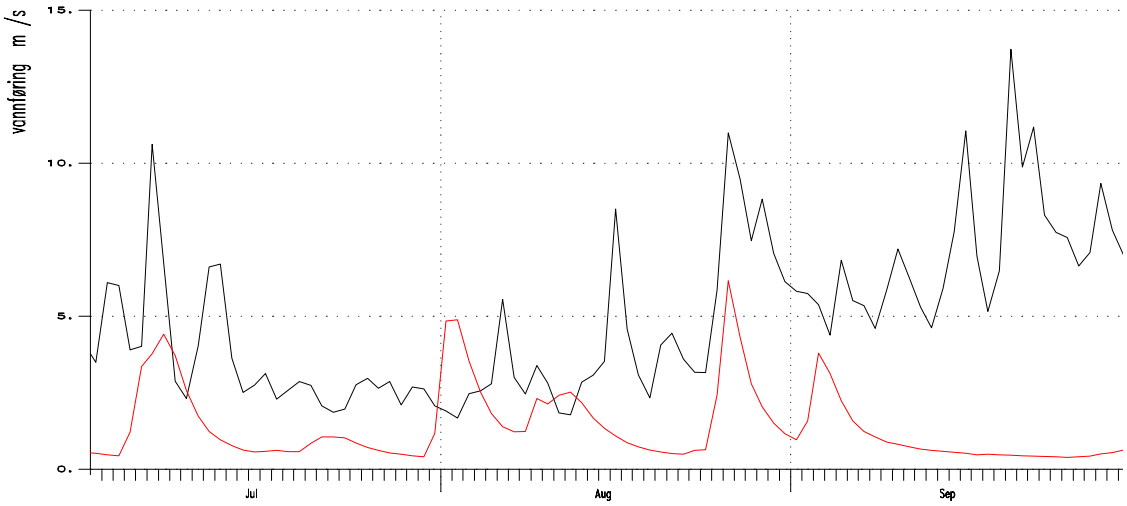
Figur 1.1.5 Snømengde i prosent av normalt ved starten av tredje kvartal 2005. Kilde; NVE og Meteorologisk Institutt.



I juli kom det mindre nedbør enn normalt de fleste steder i Norge. Unntaket var deler av Østlandet og kystområdene nordøst i Finnmark hvor det kom mer nedbør enn normalt. I august og september endret nedbørmønsteret seg. I grove trekk kom det da mindre nedbør enn normalt på store deler av Øst- og Sørlandet, mens området fra Hardangerfjorden til Troms fikk mer nedbør enn normalt. Det medførte at i sum for hele kraftsystemet har tilsiget vært over eller omkring normalt gjennom hele tredje kvartal.

For en del lavereliggende magasiner på Øst- og Sørlandet har tilsiget vært betydelig mindre enn normalt. Dette kan illustreres med observasjoner fra vannføringsstasjonen Gjerstad, som har et nedbørfelt i grenseområdene mellom Aust Agder og Telemark. I månedene juli til september har vannføringen her vært snaut 30 prosent av normalt (figur 1.1.6). I løpet av 25 år med målinger har vannføringen i denne 3-månedersperioden kun vært like lav eller lavere tre ganger tidligere.

Figur 1.1.6 Vannføring ved målestasjonen Gjerstad på Sørøstlandet i tredje kvartal 2005 (rød) og middel for perioden 1980-2004 (sort strek). Kilde: NVE



1.1.2 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vann til svenske kraftmagasiner var 22,7 TWh i tredje kvartal 2005. Det er omtrent det samme som i tilsvarende periode i 2004 og vel 4 TWh mer enn normalt.

I årets ni første måneder var tilsiget 63,1 TWh. Det er 11 TWh over normalen og også 11 TWh mer enn i 2004.

De siste 12 månedene har tilsiget i Sverige vært 76 TWh, eller nesten 14 TWh mer enn normalt. I forhold til tilsvarende periode ett år tidligere, var tilsiget 15,5 TWh høyere. Gjennom de siste 24 månedene har tilsiget vært i overkant av 137 TWh. Det er knapt 12 TWh mer enn normalt.

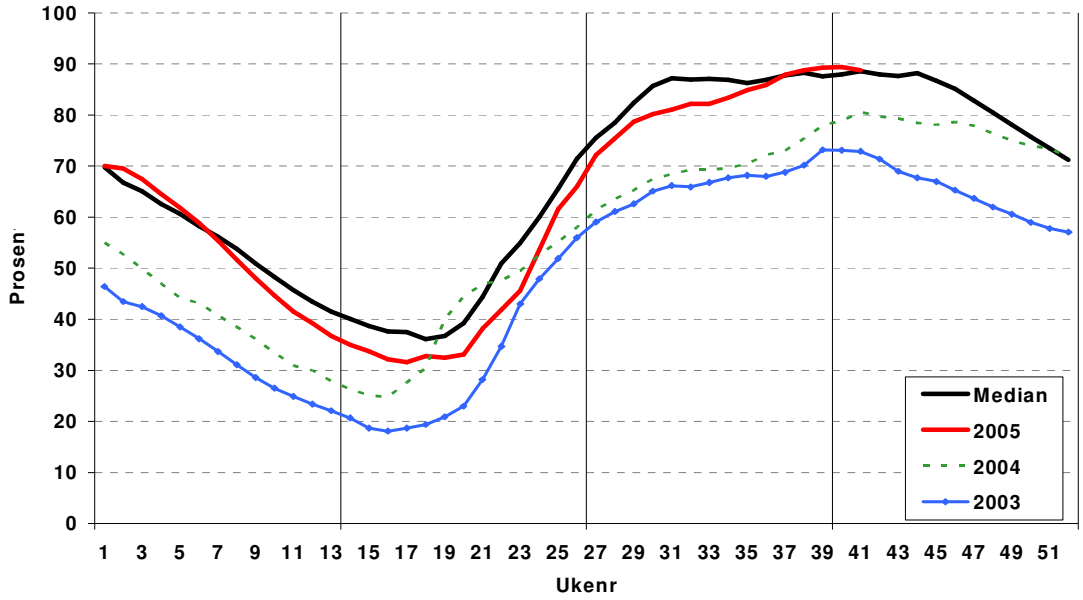
1.2 Rikelig tilsig ga normal magasinfylling

1.2.1 Utviklingen i de norske vannmagasinene

Magasinfylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 3. kvartal 2004	Fyllingsgrad ved utgangen av 3. kvartal 2005	Magasin-kapasitet TWh
Norge	78,0 %	89,3 %	84,3
Sverige	79,4 %	89,6 %	33,8
Finland	77,7 %	68,1 %	5,5

Ved inngangen til tredje kvartal 2005 var fyllingsgraden 66,0 prosent eller 5,5 prosentpoeng under normalen[1] for årstiden. Varmt vær i første halvdel av juli, og mye nedbør ga høye tilsig, slik at magasinfyllingen kom over normalen i slutten av kvartalet til tross for høy produksjon. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllingen 89,3. Det er 1,7 prosentpoeng høyere enn medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av tredje kvartal 2005 var 11,3 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2004. Dette svarer til en energimengde på 9,5 TWh.

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

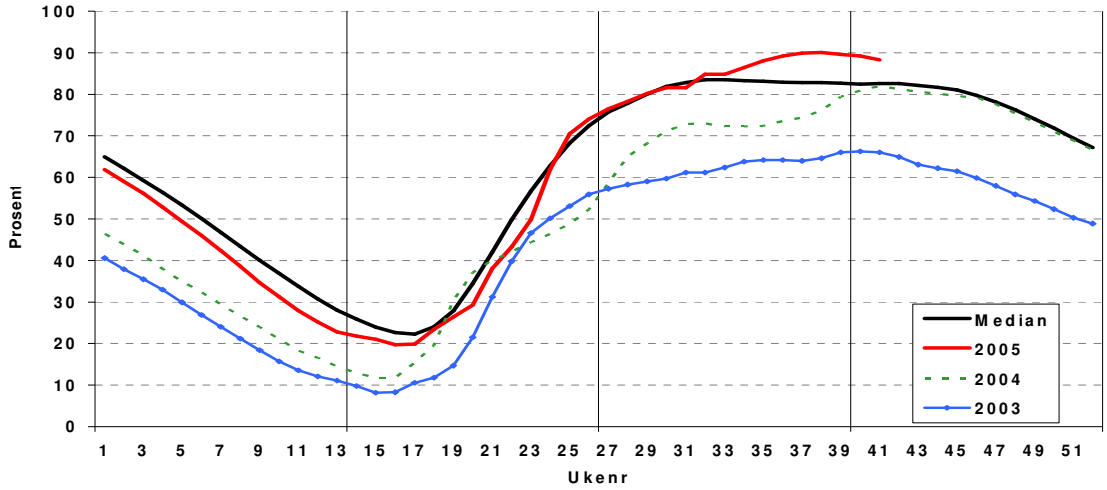


[1] Median for perioden 1990-2003

1.2.2 Magasinutvikling Sverige og Finland

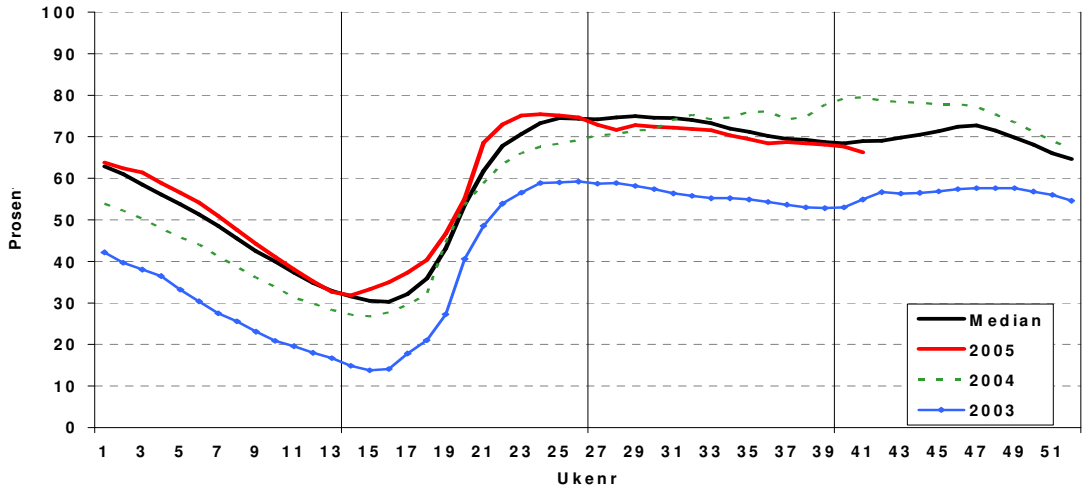
Ved inngangen til tredje kvartal 2005 var fyllingsgraden for svenske magasiner 74,1 prosent eller 1,6 prosentpoeng over medianverdien[2]. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllingen 89,6 prosent. Det er 6,9 prosentpoeng høyere enn medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av tredje kvartal 2005 var 10,2 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2004, tilsvarende en energimengde på 3,4 TWh.

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



Ved inngangen til tredje kvartal 2005 var fyllingsgraden for finske magasiner 74,7 prosent eller omtrent den samme som medianverdien[3]. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllingen 68,1 prosent. Det er litt under medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av tredje kvartal 2005 var 9,6 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2004, tilsvarende en energimengde på 0,5 TWh.

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



[2] Middelverdier for perioden 1950-2002
[3] Middelverdier for perioden 1950-2002

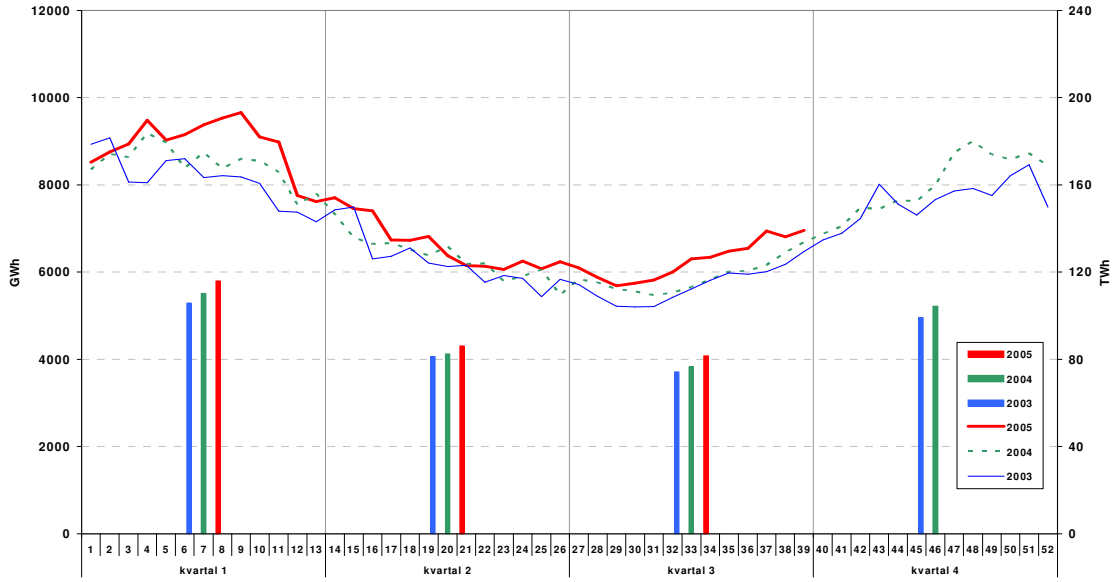
1.3 Produksjon, forbruk og utenlandshandel

1.3.1 Nordisk kraftproduksjon

Totalt har det blitt produsert 81,6 TWh i de nordiske landene i løpet av tredje kvartal. Sammenlignet med tredje kvartal i 2003 og 2004 er det en økning på 10 og 7 prosent. Dette er det høyeste produksjonsvolumet i denne perioden i Norden siden 2000. Som i 2000 har det i år vært store tilsig og en bra ressurssituasjon for de nordiske vannkraftprodusentene. Vannkraftproduksjonen har i tredje kvartal stått for 57 prosent av den nordiske totalproduksjonen. I 2004 utgjorde vannkraftproduksjonen 49 prosent av totalproduksjonen i tredje kvartal, mens det i 2003 kun var 47 prosent av produksjonen som kom fra nordiske vannkraftverk. I begge de to foregående årene var imidlertid magasinnivået i Norden lavere enn normalt. Kraftproduksjonen fra konvensjonelle kraftverk med fossilt brensel som innsatsfaktorer er kraftig redusert fra de foregående årene. Kombinasjonen av en god ressurssituasjon og implementerte miljøkostnader knyttet til utslipp har medvirket til denne nedgangen. Produksjonen ved de nordiske kjernekraftverkene har vært begrenset gjennom sommerperioden på grunn av årlige vedlikehold, som normalt legges til denne perioden.

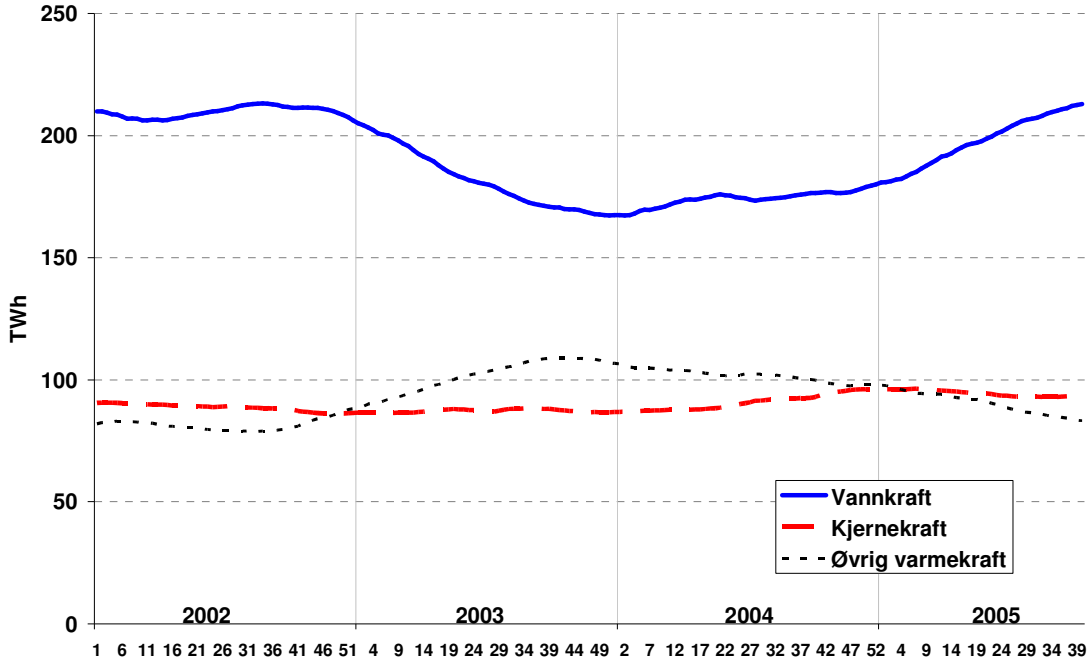
Produksjon (TWh)	3. kv. 2005	Endring fra 3. kv. 2004	Siste 52 uker	Endring fra forrige 52 ukers periode
Norge	28	28 %	130	18 %
Sverige	34	12 %	155	10 %
Finland	13	- 26 %	70	- 14 %
Danmark	7	- 4 %	36	- 7 %

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



I løpet av de foregående 52 ukene har den nordiske vannkraftproduksjonen vært 212,9 TWh. Ikke siden høsten 2002 har den rullerende årsproduksjonen vært så høy fra vannkraftverk. I 2003 var til sammenligning produksjonen fra de nordiske vannkraftverkene 167,2 TWh. I forhold til 2003 har årsproduksjonen dermed økt med 27 prosent. Figur 1.3.2 viser tydelig at det i hovedsak var produksjon fra øvrige varmekraftverk som kompenserte for den manglende vannkraftproduksjonen i 2003/2004. Ved utgangen av tredje kvartal i år var den rullerende årsproduksjonen i øvrige varmekraftverk 83,3 TWh, etter å ha nådd et maksimum på 108,9 TWh to år tidligere. Kjernekraftproduksjonen har vært stabil i hele perioden.

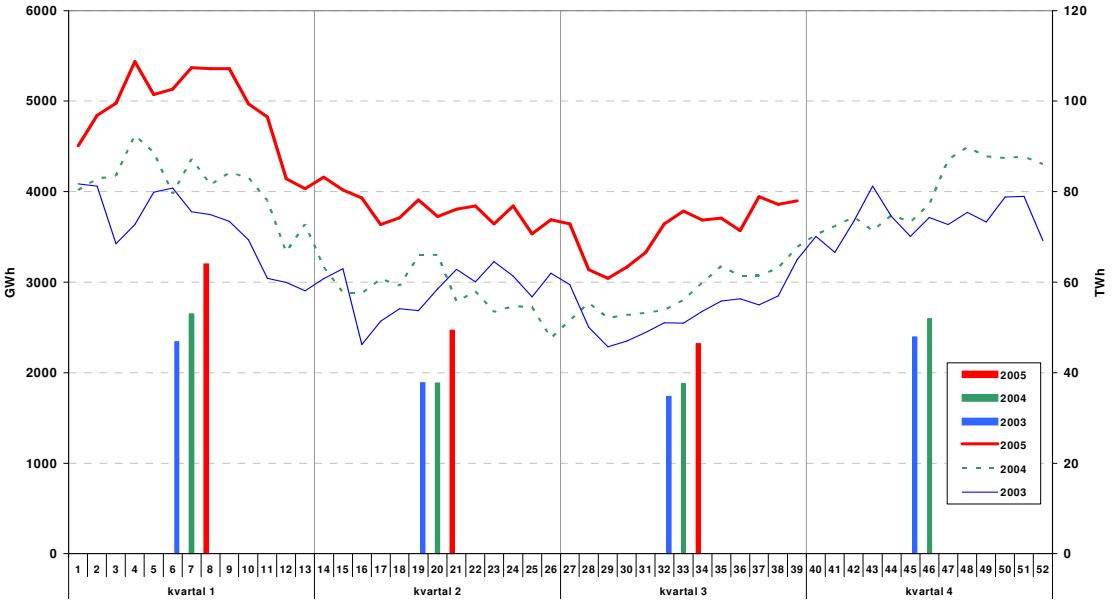
Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2002 – 2005, siste 52 uker, TWh. Kilde: Nord Pool



Vannkraft

Så langt i år har den nordiske vannkraftproduksjonen vært 159,9 TWh, og i samtlige uker dette året har produksjonen vært høyere enn i de tilsvarende uker i de to foregående årene. I sum har vannkraftproduksjonen i løpet av de første tre kvartalene økt med 31,5 TWh fra samme periode i 2004 og 40,5 TWh fra 2003. I tredje kvartal ble det produsert 46,4 TWh fra nordiske vannkraftverk. I starten av juli falt vannkraftproduksjonen i Norden ned til om lag 3000-3100 GWh/uke, mens den i perioden etter vårløsningen har ligget mellom 3500 og 4000 GWh/uke. I juli var imidlertid produksjonen fra nordiske kjernekraftverk høy, ettersom en stor andel av kapasiteten fra disse verkene da var i produksjon.

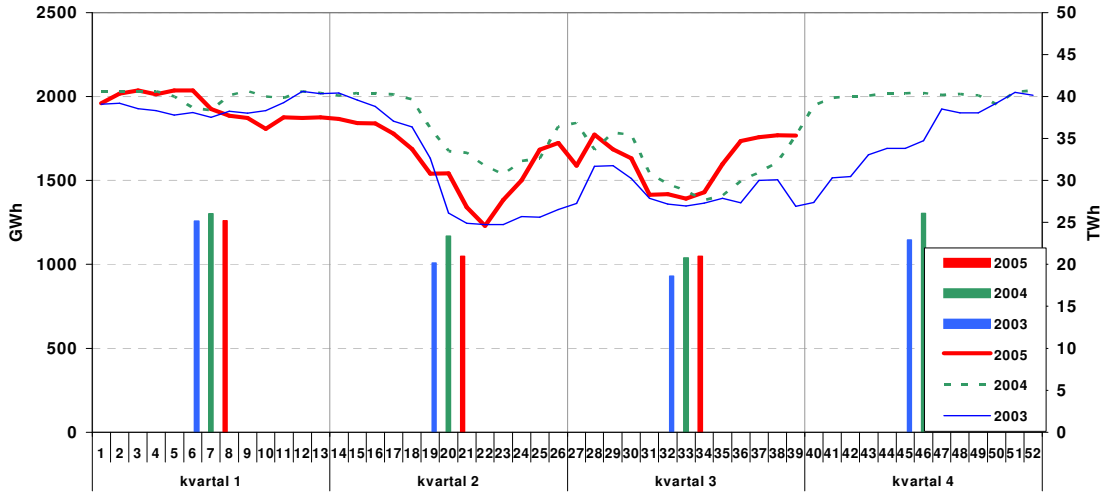
Figur 1.3.3 Nordisk vannkraftproduksjon, 2003 – 2005, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



Kjernekraft

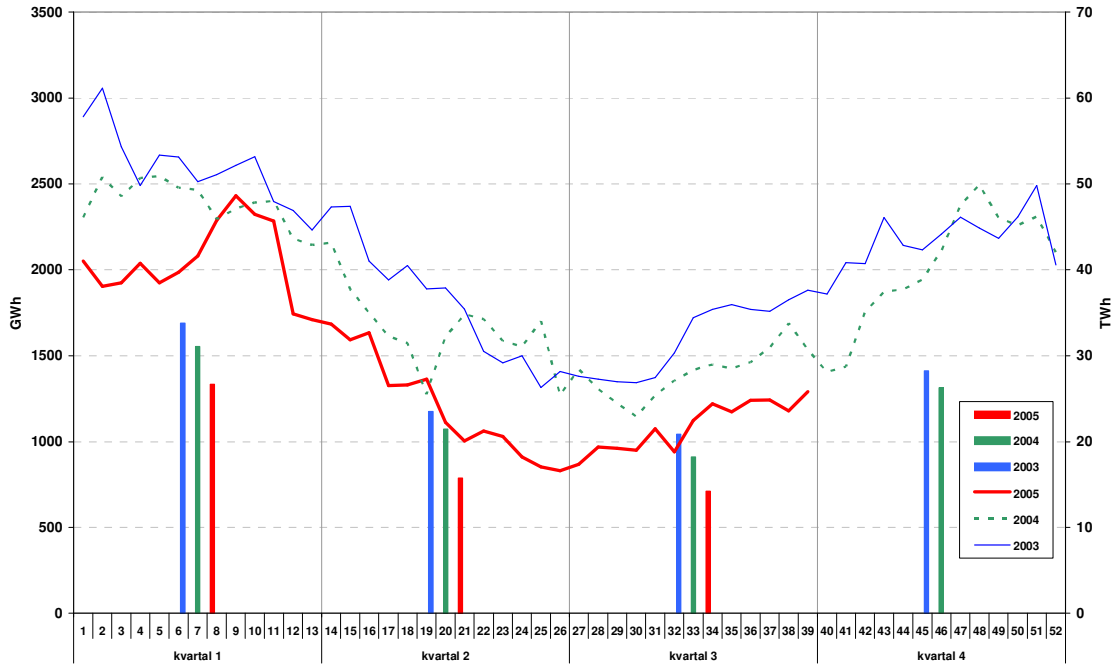
I tredje kvartal var den nordiske kjernekraftproduksjonen 21,0 TWh. Det er identisk med produksjonen fra denne sektoren i andre kvartal. Både svenske og finske kjernekraftverk har i tredje kvartal vært ute av drift på grunn av vedlikehold. Størst var vedlikeholdsaktiviteten i august, da de ukentlige produksjonsvolumene fra kjernekraftverkene var om lag 1400 GWh/uke. I fjorårets andre og tredje kvartal var det rekordhøy produksjon fra nordiske kjernekraftverk (44,1 TWh), etter en høy utnyttelse av de svenske kjernekraftverkene gjennom sommerperioden. I år har produksjonen i andre og tredje kvartal falt til 41,9 TWh, blant annet som en følge av at den siste enheten ved Barsebäck har blitt faset ut. Produksjonen er likevel høyere enn i 2003, da produksjonen i denne perioden var 38,8 TWh.

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



Øvrig varmekraft
Utover i tredje kvartal har produksjonen fra øvrige varmekraftverk tiltatt. I sum var produksjonen i dette kvartalet 14,2 TWh. Produksjonen fra disse verkene følger dermed utviklingen som er observert tidligere i år med en vesentlig reduksjon i forhold til 2003 og 2004. I tredje kvartal 2003 var produksjonen til sammenligning 20,8 TWh, mens det i fjor ble produsert 18,2 TWh fra øvrige varmekraftverk. I 2003 og 2004 var det som vi har pekt på i tidligere utgaver av kvartalsrapporten, et underskudd i de nordiske vannmagasinene og lav vannkraftproduksjon. Dette resulterte i høyere produksjon fra andre typer kraftverk, herunder de mer konvensjonelle varmekraftverkene med fossilt brensel som innsatsfaktor og således økte kraftpriser. Kraftprisene har ikke økt i vesentlig grad fra de foregående årene. Det har imidlertid kostnadene ved produksjon fra disse verkene, ettersom utslippskvoter på CO_2 er innført.
Gjennom tredje kvartal har prisene i det nordiske børsmarkedet for elektrisk kraft vært lavere enn prisene på de finansielle kontraktene for levering kommende vinter. Den gjennomgående høye magasinfyllingen i de nordiske landene og vedvarende høyere tilsig enn normalt gjennom kvartalet, kan ha bidratt til en økt risiko for overløp i vannmagasinene og dermed lavere priser i spotmarkedet i sommer enn i det finansielle markedet for kommende vinter.

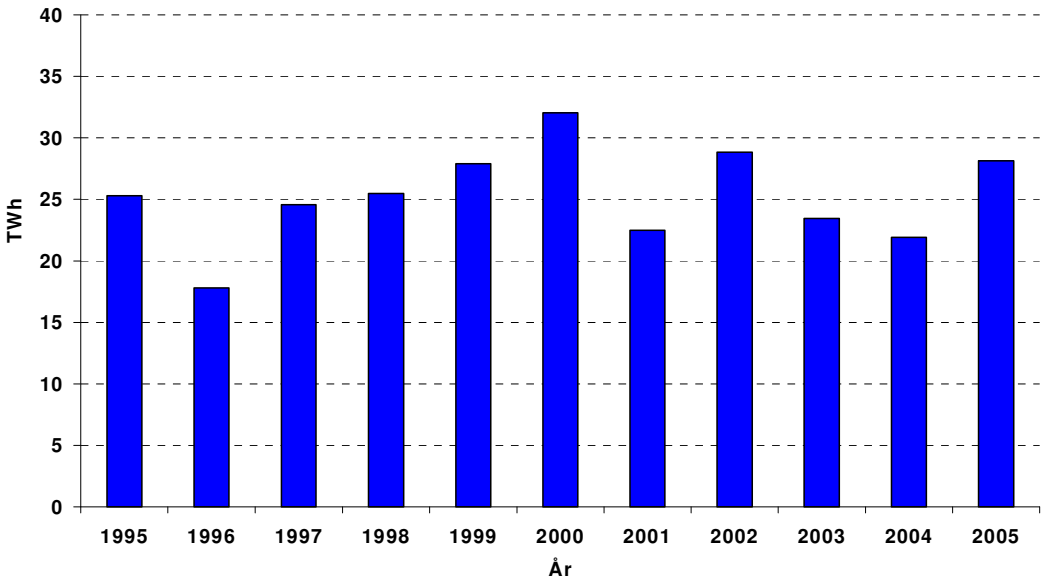
Figur 1.3.5 Nordisk produksjon fra øvrige varmekraftverk, 2003 – 2005, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



1.3.1.1 Norge – fortsatt høy produksjon

Elektrisitetsproduksjonen i Norge i tredje kvartal 2005 var 28,1 TWh som er den tredje høyeste produksjonen i dette kvartalet noensinne. I forhold til produksjonen i tredje kvartal 2004 på 21,9 TWh, er det en økning på omkring 28 prosent. Bare 2002 og rekordåret 2000 hadde høyere produksjon i tredje kvartal. Den høye produksjonen henger sammen med at tilsiget i tredje kvartal 2005 var over 9 TWh høyere enn normalt, og høye kraftpriser i utlandet og dermed høy eksport.

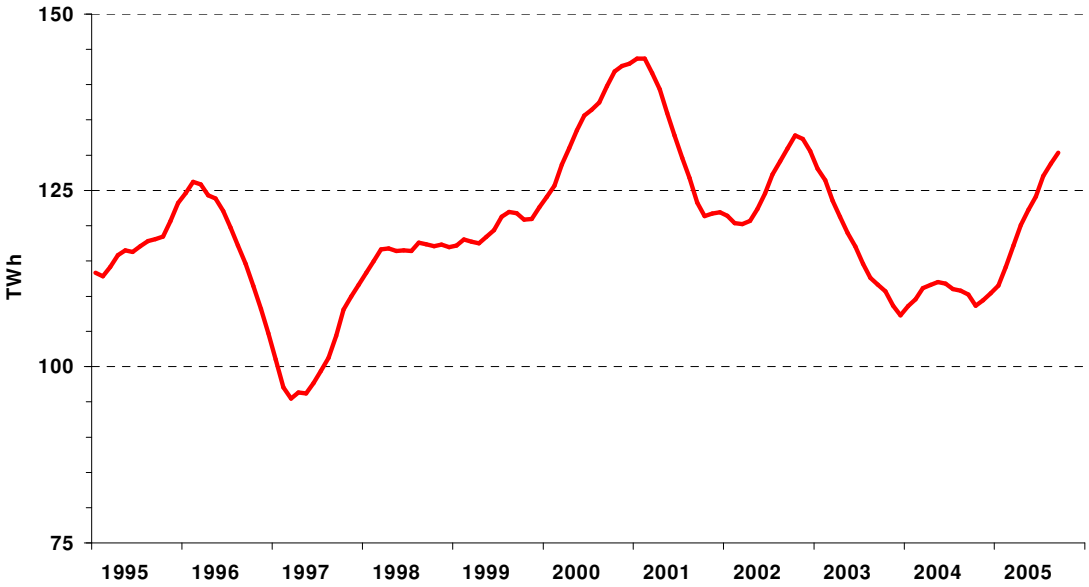
Figur 1.3.6 Kraftproduksjon i tredje kvartal for perioden 1995-2005, TWh. Kilde: NVE



I årets ni første måneder var produksjonen 98,8 TWh, og det er nesten 20 TWh mer enn i samme periode i 2004, dvs. en økning på 25,2 prosent.

De siste 12 månedene er det produsert 130,3 TWh elektrisk kraft. Det er 18,2 prosent mer enn i samme periode ett år tidligere. Produksjonen de siste 12 månedene er dermed om lag 10 TWh høyere enn midlere årlig produksjonsevne for det norske kraftsystemet (vann-, vind- og varmekraft) som er beregnet til ca 120 TWh. Det er først og fremst tilsig godt over normalt som har ført til økningen i kraftproduksjonen de siste 12 månedene.

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

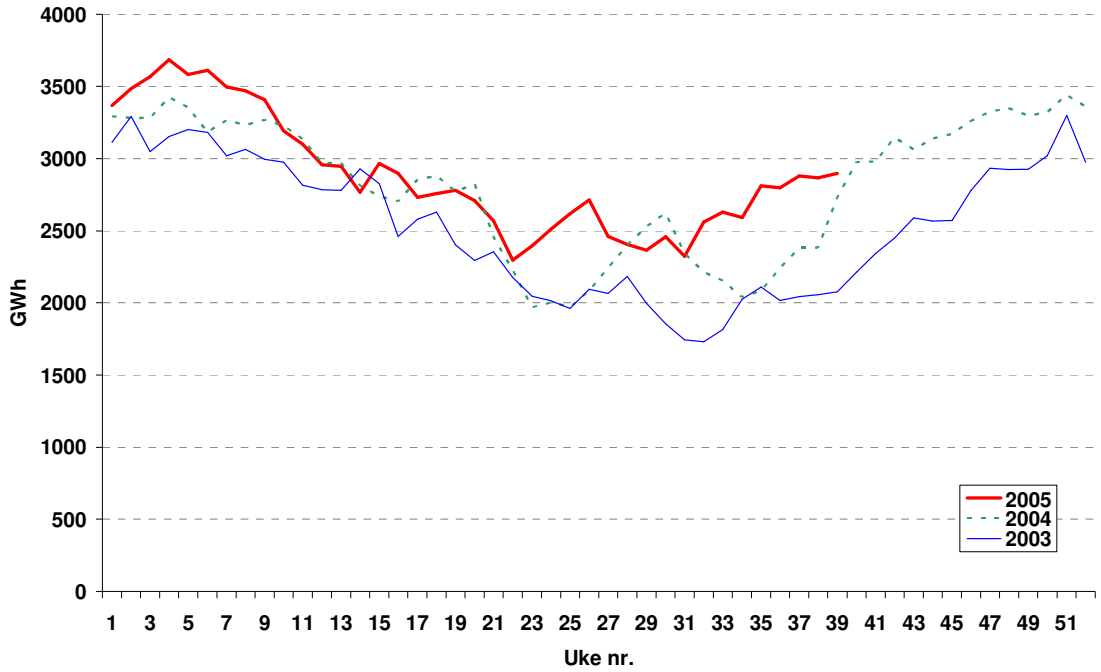


Figuren viser hvordan den norske kraftproduksjonen varierer. Tørrværsperiodene i 1996/97 og 2002/03 resulterte i lav produksjon, mens våtåret 2000 ga høy produksjon. Tilsigssvikten høsten 2002 var så kraftig at den har fått følger for produksjonen helt frem til utgangen av 2004.

1.3.1.2 Sverige

I løpet av tredje kvartal har det vært en samlet svensk produksjon på 34,0 TWh. I forhold til tilsvarende kvartal i fjor er det en økning på 3,7 TWh, mens en sammenligning med tredje kvartal i 2003 viser en økning på 8,3 TWh, eller 32 prosent. I likhet med Norge har det vært høye tilsig i Sverige i 2005. Dette har medført en bedret ressurssituasjon og den høyeste produksjonen fra svenske vannkraftverk i tredje kvartal siden 2000. Hittil i år har det i år blitt produsert 52,9 TWh fra vannkraftverk i Sverige. Det er en økning på 29 prosent fra tilsvarende periode i fjor og 40 prosent fra de første tre kvartalene av 2003. En oppdeling av produksjonsverkene i tredje kvartal viser at vannkraft utgjorde 48 prosent av totalproduksjonen, mens produksjonen ved kjernekraftverk utgjorde 46 prosent.

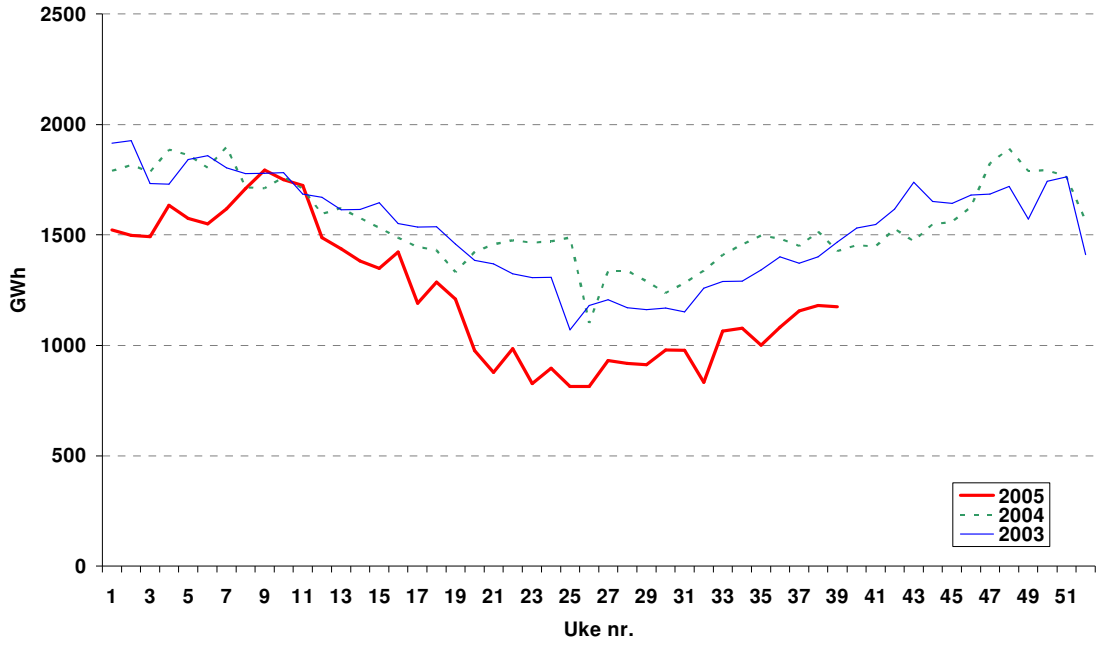
Figur 1.3.8 Svensk produksjon, 2003 – 2005. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



1.3.1.3 Finland

Den finske kraftproduksjonen har vært betydelig lavere i år enn det som ble observert i de to foregående årene. Dersom en sammenligner med de første tre kvartalene av 2002 har det imidlertid kun vært en nedgang på 0,5 TWh. Som vi har pekt på tidligere medførte underskuddssituasjonen i de nordiske vannmagasinene en høyere utnyttelse av produksjonskapasiteten ved termiske verk. Disse verkene utgjør en stor andel av den samlede kapasiteten i det finske kraftsystemet. Totalt ble det produsert 13,3 TWh ved finske kraftverk i tredje kvartal, hvorav 10,7 TWh fra termiske kraftverk.

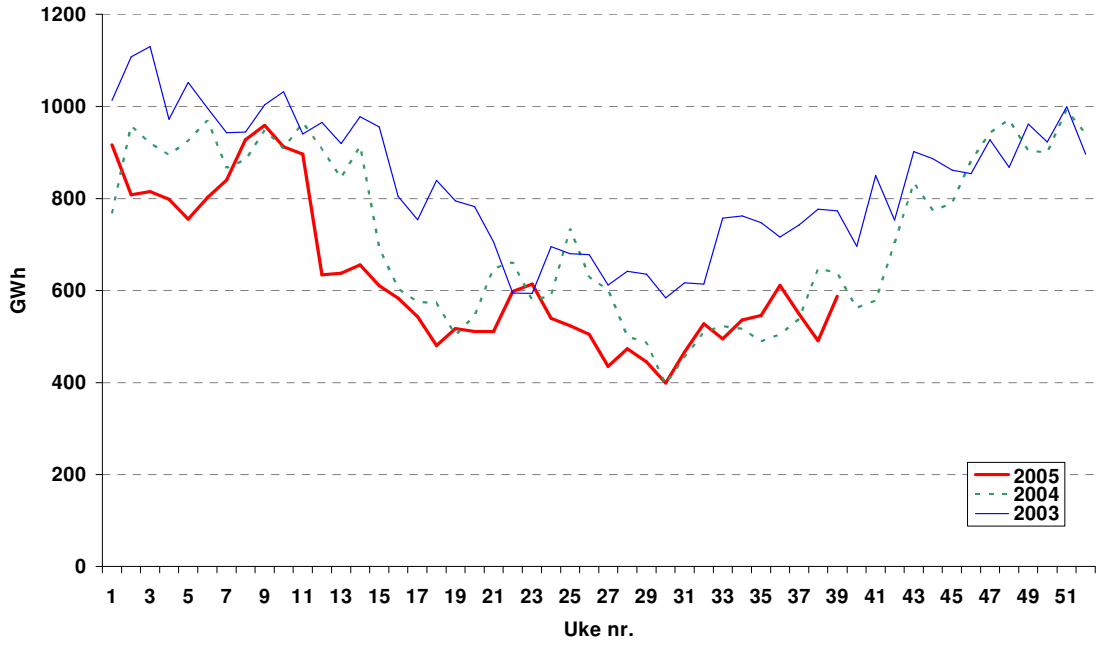
Figur 1.3.9 Finsk produksjon, 2003 – 2005. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



1.3.1.4 Danmark

Totalt har det blitt produsert 24,5 TWh i Danmark i løpet av de første tre kvartalene. I tredje kvartal var produksjonen 6,6 TWh. I forhold til tredje kvartal i fjor er det en nedgang på 0,2 TWh, mens det er 2,4 TWh lavere enn i dette kvartalet i 2003. Produksjonsnedgangen i forhold til tredje kvartal i fjor har i hovedsak vært på Sjælland.

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

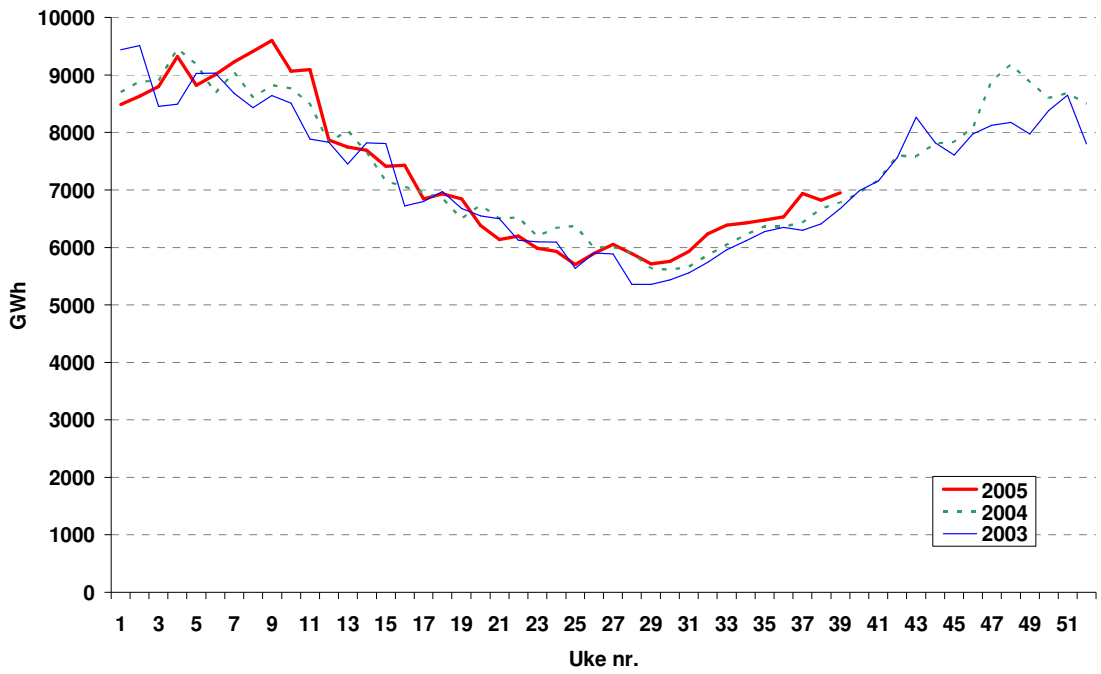


1.3.2 Nordisk kraftforbruk

Det nordiske kraftforbruket i tredje kvartal var 82,1 TWh. Mens det nordiske forbruket tidligere i år har variert rundt forbruket i tilsvarende uker i de to tidligere årene, har forbruket i tredje kvartal 2005 vært høyere enn i de sammenfallende ukene i de to foregående årene. Dette har medført at forbruket i dette kvartalet har økt med 2,5 TWh (3 prosent) fra tredje kvartal 2004 og 4,7 TWh (6 prosent) fra 2003. Størst forbruksøkning har det vært i Norge, der prissignaler og medieoppmerksomhet bidro til å dempe forbruket i 2003. Så langt i år har det nordiske forbruket vært 282,6 TWh. Sammenlignet med tilsvarende periode i fjor er det en økning på 1 prosent. Et antatt normalforbruk i Finland i sommer ville imidlertid medført en økning på om lag 2 prosent.

Forbruk (TWh)	3. kv. 2005	Endring fra 3. kv. 2004	Siste 52 uker	Endring fra forrige 52 ukers periode
Norge	25	4 %	126	5 %
Sverige	30	3 %	147	2 %
Finland	19	1 %	83	- 2 %
Danmark	8	3 %	35	1 %

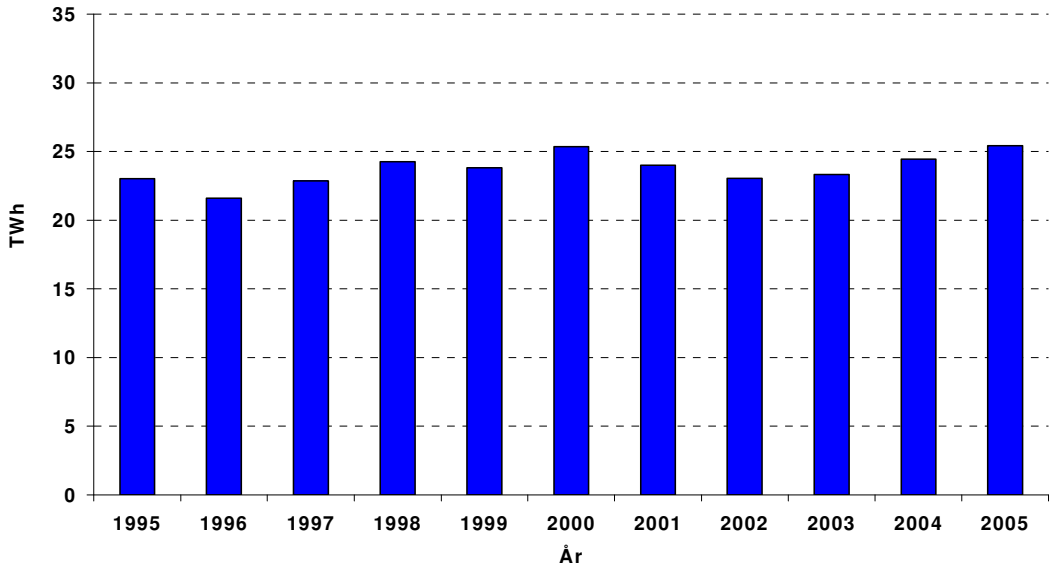
Figur 1.3.11 Nordisk forbruk, 2003 – 2005. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



1.3.2.1 Avtakende vekst i det norske kraftforbruket

Det innenlandske elektrisitetsforbruket var i tredje kvartal på i alt 25,4 TWh mot 24,5 TWh i samme kvartal i 2004. Det er en økning på 3,9 prosent mot 6,4 prosent i kvartalet før. At veksten avtar skyldes bl.a. nedgang i forbruket innen kraftintensiv industri. Forbruket er likevel det høyeste noensinne i dette kvartalet til tross for at perioden var varmere enn normalt.

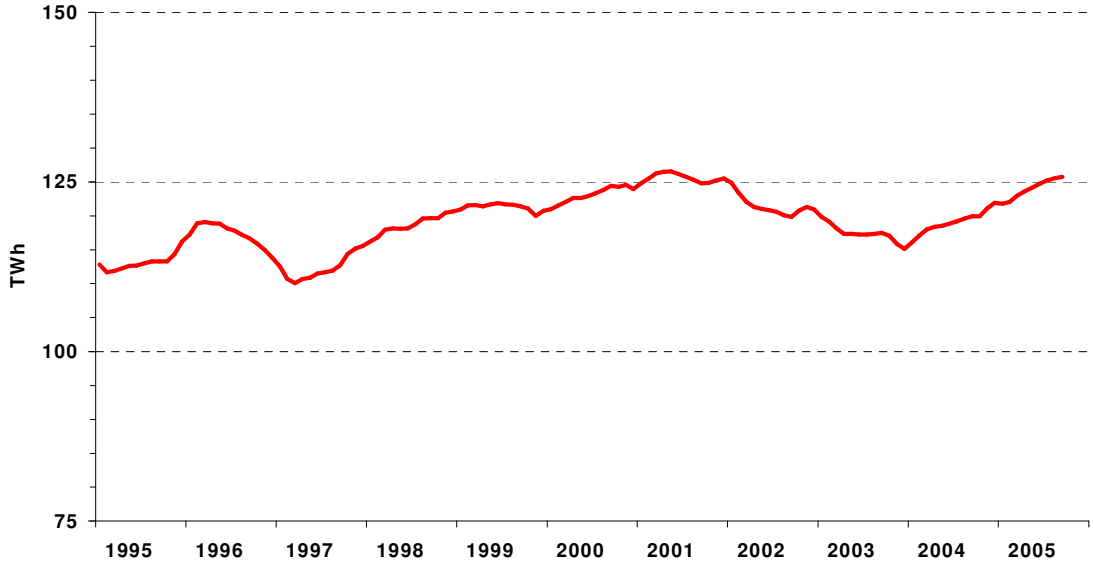
Figur 1.3.12 Innenlandsk forbruk av elektrisk kraft i tredje kvartal for perioden 1995-2004, TWh. Kilde: NVE



I de første ni månedene av 2005 var elektrisitetsforbruket 90,9 TWh. Det er 3,8 TWh mer enn i samme periode i 2004, dvs. en økning på 4,4 prosent.

I sum for de siste 12 månedene har det norske elektrisitetsforbruket vært 125,7 TWh. Det er en økning på 5,8 TWh eller 4,8 prosent i forhold til samme periode ett år tidligere. Forbruket de siste 12 månedene er over 5 TWh høyere enn midlere årlig produksjonsevne.

Figur 1.3.13 Sum innenlandsk elektrisitetsforbruk for de siste 12-måneder, TWh. Kilde: NVE



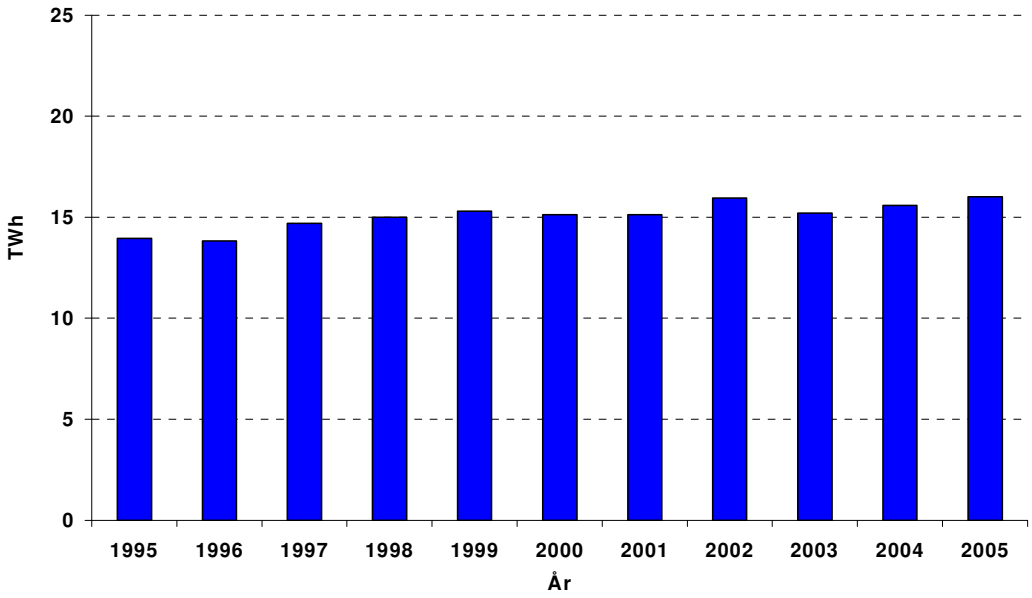
Forbruket er fortsatt i ferd med å ta seg opp etter å ha falt i perioden 2001-2003. Dette mønsteret stemmer godt med hva som ble observert i 1997 etter tørråret 1996. Sum forbruk de siste 12 månedene er nå oppe på samme nivå som i begynnelsen av 2001.

Til tross for den forholdsvis høye veksten de siste 12 månedene, er forbruket av elektrisitet fortsatt noe lavere enn høyeste 12-måneders forbruk før den anstrengte kraftsituasjonen i 2002. En av årsakene til at vi ikke har kommet tilbake på nivået vi hadde før vinteren 2002-2003, kan være at kraftprisene har vært høyere enn i tiden før høsten 2002.

Forbruket i alminnelig forsyning var i tredje kvartal 15,4 TWh mot 14,9 TWh i tilsvarende kvartal i 2004. Der er en økning på 3,8 prosent. For siste 12-månedersperiode har det vært en økning i forbruket på 2,8 prosent.

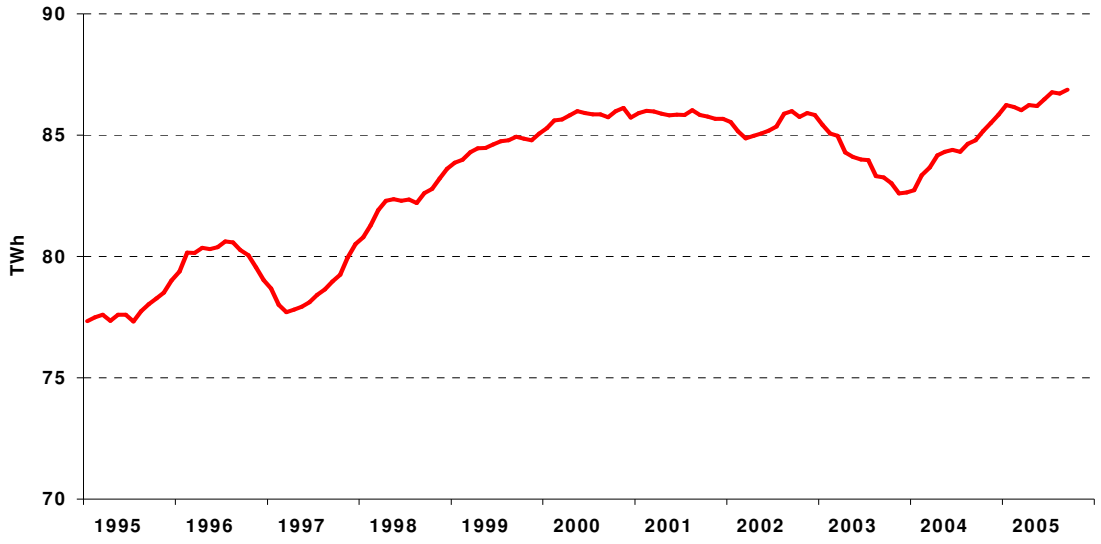
Tredje kvartal var varmere enn normalt, og korrigert til normale temperaturforhold ble det alminnelige forbruket 16,0 TWh mot 15,6 TWh i 2004. Det er en økning på 2,6 prosent. For siste 12-månedersperiode var forbruket 2,5 prosent høyere enn i forrige 12-månedersperiode (oktober 2003 – september 2004).

Figur 1.3.14 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, andre kvartal 1995-2004, TWh. Kilde: NVE



Figuren viser at forbruket i tredje kvartal har økt jevnt og trutt i hele perioden 1995-1999. Deretter stabiliserte forbruket i årene 2000 til 2003, bortsett fra tredje kvartal 2002 som hadde høyere forbruk. Fra 2004 er det igjen vekst i forbruket. Det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning i tredje kvartal 2005 er det høyeste noensinne i dette kvartalet, så vidt over den forrige rekorden fra 2002.

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

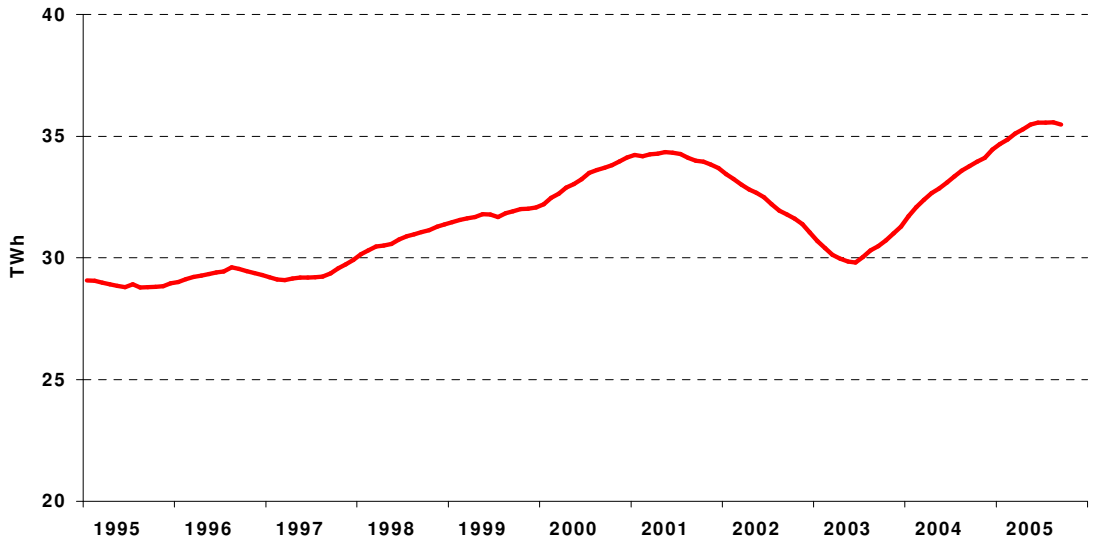


Kraftforbruket i kraftintensiv industri har vært i sterk vekst siden sommeren 2003. Økningen har sammenheng med produksjonsøkning for Hydro Aluminium på Sunndalsøra, gode markedsforhold for denne industrien og at denne sektoren i 2003 solgte kraft tilbake til markedet istedenfor å bruke kraften selv.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

Forbruket i kraftintensiv industri var i tredje kvartal 0,8 prosent lavere enn i samme periode i 2004.

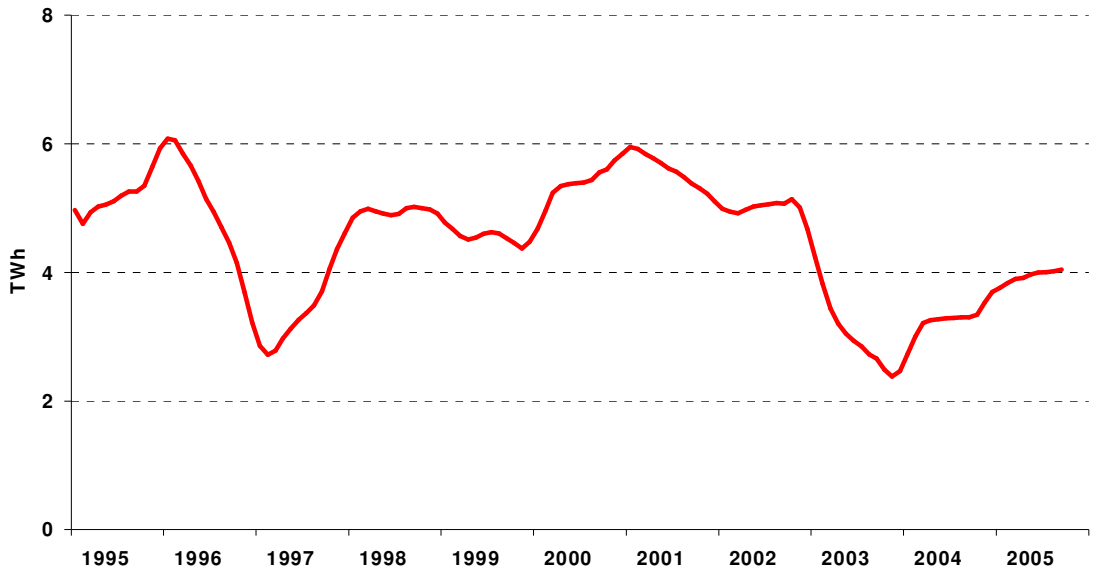
De siste 12 månedene var forbruket i kraftintensiv industri 35,5 TWh referert kraftstasjon, en økning på 5,1 prosent i forhold til forrige 12-månedersperiode.

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



Forbruket av kraft til elektrokjeler var i tredje kvartal 8,2 prosent høyere enn i tilsvarende periode i fjor. De siste 12 månedene har forbruket vært 4,0 TWh som er 22,4 prosent mer enn i samme periode ett år tidligere. Forbruket i siste 12-månedersperiode er likevel bare omkring 65 prosent av hva det var 1995 og 2000. I begge disse årene nådde forbruket opp i ca. 6 TWh.

Figur 1.3.17 Sum forbruk av kraft til elektrokjeler for de siste 12-måneder, TWh. Kilde: NVE



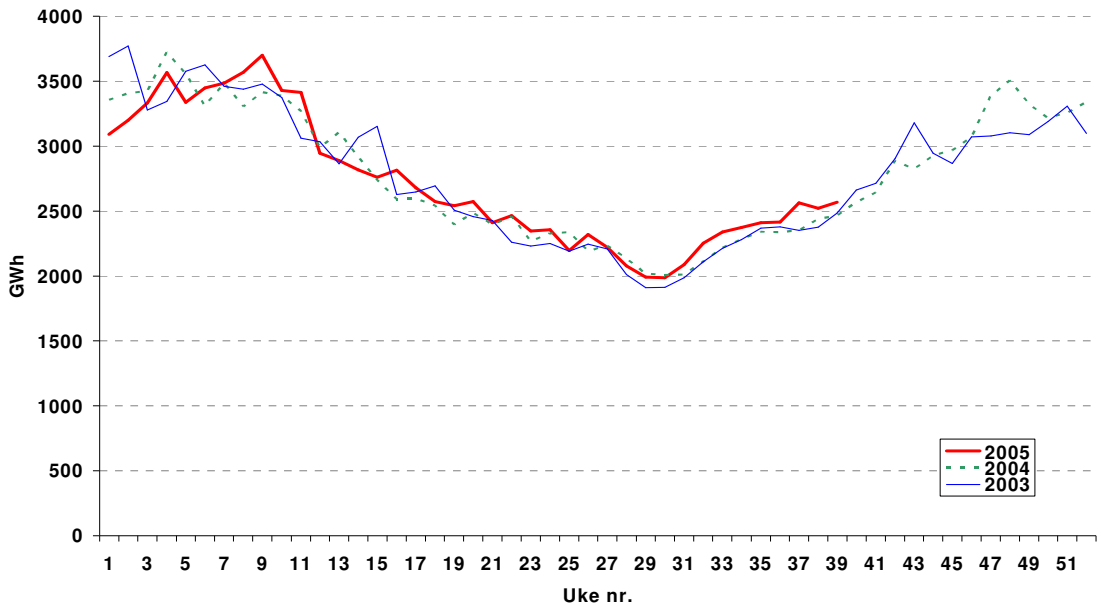
Elektrokjeler benytter ofte olje i stedet for elektrisitet dersom det faller seg lønnsomt. I perioden 1995-2004 har kraftprisene variert betydelig, mens oljeprisen har steget kraftig de to siste årene, spesielt i 2005. Ut fra figuren ser vi at variasjonsområdet for elektrokjelforbruket i perioden 1995-2005 er fra i overkant av 2 TWh til 6 TWh. Vel 2 TWh av dette forbruket ser derfor ut til å ha høyere utkoblingspris enn det som er observert i perioden 1995-2005, eller at deler av forbruket ikke har oljefyrt reserve.

1.3.2.2 Sverige

Det svenske kraftforbruket har vært gjennomgående høyere i tredje kvartal, enn det som er observert i denne perioden i de to foregående årene. I sum har det i tredje kvartal vært et svensk kraftforbruk på 29,8 TWh, hvilket utgjør 36 prosent av det nordiske totalforbruket dette kvartalet. Så langt i år har det svenske totalforbruket vært 106,1 TWh. Det er en økning på 1 prosent i forhold til denne perioden i de to foregående årene. Korrigert for temperatur har det akkumulerte svenske forbruket ved utgangen av uke 39 vært 107,7 TWh[4].

[4] Svensk Energi: http://www.svenskenergi.se/kraftlaget/sverige.htm

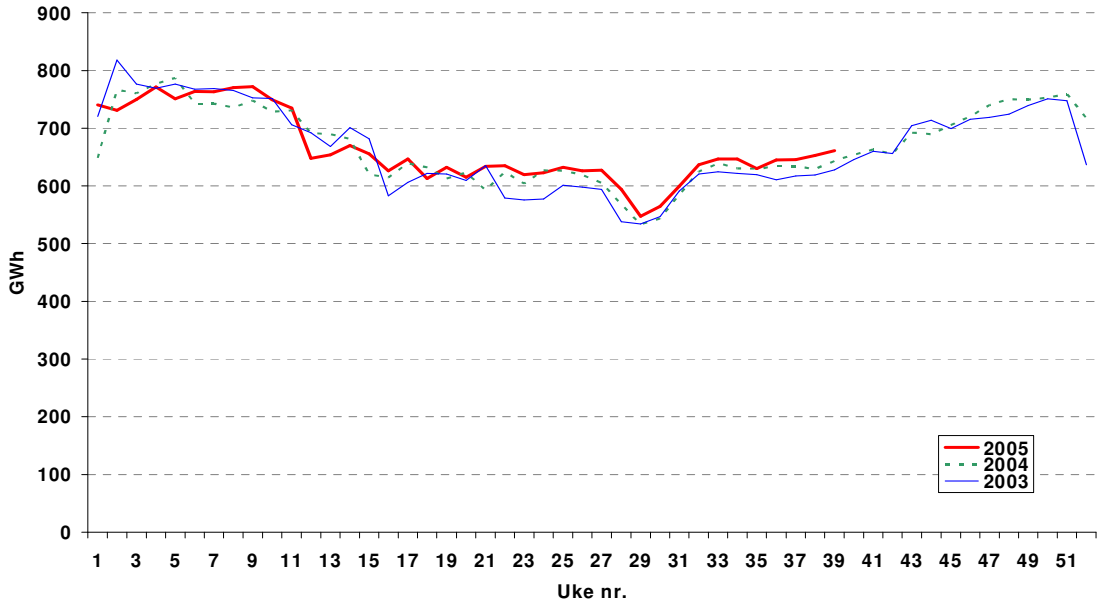
Figur 1.3.18 Svensk forbruk, 2003 – 2005. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



1.3.2.3 Danmark

Også i Danmark har kraftforbruket i tredje kvartal vært gjennomgående høyere enn i denne perioden i de to foregående årene. Til sammen har det danske kraftforbruket i denne perioden i år vært 8,1 TWh. Det er en økning på 0,2 og 0,3 TWh i tilsvarende perioder i 2004 og 2003. Det danske kraftforbruket har i tredje kvartal stått for 10 prosent av det nordiske totalforbruket. Frem til og med tredje kvartal har det danske forbruket vært 25,9 TWh. I 2003 og 2004 var det akkumulerte forbruket frem til og med tredje kvartal henholdsvis 25,5 og 25,6 TWh.

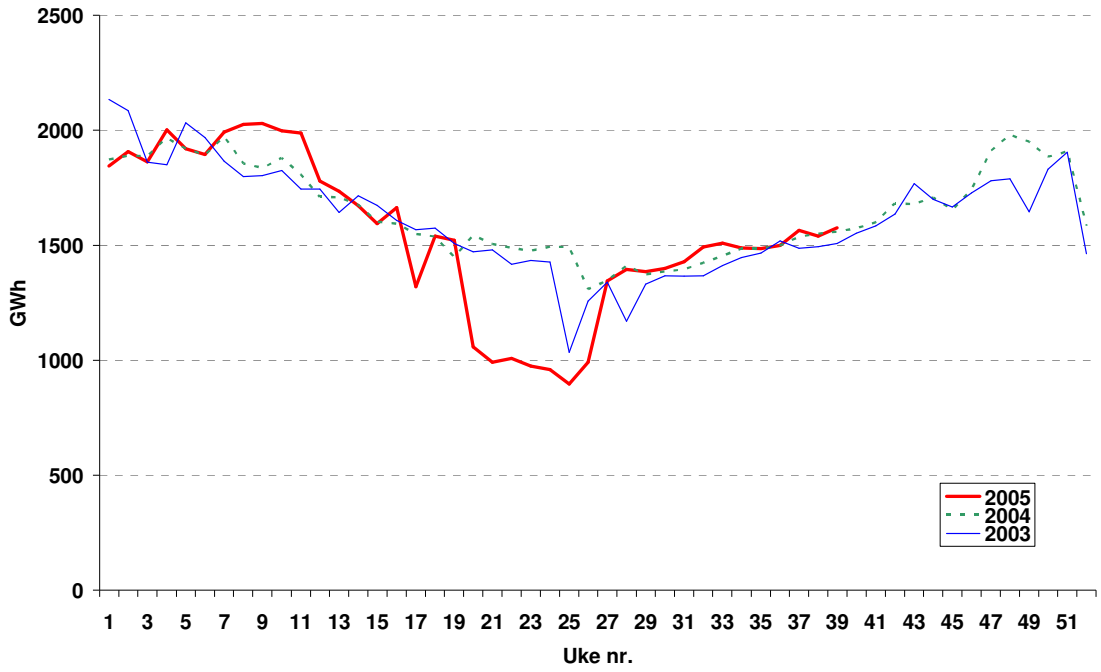
Figur 1.3.19 Dansk forbruk, 2003 – 2005. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



1.3.2.4 Finland

Etter at det finske kraftforbruket i andre kvartal var kraftig redusert som følge av konflikter i den finske papirindustrien har forbruket i tredje kvartal vært mer normalt. Forbruket i tredje kvartal var 19,1 TWh. Det er 0,2 TWh, eller 1 prosent mer enn det som ble registrert i tilsvarende periode i fjor, og en økning fra andre kvartal i år på 2,9 TWh. Det akkumulerte finske forbruket i år har vært 60,3 TWh. Det er lavere enn i samme periode de to foregående årene, men en økning i forhold til denne perioden i 2002 da forbruket var 59,2 TWh.

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



1.3.3 Handel og kraftutveksling

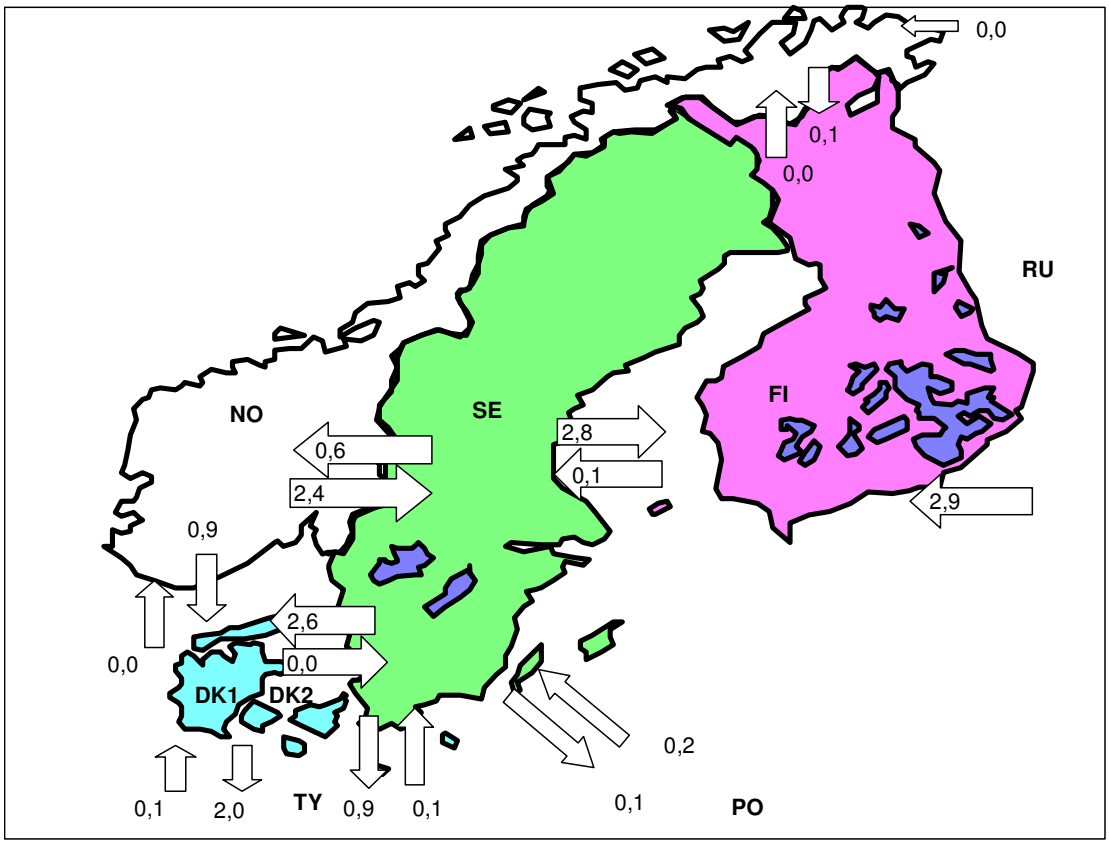
Ressurstilgangen i det nordiske kraftsystemet har vært god i form av snø gjennom vinteren 2004/2005 og senere gjennom nedbør, sommeren 2005. Dette har gitt en god nordisk ressurssituasjon i tredje kvartal. En konsekvens av de høye tilsigene har vært en høy nordisk vannkraftproduksjon. Hovedtyngden av vannkraftverkene ligger i Norge og Sverige, og i liket med tidligere i år har det vært betydelig krafteksport fra disse landene i tredje kvartal. I Danmark og Finland, der en større del av den elektriske energien blir produsert fra termiske kraftverk, har det vært en betydelig kraftimport. Høye brenselkostnader og i tillegg kvotekrav på utslippene av CO2 har dempet produksjonen fra disse verkene i forhold til det som er observert i de foregående årene. Tilsvarende krav er pålagt tyske kraftverk med utslipp. Dette har også sørget for forholdsvis høyere priser i Tyskland og hovedsakelig krafteksport fra Norden.

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

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

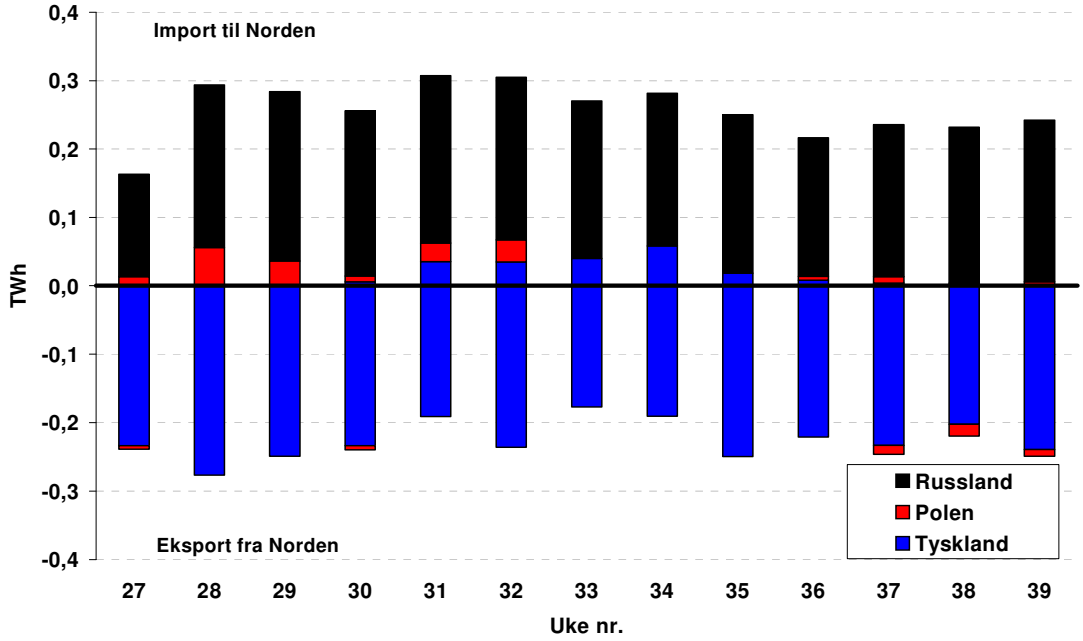
Fra Norge og Sverige har det værtn relativt høy krafteksport gjennom tredje kvartal. I Norge har det vært et produksjonsoverskudd i denne perioden og 2,4 TWh er eksportert til Sverige, mens det har vært en import fra Sverige i lavlastperioder som i sum har utgjort 0,6 TWh. Over Skagerrakkablene har det nesten utelukkende vært norsk eksport til Jylland på til sammen 0,9 TWh. I Sverige har også vannkraftproduksjonen vært høy. En stor andel av den svenske importen er transittert til henholdsvis Finland og Danmark dette kvartalet. Spesielt har den svenske eksporten til Finland vært høy. Gjennom kvartalet var det en samlet svensk eksport til Finland på 2,7 TWh, mens det kun ble importert 0,1 TWh. Den finske importen fra Sverige var dermed nesten like høy som importen fra Russland. Totalt var det en finsk nettoimport i tredje kvartal på 5,7 TWh. Det tilsvarer om lag 30 prosent av forbruket i Finland i denne perioden. I Danmark ble en større andel av importen fra Norge og Sverige på til sammen 3,5 TWh, transittert til Tyskland. Fra Jylland og Sjælland var det en nettoeksport til Tyskland på 1,9 TWh. Mens eksporten fra Norden til Tyskland i første og andre kvartal var høyere enn importen fra Russland, har importen fra Russland i dette kvartalet vært høyere enn krafteksporten til Tyskland. Dette innebærer at Norden har vært en nettoimportør av kraft i tredje kvartal. Totalt var nettoeksporten fra Sverige og Danmark til Tyskland 2,7 TWh i tredje kvartal. Det er den høyeste nettoeksporten som noen gang er observert på disse forbindelsene i denne perioden av året.

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



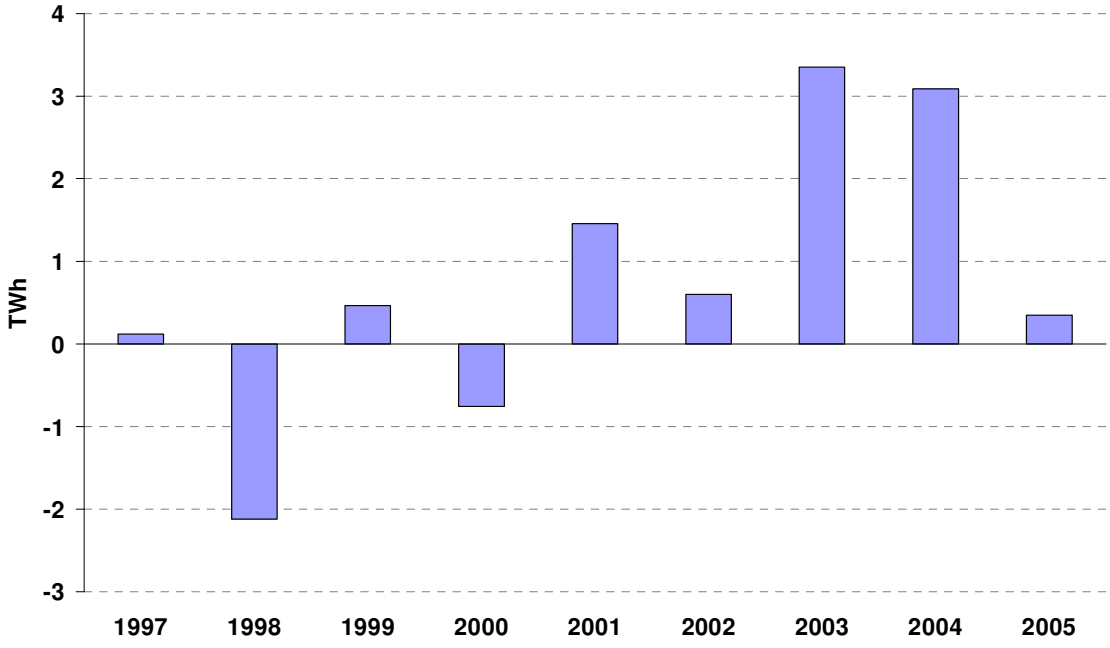
Den nordiske kraftutvekslingen i tredje kvartal har vært kjennetegnet ved høy import fra Russland, mens det i hovedsak er eksportert fra Norden til Tyskland. Med unntak av den første uken dette kvartalet, da det var vedlikehold ved det russiske kraftverket NWPP, har den nordiske importen fra Russland vært over 200 GWh/uke. I Tyskland har kraftprisene i dette kvartalet stort sett vært høyere enn de nordiske prisene på dagtid og omtrent på samme nivå på natten. I tredje kvartal er det sjelden at kraftflyten mellom Norden og Tyskland har snudd, til nordisk import. I uke 33 og 34 falt imidlertid lavlastprisene i Tyskland under de nordiske prisene noe som ga en begrenset import disse ukene. På Polen-kabelen ble kapasiteten i starten av kvartalet stort sett benyttet til nordisk import, mens det mot slutten har vært noe nordisk eksport på denne forbindelsen. I sum har det vært en nettoimport fra Polen på 0,1 TWh i tredje kvartal.

Figur 1.3.22 Nordisk utveksling av kraft, uke 27-39, 2005. MWh. Kilde: Nord Pool

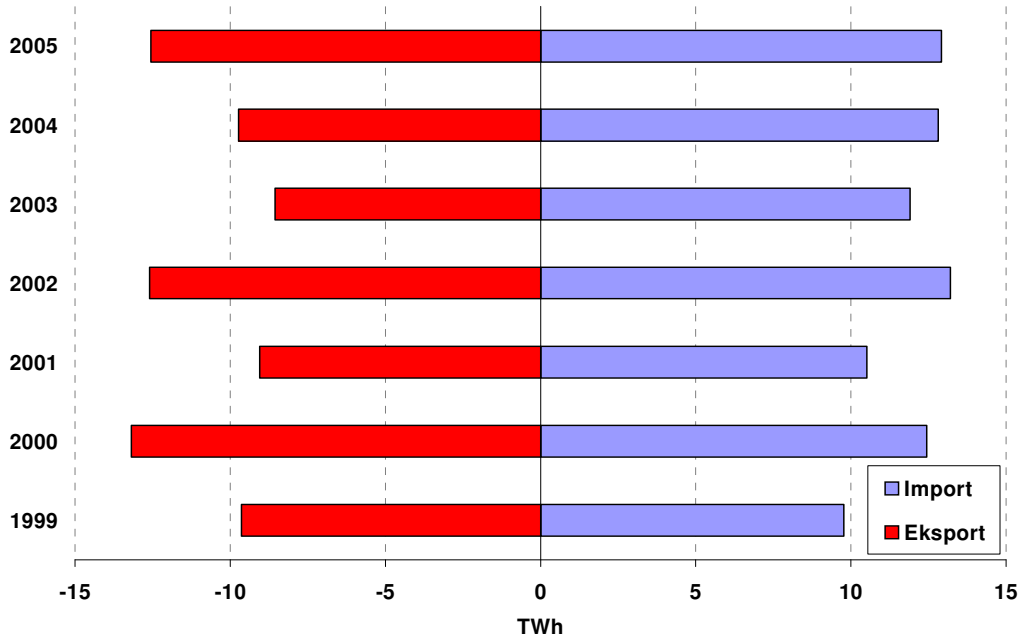


Både i 2003 og 2004 var den nordiske kraftutvekslingen i tredje kvartal preget av høy import. Lite vann i magasinene førte til lav vannkraftproduksjon og økt varmekraftproduksjon og import. I 2003 og 2004 var det i tredje kvartal en relativt balansert kraftutveksling med Tyskland. I tredje kvartal i år har den nordiske krafteksporten til Tyskland vært rekordhøy, og selv ikke i 2000 da vannkraftproduksjonen i Norden var betydelig høyere enn i år, var eksporten til Tyskland like høy som det vi har sett i år.

Figur 1.3.23 Nordens netto kraftimport i tredje kvartal, 1995-2005. TWh. Kilde: Nord Pool



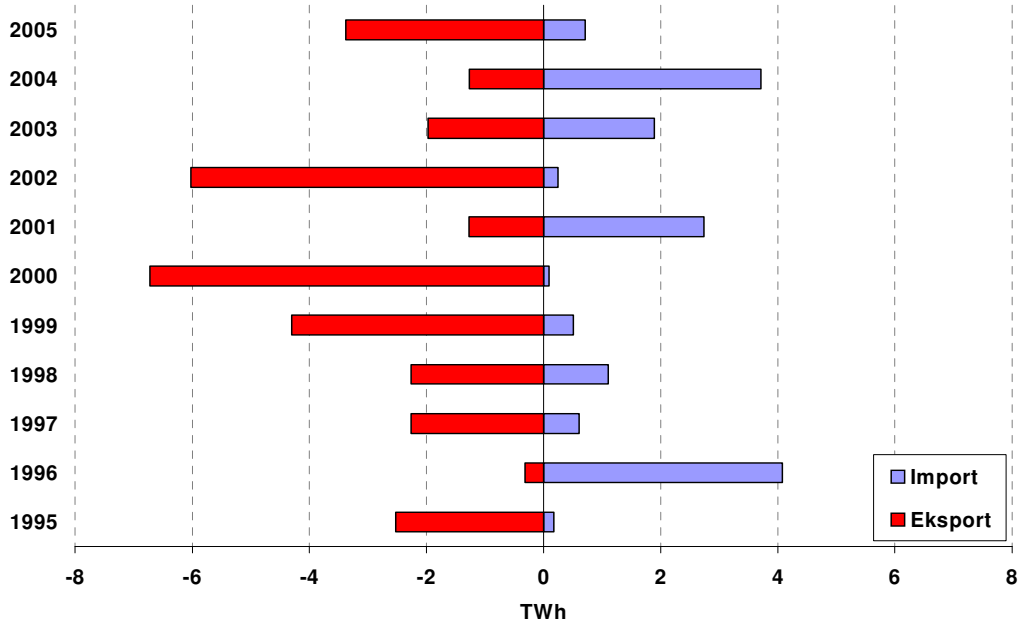
Figur 1.3.24 Nordens krafthandel i tredje kvartal 1997 – 2005, TWh. Kilde: Nord Pool



1.3.3.1 Norge

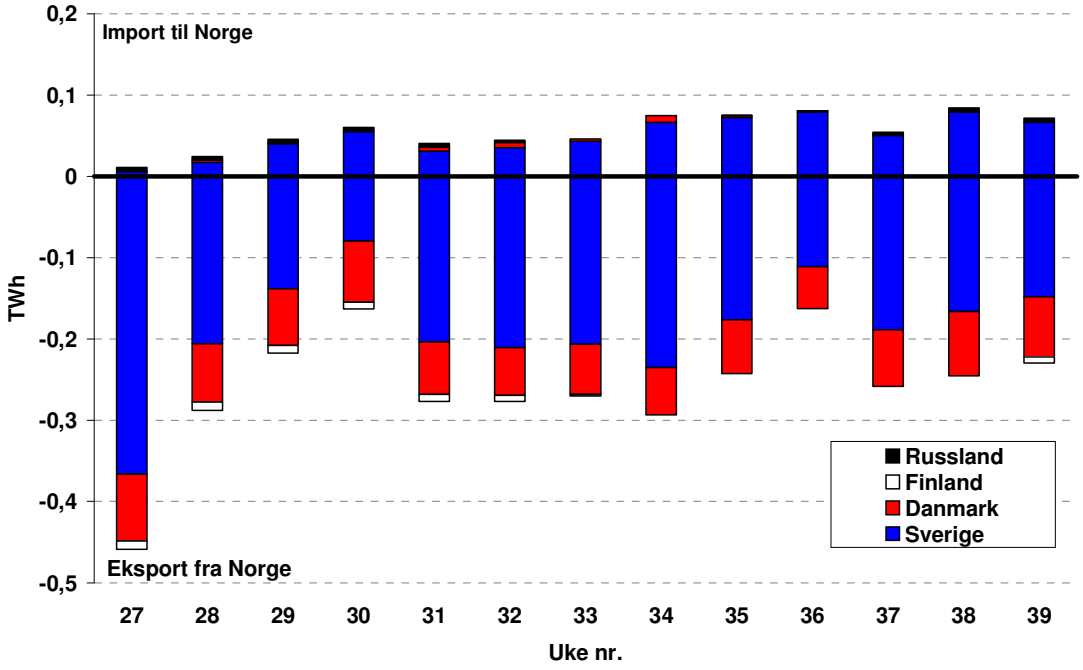
Den norske krafteksporten har vært 3,4 TWh i tredje kvartal, samtidig har det blitt importert 0,7 TWh. Den norske krafteksporten er dermed mer enn doblet fra tredje kvartal i fjor, mens importen er betydelig redusert. Ved inngangen til tredje kvartal 2002 var magasinfyllingene i Norge godt over normalt og produksjonen og krafteksporten var høy utover i hele kvartalet. Den norske krafteksporten har i tredje kvartal i år vært under halvparten av det som ble observert i denne perioden i 2002.

Figur 1.3.25 Norges krafthandel i tredje kvartal 1995 – 2005, TWh. Kilde: Nord Pool



I uke 27 var den norske nettoeksporten av kraft 448 GWh. Det er det nest høyeste ukevolumet som er eksportert så langt i år, og det henger sammen med en sterk reduksjon i den svenske kraftproduksjonen denne uken. Revisjoner ved svenske kjernekraftverk og redusert svensk vannkraftproduksjon medførte økt norsk kraftproduksjon og ensidig norsk krafteksport til Sverige og Danmark denne uken. Utover i kvartalet har den norske krafteksporten fortsatt vært høy. I lavlast har det imidlertid blitt importert kraft fra Sverige eksport. Det er denne importen på natten og i helgen som har bidratt til den norske kraftimporten på 0,7 TWh i tredje kvartal. Mellom Norge og Jylland har det nesten utelukkende vært norsk eksport og i store deler av dette kvartalet har det vært prisforskjeller mellom disse områdene. Den største av de tre overføringskablene mellom disse områdene (Skagerrak pol 3 – 500 MW) har vært ute siden slutten av mai på grunn av en transformatorfeil. Dette har redusert den norske krafteksporten til Jylland betydelig i dette kvartalet.

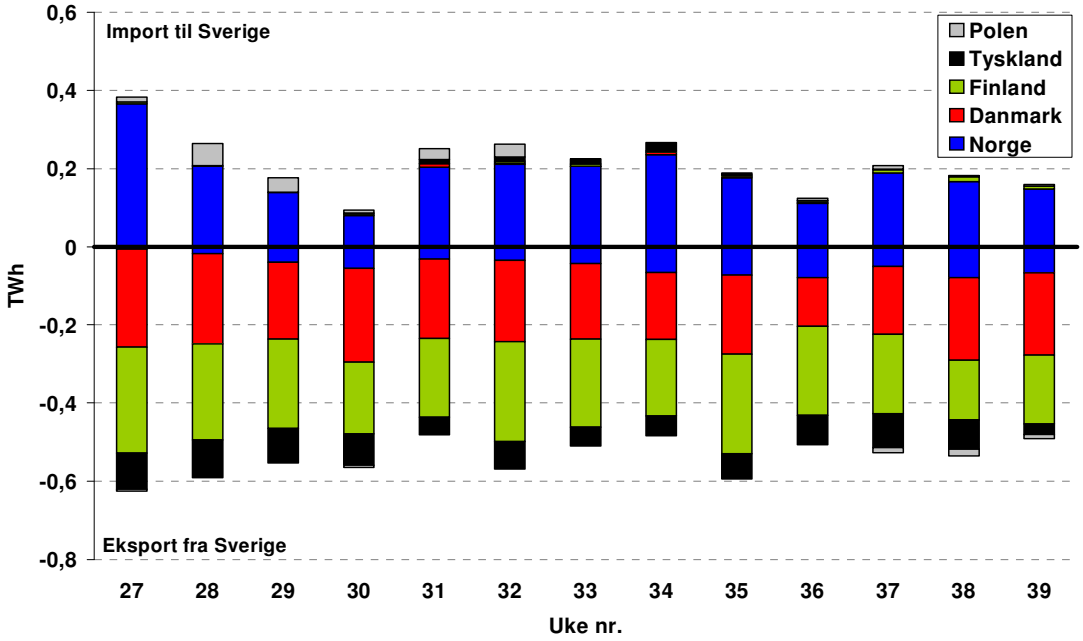
Figur 1.3.26 Norsk utveksling av kraft, uke 27-39, 2005. MWh. Kilde: Nord Pool



1.3.3.2 Sverige

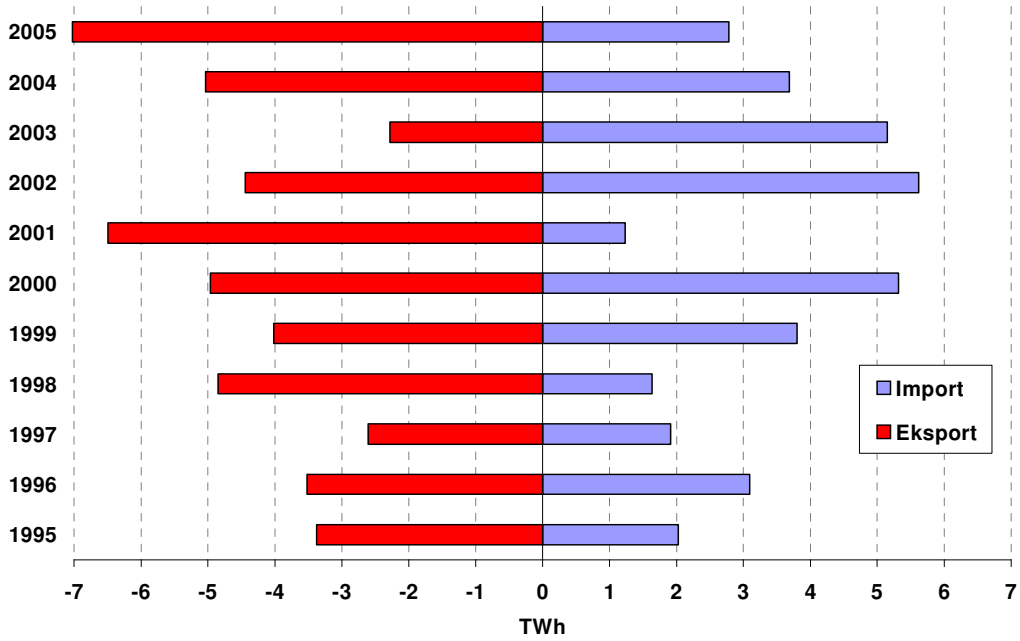
Det har vært en jevn og høy krafteksport fra Sverige til Finland og Danmark i tredje kvartal. I gjennomsnitt har den svenske eksporten til disse landene vært over 400 GWh/uke. Interne overføringsbegrensninger i Sverige har imidlertid ført til at overføringskapasiteten ut av Sverige spesielt på forbindelsen til Sjælland, tidvis har vært redusert i tredje kvartal. Ettersom Sjælland har blitt skilt ut som eget prisområde med høy pris i mange av de periodene hvor kapasiteten er begrenset, vil det si at det kunne vært enda høyere svensk eksport dersom det ikke hadde vært interne flaskehalsbegrensninger i Sør-Sverige, eller at disse begrensningene hadde blitt løst på en annen måte enn ved begrense kapasiteten til andre elspotområder.

Figur 1.3.27 Svensk utveksling av kraft, uke 27-39, 2005. MWh. Kilde: Nord Pool



Den svenske krafteksporten har vært rekordhøy i tredje kvartal 2005. Totalt var eksporten 7,0 TWh. Det er 0,5 TWh høyere enn eksporten i samme kvartal i 2001. Da var det imidlertid en lavere svensk import (1,2 TWh mot 2,5 i tredje kvartal i år), hvilket medførte at den svenske nettoeksporten var 5,3 TWh, mens den i år var 4,2 TWh. En god ressurssituasjon for svenske vannkraftverk og høye produksjonskostnader ved kraftverk i Finland og Danmark, har bidratt til den høye svenske krafteksporten.

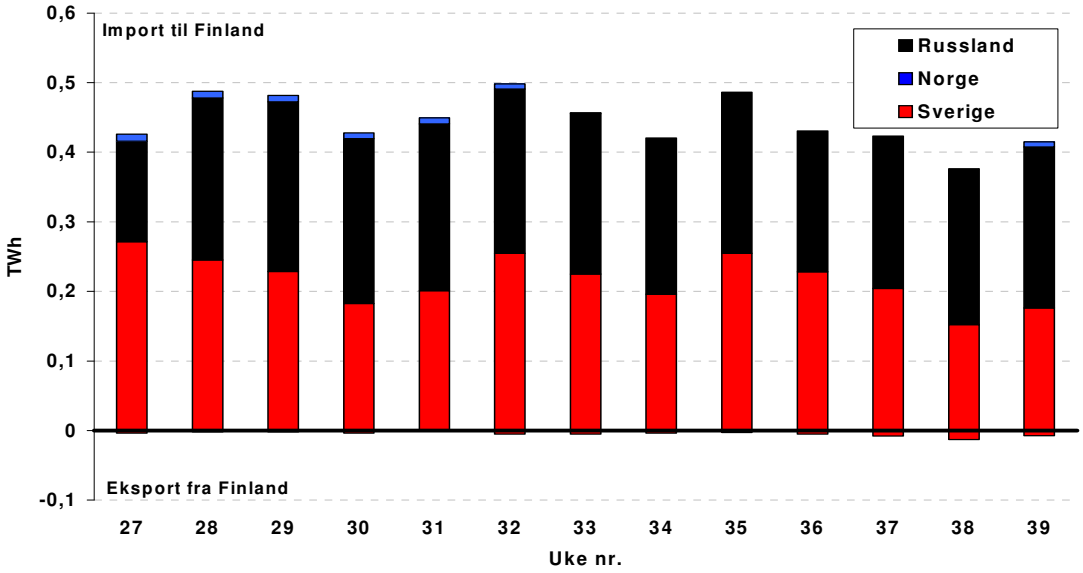
Figur 1.3.28 Sveriges krafthandel i tredje kvartal 1995 – 2005, TWh. Kilde: Nord Pool



1.3.3.3 Finland

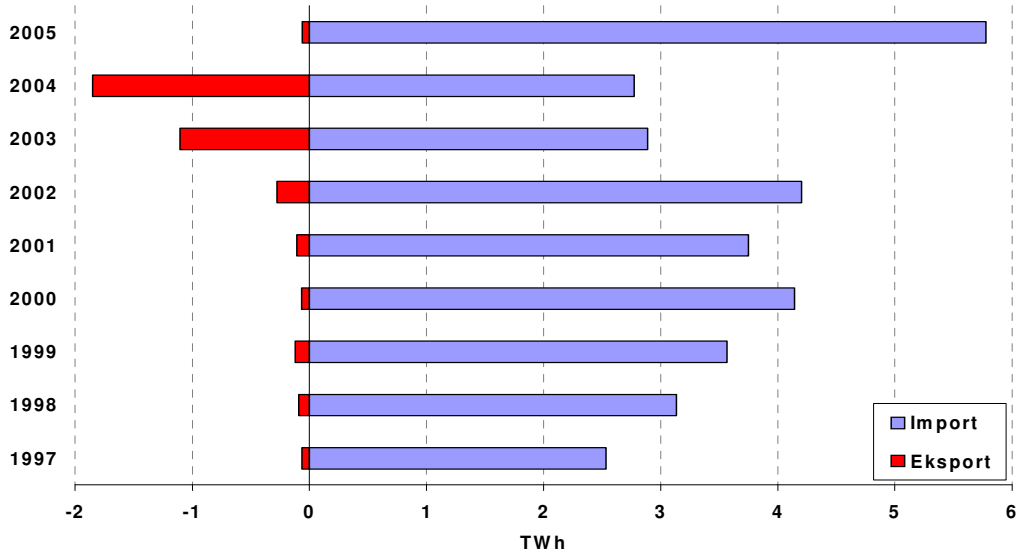
Finland har hatt høy import både fra Russland og Sverige gjennom hele tredje kvartal. I gjennomsnitt har det blitt importert om lag 440 GWh/uke. Hovedsakelig har det gjennom hele kvartalet vært import til Finland.

Figur 1.3.29 Finsk utveksling av kraft, uke 27-39, 2005. MWh. Kilde: Nord Pool



Totalt var det en finsk import på 5,7 TWh i tredje kvartal. Det er den høyeste registrerte finske importen gjennom et enkelt kvartal noensinne. Med unntak av de to foregående årene har det normalt vært nær ensidig finsk kraftimport i tredje kvartal. Overføringskapasiteten mellom Russland og Finland ble økt fra 2003 til 2004, dette forklarer en del av den økningen i importen som kan observeres fra årene før 2004. I tillegg har økende kraftforbruk i Finland bidratt til gradvis økende kraftimport i perioder med normal ressurssituasjon.

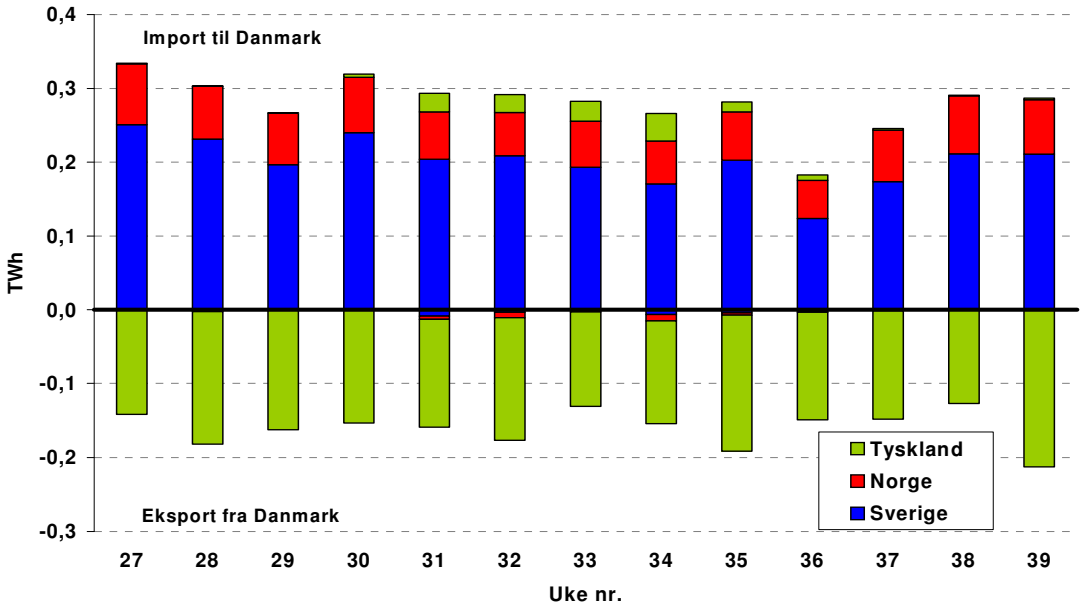
Figur 1.3.30 Finlands krafthandel i tredje kvartal 1997 – 2005, TWh. Kilde: Nord Pool



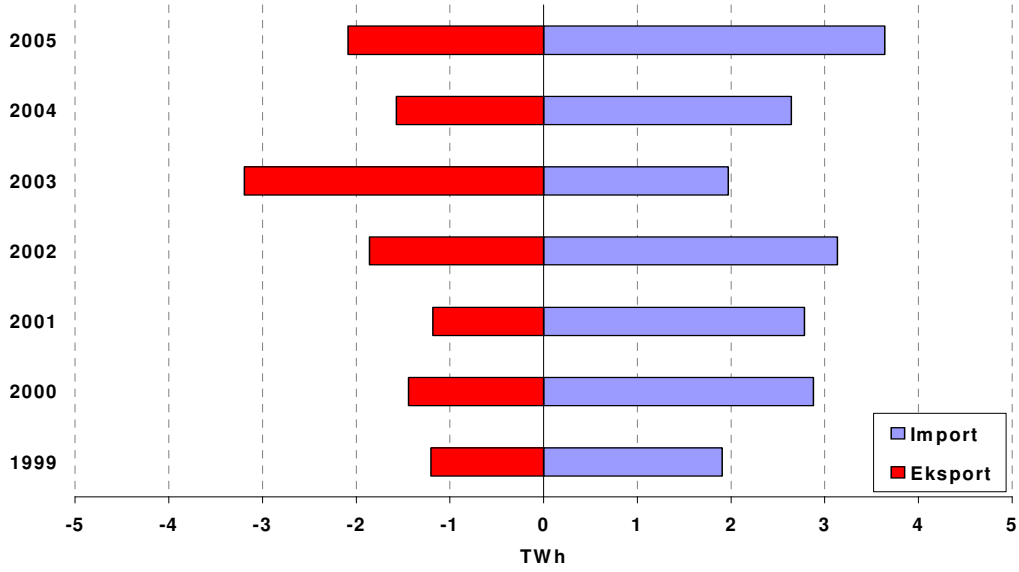
1.3.3.4 Danmark

I likhet med i andre kvartal har den danske kraftutvekslingen i tredje kvartal vært preget av høy import fra de andre nordiske landene, mens det har vært en betydelig krafteksport til Tyskland. Totalt har det i Danmark vært en nettoimport på 1,6 TWh i tredje kvartal. Importen på 3,6 TWh har vært relativt jevn gjennom tredje kvartal. Kapasitetsbegrensninger fra Sverige til Sjælland og transformatorfeil ved Skagerrakkabelen mellom Jylland og Norge har begrenset den danske importen i dette kvartalet. Likevel har importen fra Norge og Sverige vært betydelig og høyere enn det som er observert i dette kvartalet de foregående 6 årene.

Figur 1.3.31 Dansk utveksling av kraft, uke 27-39, 2005. MWh. Kilde: Nord Pool



Figur 1.3.32 Danmarks krafthandel i tredje kvartal 1999 – 2005, TWh. Kilde: Nord Pool



1.4 Kraftpriser i engrosmarkedet

1.4.1 Elspotmarkedet

Elspotpriser kr/MWh	3. kv. 2005	Endring fra 3.kv. 2004	Siste 12 mnd.	Endring fra forrige 12-mnd. periode
Sør-Norge(NO1)	234	- 9 %	227	- 13 %
Midt- og Nord-Norge (NO2)	234	- 8 %	229	- 11 %
Sverige	236	- 3 %	228	- 9 %
Finland	250	4 %	231	- 5 %
Danmark Øst	244	- 1 %	238	- 6 %
Danmark Vest	330	25 %	269	8 %

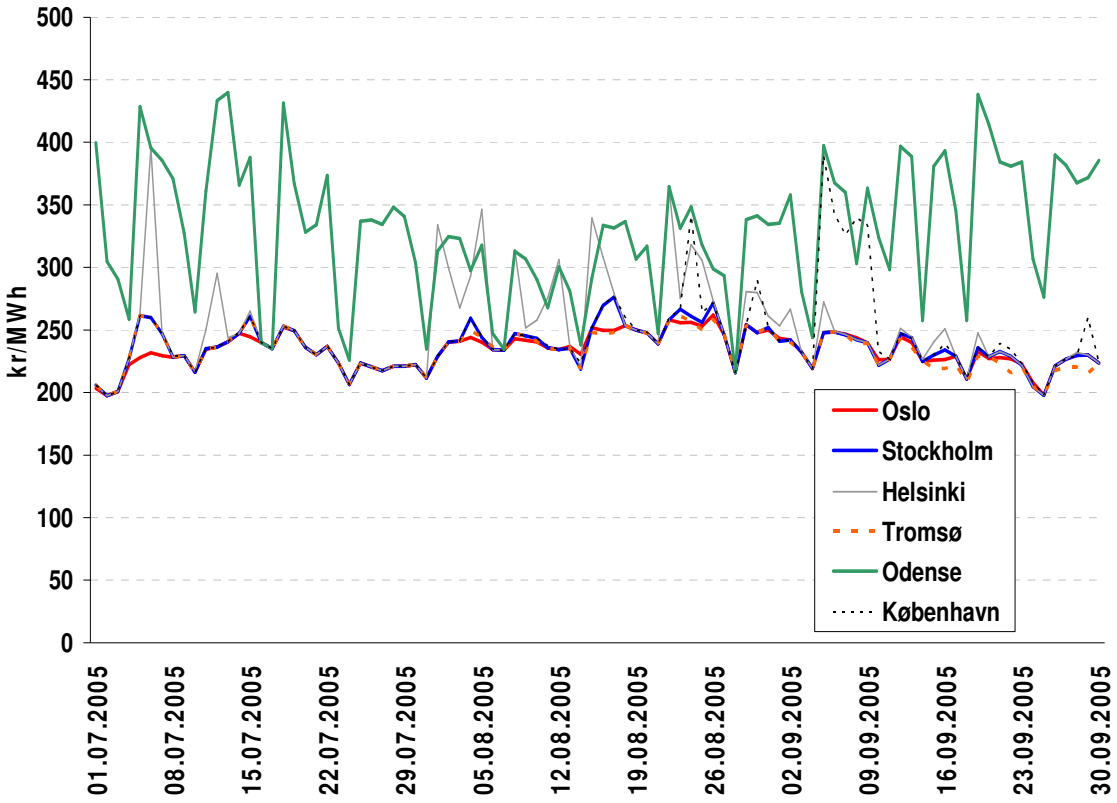
I tredje kvartal er det prisene i Norge som har vært lavest i det nordiske kraftmarkedet. Ved den nordiske kraftbørsen Nord Pool har gjennomsnittsprisen både i NO1 (Sør-Norge) og NO2 (Midt- og Nord-Norge) vært 234 kr/MWh. I første halvdel av kvartalet var det flere dager hvor Sverige hadde høyere priser enn Norge. Mot slutten av tredje kvartal har prisene i disse områdene oftere vært sammenfallende. Finland og Danmark har tidvis hatt vesentlig høyere priser enn Norge og Sverige. Eksempelvis var månedsgjennomsnittet i Finland 277 kr/MWh i august. Det var om lag 30 kroner høyere enn i Norge og Sverige. På Jylland og Sjælland var månedsgjennomsnittet i september henholdsvis 350 og 249 kr/MWh, også det vesentlig høyere enn i de andre nordiske landene.

Prisene på kontrakter med levering til vinteren 2005/2006 i det finansielle markedet, har gjennomgående i dette kvartalet vært høyere enn de prisene som er observert i døgnmarkedet. Dette gir signaler om at det er lønnsomt å spare vann til bruk i senere perioder. I løpet av tredje kvartal har imidlertid tilsiget til de nordiske vannmagasinene vært 13 TWh høyere enn normalt. Mange vannkraftverk har dermed løpt en risiko for overløp i forbindelse med høstflommen og således hatt høy produksjon gjennom tredje kvartal, til tross for at prisene har vært lavere enn i det finansielle markedet. I tredje kvartal har det vært økende prisforskjell mellom Norge/Sverige og Danmark/Finland. Hovedtyngden av produksjonen i Norge og Sverige består av vannkraft, mens det i Danmark og Finland i større grad er innslag av termisk kraftproduksjon. Produksjonskostnadene ved de termiske kraftverkene har i dette kvartalet vært høye, og det har bidratt til redusert varmekraftproduksjon.

Såfremt det er tilstrekkelig overføringskapasitet i systemet, vil dette kun innebære en substitusjon fra varmekraftproduksjon til vannkraftproduksjon. I perioder der det ikke er tilstrekkelig overføringskapasitet mellom de nordiske elspotområdene, her Norge – Jylland, Sverige – Danmark og Sverige – Finland medfører produksjonskostnadene prisforskjeller. På Jylland har prisene i tredje kvartal vært hele 25 prosent høyere enn i tilsvarende kvartal i fjor. Dette har blant annet sammenheng med økte priser i Tyskland, der prisene økte fra 246 kr/MWh i tredje kvartal i fjor til 346 kr/MWh i tredje kvartal i år. I tillegg har kabelen Skagerrak 3 (500 MW) fra Norge til Jylland vært ute av drift i hele kvartalet på grunn av transformatorfeil i Kristiansand. I Finland har prisene vært mer variable i tredje kvartal. Selv med full utnyttelse av importkapasiteten fra Russland og Sverige har det i enkelte perioder vært behov for å anvende

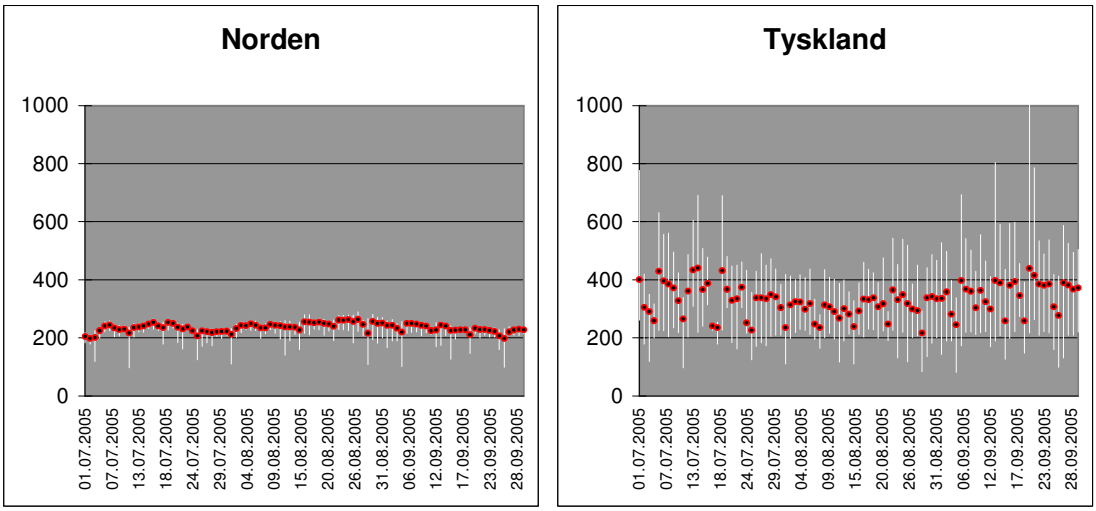
mer kostnadskrevende produksjonsteknologier for å dekke det innenlandske forbruket. I gjennomsnitt var den finske prisen 250 kr/MWh i tredje kvartal, noe som er en økning på 4 prosent fra tredje kvartal i fjor.

Figur 1.4.1 Spotpriser i tredje kvartal 2005, døgngjennomsnitt, NOK/MWh. Kilde: Nord Pool og European Energy Exchange (EEX)



Figuren nedenfor viser systempris i Norden og Tyskland med døgnoppløsning, samt variasjonene over døgnet. I Norden, som har en stor andel vannkraft, er prisene mer stabile over døgnet enn i Tyskland, som er dominert av termisk produksjon med høye kostnader knyttet til opp- og nedregulering. I et termisk system vil prisene typisk være høye på dagtid, når etterspørselen er høy, mens prisene synker om natten når etterspørselen er lav. Som figuren viser har døgnprisene i Tyskland gjennomgående ligget høyere enn de nordiske prisene i tredje kvartal. Også under lavlast har de tyske prisene i store deler av kvartalet ligget høyere enn i Norden, noe som har gitt en høy og tilnærmet ensidig eksport til Tyskland.

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

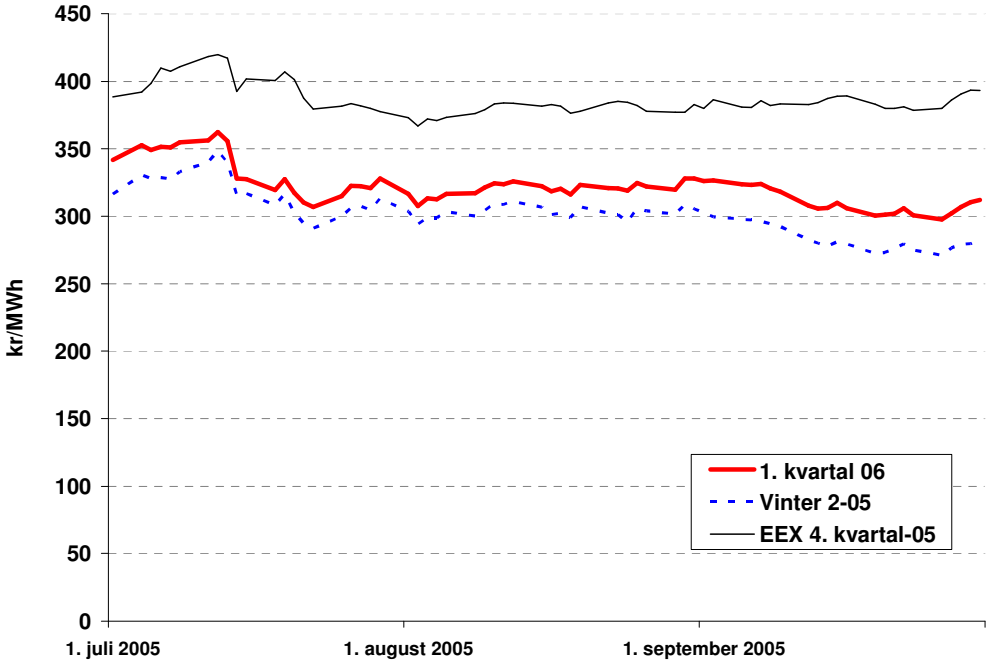


1.4.2 Terminmarkedet

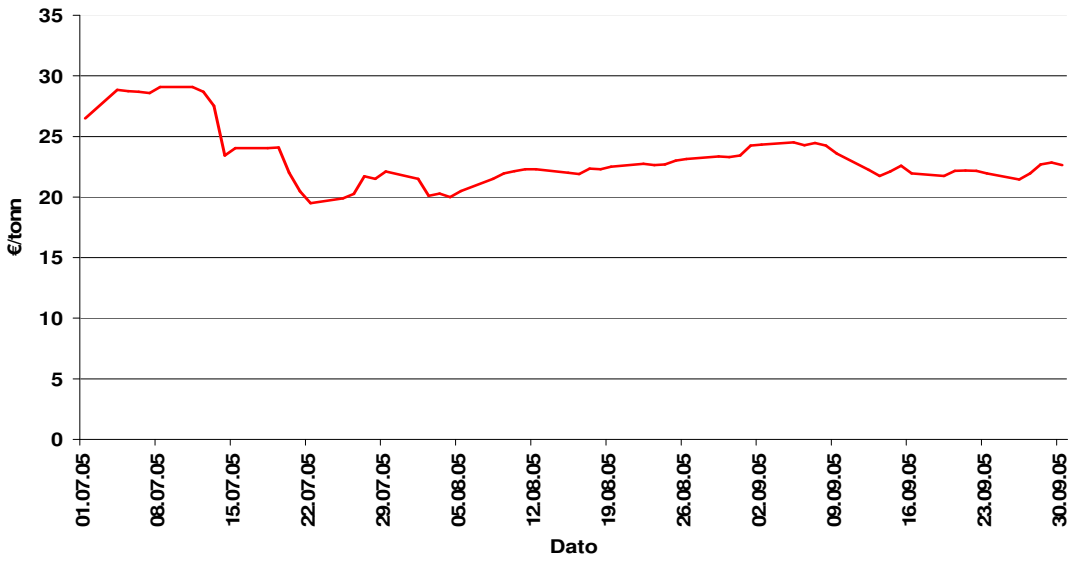
I løpet av tredje kvartal 2005 var det en nedgang i prisene i det finansielle markedet. Prisen på vinter 2-05-kontrakten med levering i fjerde kvartal 2005 sank for eksempel fra 316 kr/MWh 1. juli, til 282 kr/MWh 30. september. Tilsvarende kontrakt i Tyskland steg derimot med 4 kr/MWh, og endte 30. september på 393 kr/MWh.

Prisen på utslippstillatelser for CO_2 med levering i desember 2005 sank i løpet av kvartalet fra 26,5 €/tonn til 22,65 €/tonn, eller fra 209 kr/tonn til 177 kr/tonn.

Figur 1.4.3 Prisutviklingen på utvalgte finansielle kontrakter i tredje kvartal 2005, NOK/MWh, Kilde: Nord Pool

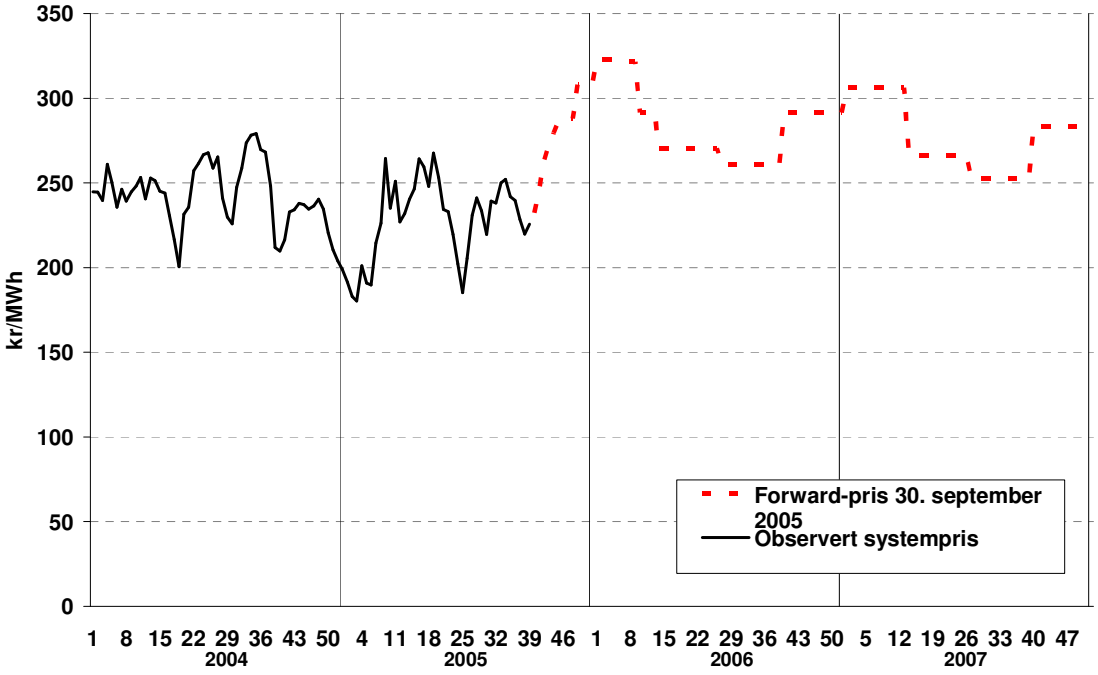


Figur 1.4.4 Prisutviklingen på CO_2-kvoter i tredje kvartal 2005, kr/tonn CO_2, Kilde: Nord Pool



Figuren nedenfor viser observert systempris fra 1. januar 2004 til 30. september 2005. Videre vises forwardpriser pr. 30. september 2005 for kontrakter lengre fram i tid. Som figuren viser ble kontrakter for levering i januar måned den 30. september handlet for om lag 325 kr/MWh. Dette er om lag 100 kr/MWh høyere enn spotprisen den 30. september. Forwardprisene lå per 30. september noe høyere enn hva vi har observert i spotmarkedet fra 2004 fram til i dag.

Figur 1.4.5 Observert systempris i 2004 til og med tredje kvartal 2005 og priser i forwardmarkedet pr. 30. september 2005, NOK/MWh, Kilde: Nord Pool



1.5 Sluttbrukermarkedet

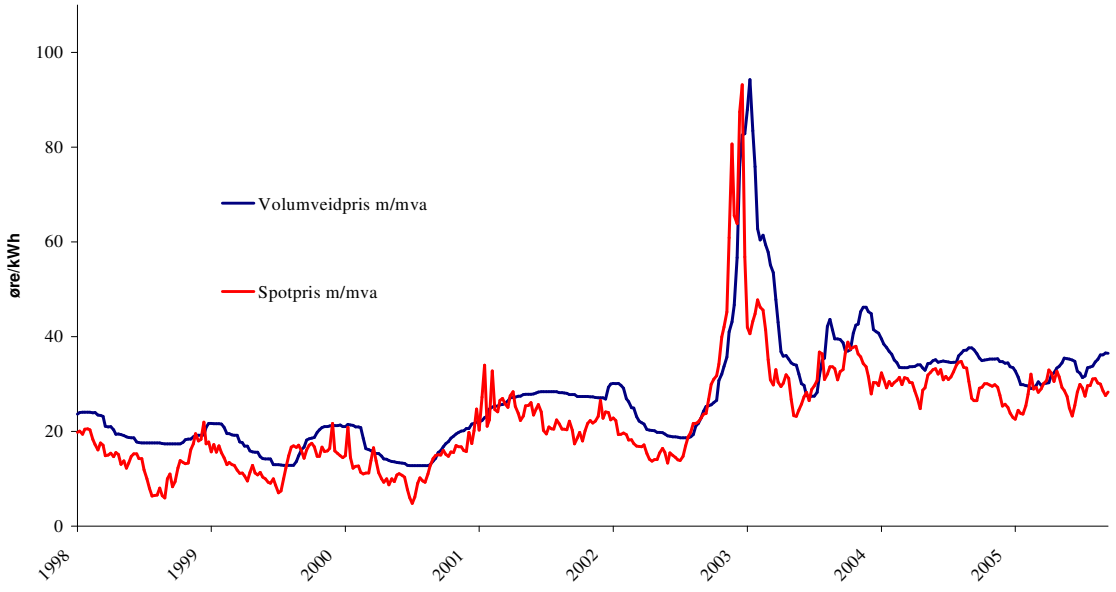
Om lag 36 500 norske husholdninger skiftet leverandør 3. kvartal 2005. Antall leverandørskifter er dermed om lag uendret fra forrige kvartal. Det var ingen store utslag i verken spotpris eller pris på standard variabel kontrakt gjennom kvartalet. Standard variabel kontrakt som er den vanligste kontraktsformen, fortsetter å synke i popularitet. I alt 62,9 prosent av husholdningene var på en slik kontrakt i 3. kvartal 2005 mot 65,8 prosent i samme kvartal i fjor. På grunn av litt lavere kraftpris, var husholdningens utgifter til elektrisk kraft litt lavere i 3. kvartal i år enn i 3. kvartal i fjor.

1.5.1 Priser og prisutvikling

Standard variabel kraftpris inkludert mva lå i uke 27 på 32,8 øre/kWh for et utvalg bestående av dominerende kraftleverandør i 27 av de største nettområdene. Etter en liten nedgang steg prisen til 36,1 øre for deretter å være stabil rundt 36 øre/kWh ut kvartalet. Prisen endte på 36,5 øre/kWh for levering i uke 39. Den volumveide snittprisen var 34,3 øre/kWh i 3. kvartal, mens den aritmetiske snittprisen lå på 34,6 øre/kWh. Det betyr at de største leverandørene i utvalget jevnt over hadde litt lavere priser enn de mindre dette kvartalet.[5]

Spotprisen var 22,7 øre/kWh i uke 27. Høyeste ukentlige spotpris i 3. kvartal hadde uke 34 med 26,0 øre/kWh, mens den var lavest i uke 30 med 22,0 øre/kWh. Prisen endte på 22,6 øre/kWh i uke 39. For spotpriskontrakter har påslaget i snitt for de 11 landsdekkende leverandører som har levert i alle uker i 2. kvartal, vært 2,2 øre/kWh ved et forbruk på 20 000 kWh/år, det samme som i foregående kvartal.

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

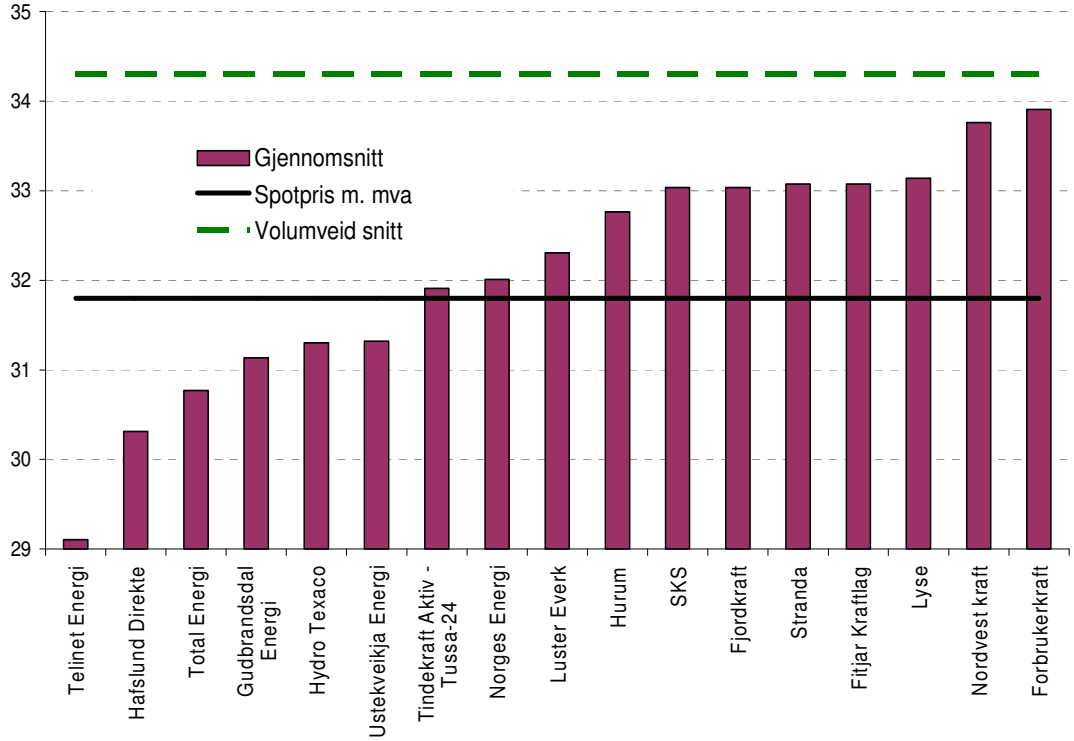


[5] Valget av 20 000 kWh/år er ikke helt uproblematisk. Eksempelvis har Hafslund Strøm et snittforbruk på sine kunder i eget nett på under 14.000 kWh. Samtidig er det en stor leverandør med høy vekting i utvalget. Bildet kan dermed bli noe skjevt ved å regne på 20.000 kWh/år. I og med at Hafslund har et høyt fastledd (599 kroner) er gjennomsnittlig kWh-pris for deres kunder høyere enn det NVE regner med i og med at vi har valgt å regne om prisene for et forbruk på 20 000 kWh/år.

I figuren nedenfor sammenlignes gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for de dominerende leverandørene med gjennomsnittlig kraftpris for hver enkelt landsdekkende leverandør for 3. kvartal 2005. En landsdekkende kraftleverandør tilbyr kraft i alle nettområder.

Gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for dominerende leverandører var i snitt 34,3 øre/kWh i 3. kvartal (volumveid). Ingen av de landsdekkende leverandørene som figurerte på Konkurransetilsynets prisoversikt gjennom hele kvartalet, lå over dette snittet. Sammenligner vi med en spotpriskontrakt med et påslag på 2,5 øre/kWh var det elleve leverandører som lå over snittet der på 31,8 øre/kWh.[6]

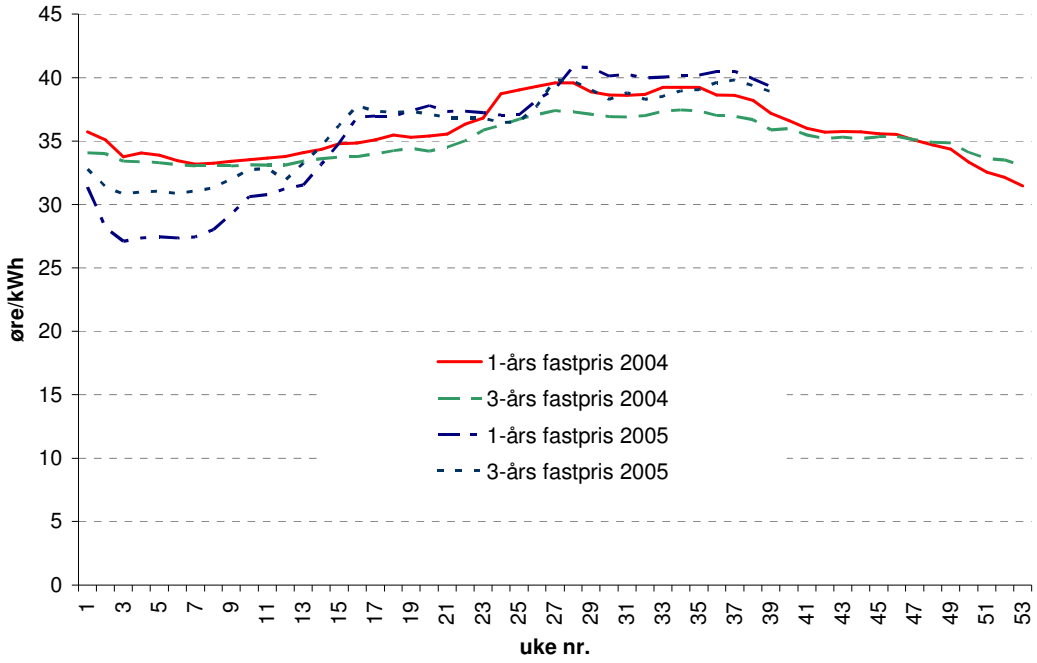
Figur 1.5.2 Aritmetisk snitt for 17 landsdekkende kraftleverandører sammenlignet med snittet for utvalget av dominerende leverandører, begge standard variabel kontrakt, og med en spotpriskontrakt med påslag på 2,5 øre/kWh, priser inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



Gjennomsnittet av landsdekkende kraftleverandørers 1-års fastpriskontrakt ved inngangen til 3. kvartal var 37,4 øre/kWh. Resten av kvartalet lå prisen over 40 øre/kWh og endte på 41,6 øre/kWh i uke 39. Gjennomsnittet av landsdekkende leverandørers 3-års fastpriskontrakt har ligget mer stabilt og under 40 øre/kWh hele kvartalet. I uke 27 var prisen 39,8 øre/kWh mens den ved slutten av kvartalet var 38,9 øre/kWh.

[6] Det er kun brukt aritmetiske gjennomsnitt og forbruksprofil er ikke hensyntatt.

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



1.5.2 Leverandørbytter

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

I 3. kvartal 2005 var det 36 500 husholdninger som skiftet leverandør. Det er færre leverandørskifter enn samme kvartal i fjor da 54 700 husholdningskunder skiftet leverandør. Antall leverandørskifter gikk ned også sammenlignet med 2. kvartal i år da 37 700 skiftet leverandør. Prisspredningen, eller standardavviket for prisene i utvalget av dominerende leverandør i de største nettområdene, har vært lav i lang tid. Prisene i sluttbrukermarkedet har også vært stabile, om enn på et høyere nivå enn før tørrværsperioden vinteren 2002/2003.

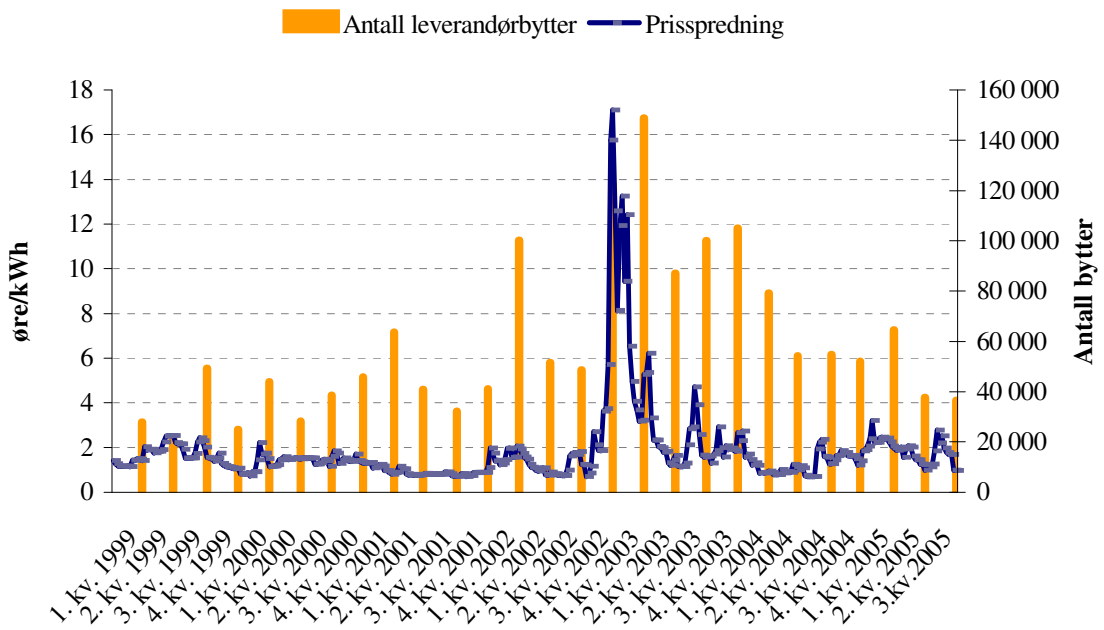
Det er ikke opplagt at færre leverandørskifter tyder på et lite effektivt marked. At det er færre som finner det bryet verdt å skifte leverandør, kan også være et tegn på at forbrukerne er fornøyd med nåværende leverandør og kontraktsbetingelser. At det er lav prisspredning mellom leverandørene, tyder også på at det er begrenset hva man kan tjene på å skifte leverandør.

Forskjellen mellom billigste landsdekkende leverandør og dyreste dominerende leverandør lå i gjennomsnitt på mellom 7 og 8 øre/kWh fra og med 4. kvartal 2004 til og med 2. kvartal 2005. Dette var høyere enn resten av 2004. Selv om prisspredningen som vi så ovenfor for de dominerende leverandørene har vært stabil, har differansen mellom den billigste landsdekkende og dyreste dominerende leverandøren i 3. kvartal i år økt til nesten 9 øre/kWh. Mens antall leverandørskifter per kvartal går ned, ser det altså ut til at prisforskjellen mellom dyre og

rimelige leverandører øker. Om en slik trend fortsetter og forsterkes, kan det være et tegn på for svak konkurranse i sluttbrukermarkedet.

Tallene for 3. kvartal 2005 viser ellers at 24,3 prosent eller 559 000 husholdningskunder nå får levert strøm fra en annen enn den dominerende kraftleverandøren i nettområdet. Dette er en liten oppgang på 4 000 fra foregående kvartal.

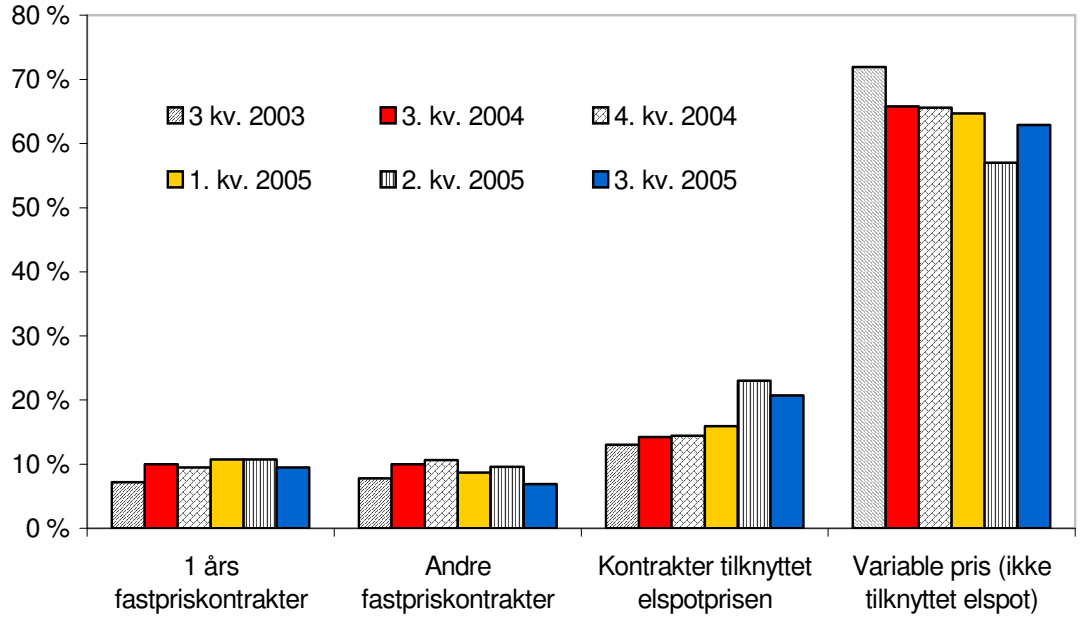
Figur 1.5.4 Prisspredning og antall leverandørbytter. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



1.5.3 Kontraktsvalg

Kraftvolumet solgt til husholdninger med fastpriskontrakt lå i 3. kvartal 2005 på 16,4 prosent. Dette er en nedgang fra foregående kvartal, også sammenlignet med samme kvartal i fjor, da 20 prosent av husholdningene hadde en eller annen form for fastpriskontrakt. Standard variabel kontrakt er fortsatt den mest vanlige kontraktsformen for husholdningskunder i Norge med 62,9 prosent. Utvalgsusikkerhet i SSBs kontraktsundersøkelse kan ha ført til at tallene for 2. kvartal som ble presentert i forrige kvartalsrapport, trolig var for lave. Sammenlignet med 3. kvartal i fjor er bildet likevel at andelen på standard variabel kontrakt er på vei ned. 65,8 prosent av husholdningene var da på en slik kontrakt. Andelen med kontrakter tilknyttet spotprisen 3. kvartal 2005 var 20,7 prosent. Dette er en nedgang på 2,3 prosentpoeng fra 2. kvartal, men også her ga utvalgsusikkerhet for lavet tall i 2.kvartal. Trenden er imidlertid klar: andelen med spotpriskontakt er økende, opp fra 14,2 prosent i samme kvartal i fjor.

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



1.5.4 Husholdningenes samlede utgift til elektrisk kraft

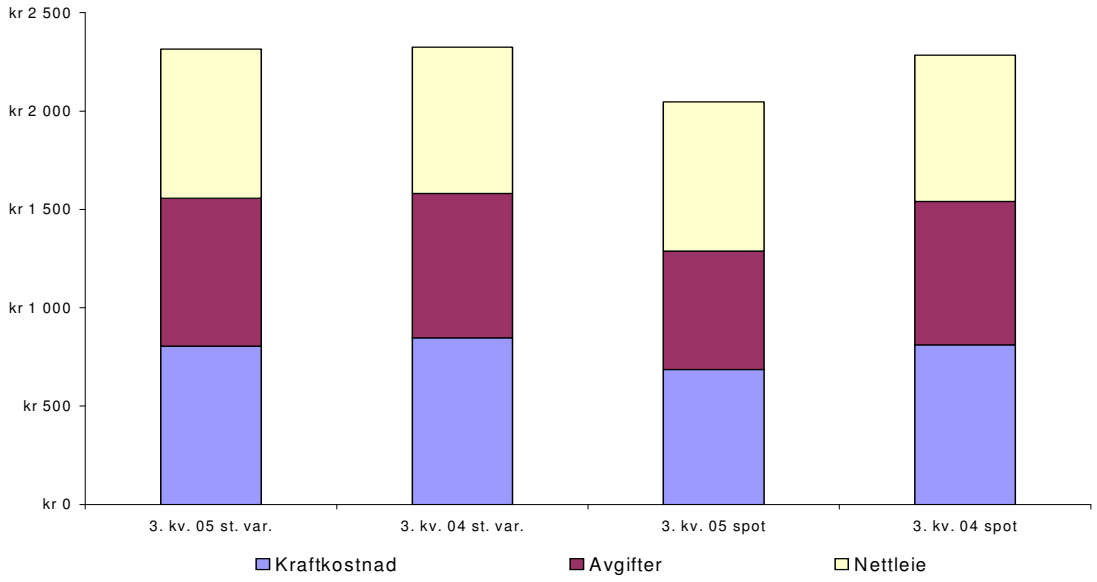
Totalprisen på elektrisitet for en forbruker består av kraftpris, nettleie og avgifter. Den totale utgiften til elektrisk kraft for en norsk husholdningskunde inkludert avgifter var kr 2 315 i 3. kvartal 2005 ved standard variabel kontrakt[7] og kr 2 047 ved markedskontrakt (spotpris).[8] Dette er en nedgang på henholdsvis 0,4 og 10,4 prosent fra samme kvartal i fjor. Kraftprisen har med andre ord vært noe lavere i 3. kvartal 2005 sammenlignet med 3. kvartal 2004, særlig spotpris.

Den totale kostnaden for en gjennomsnittsforbruker (standard variabel kontrakt) bestod i 3. kvartal 2005 av 34,8 prosent til kraft, 32,5 prosent til nettleie og 32,8 prosent til avgifter. Tilsvarende tall for 3. kvartal 2004 var 36,4 prosent til kraft, 31,5 prosent til nettleie og 32,0 prosent til avgifter.

[7] Kraftpris tilsvarer volumveid snitt for dominerende leverandør i utvalget av de 27 største nettområdene.

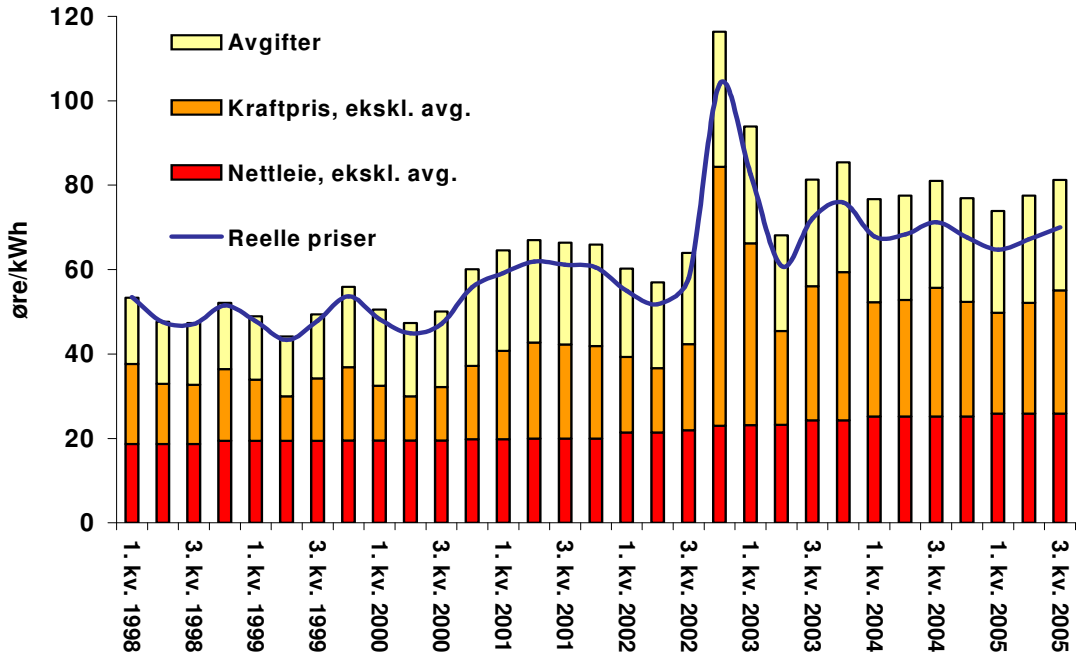
[8] For markedskontraktene er det brukt spotpris inkl, mva pluss et påslag på 2,5 øre/kWh. For standard variabel kontrakt er det brukt et volumveid snitt av pris fra dominerende leverandør i et utvalg av 27 nettområder. Siden dominerende leverandør ofte ligger over resten av markedet i pris, vil dette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

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



Figur 1.5.7 viser utviklingen i kraftpriser, nettleie, og avgifter fra 1998 til og med 3. kvartal 2005. Gjennom hele perioden har det vært en jevn, svak stigning i nettleien. Dette skyldes i stor grad inflasjon. Kraftprisen er langt mer varierende, men har fra desember 2002 ligget høyere enn tidligere. Rundt årsskiftet 2002/2003 var det særlig høye priser. Også avgiftene har vært økende i perioden. Dette skyldes både økt sats for merverdiavgift og endringer av forbruksavgiften på elektrisk kraft.

Figur 1.5.7 Kraftpris, nettleie og avgifter ved utgangen av kvartalet, øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



2 Temaartikler

2.1 Norsk kraftforbruk – historisk utvikling og fremtidsutsikter

Av seniorrådgiver Tor Arnt Johnsen, førstekonsulent Karen Byskov Lindberg og seniorrådgiver Terje Stamer Wahl, Energi- og markedsavdelingen

I denne temaartikkelen drøftes utviklingen i det norske energi- og kraftforbruket de siste 30 år. Spesielt sammenlignes den faktiske utviklingen i perioden 1998-2004/2005 med scenariene i Energiutredningen – NOU 1998:11. Hittil ser den faktiske forbruksutviklingen til å stemme best med utviklingen i Energiutredningens scenarie Klimaveien, mens Stø kurs-scenariet har lavere priser og høyere forbruk enn det som har blitt realisert. Til slutt i artikkelen ser vi nærmere på tre studier av kraftforbruket til 2020/2030 som nettopp er publisert. Studienes basisalternativer peker i retning av et samlet norsk kraftforbruk i 2020 på 140 TWh. Dette er om lag 5 prosent lavere enn i Energiutredningens Stø kurs-alternativ.

2.1.1 Innledning

Det knytter seg stor interesse til utviklingen i kraftforbruket fremover. Forbruket er viktig for kraftbalansen, priser og lønnsomheten av nye investeringer og i miljøsammenheng. Kraftbalansen vil også ha betydning for krafthandelen med andre land og markedsutviklingen i år med knapp krafttilgang som følge av lite nedbør.

Fra 1975 til 1985 økte det norske totalforbruket av elektrisk kraft[9] med i underkant av 30 TWh, mens økningen fra 1985 til 1995 var i overkant av 15 TWh. Fra 1995 til 2005 vil forbruksøkningen bli i overkant av 10 TWh. Disse tallene illustrerer at veksten i kraftforbruket er kraftig dempet, og fallende absolutt tilvekst gir enda større reduksjon i den prosentvise veksten. Veksten i BNP for fastlands-Norge og privat konsum var imidlertid sterkere i perioden 1995-2004 enn i de to foregående tiårs-periodene.

Frem til midt på 1990-tallet varierte sluttbrukerprisene på elektrisitet lite, og prisen til forbruker reflekterte ikke den underliggende knappheten i markedet. I de første årene etter liberaliseringen i 1991 var det først og fremst store forbrukere som var aktive i kraftmarkedet. Fra og med 1996 har imidlertid også kraftprisene til husholdningene i økende grad reflektert engrosprisene. Tørrværsperiodene sommeren og høsten 1996 og rundt årsskiftet 2002/2003 bidro spesielt til å dreie allmennhetens fokus mot elektrisitetspriser, friheten til å velge kraftleverandør og mulighetene knyttet til å bruke alternative oppvarmingskilder. Varierende kraftpriser vil spesielt motivere til økt fleksibilitet i kraftforbruket, men det kan også gi tilpasninger og investeringer som resulterer i redusert forbruksvekst.

I det følgende ser vi nærmere på den historiske utviklingen i det norske energi- og kraftforbruket siden 1970-tallet. Deretter gir vi en oversikt over modellapparat som benyttes til fremskrivninger av energiforbruk i Norge. I det følgende avsnittet ser vi spesielt på utviklingen i

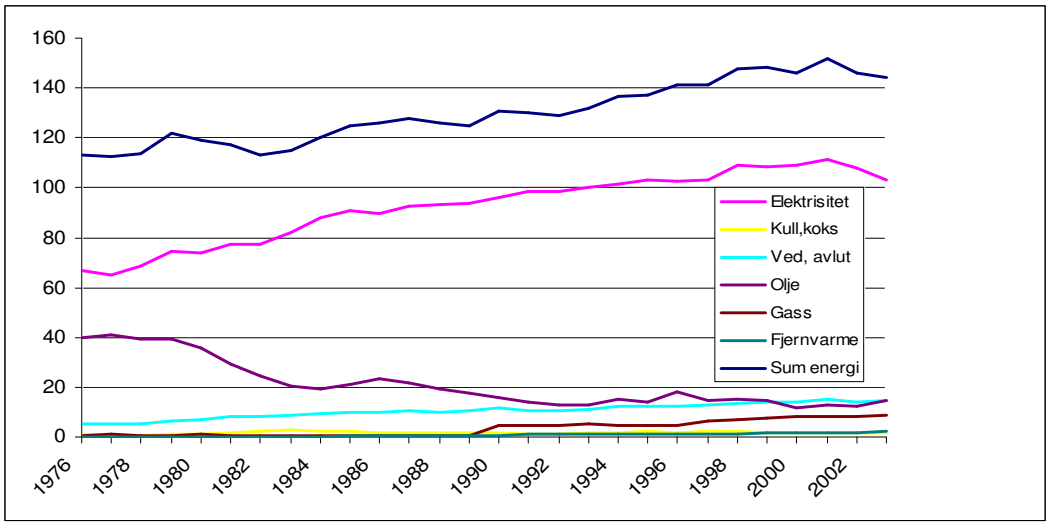
[9] Korrigert til normale temperaturforhold.

kraftmarkedet fra 1998-2004 og sammenligner denne med scenariene som ble presentert i Energiutredningen (NOU 1998:11). Deretter beskriver vi kort tre forskjellige fremskrivninger av kraftforbruket til 2020 som er presentert i den senere tid, før vi til slutt foretar en sammenligning av resultatene.

2.1.2 Historisk utvikling i den stasjonære energi- og elektrisitetsbruken

Veksten i samlet stasjonær sluttbruk av energi (utenom energisektorene) i perioden 1976 – 2003 var på vel 20 %, fra 113 TWh i 1976 til 144 TWh i 2003. Selv om utviklingen har vært preget av vekst, har det også vært kortere perioder med fall i samlet energibruk. Det har vært vekst i bruken av alle energibærerne, med unntak av olje. Oljeforbruket i 2003 var nær 65 % lavere enn i 1976. Økningen i bruk av gass, ved og annet biobrensel og elektrisitet har vært stor.

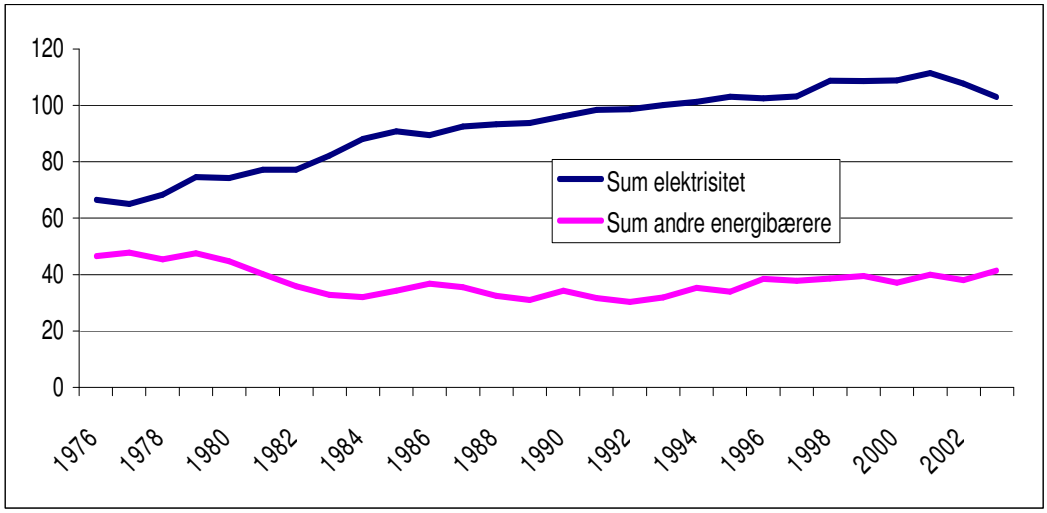
Figur 2.1 Sluttbruk av energi utenom energisektorene, fordelt på energibærere 1976 – 2003, TWh. Kilde: SSB



Veksten i bruk av elektrisitet var sterk i 1980- og inn i 1990-årene, flatet ut på 1990-tallet for så å falle de siste par årene frem til 2003. Vi har ikke opplevd tilsvarende fall i elektrisitetsforbruket tidligere i perioden som vi har sett de siste årene. Foreløpige tall for 2004 og 2005 tyder imidlertid på at elektrisitetsforbruket igjen er stigende.

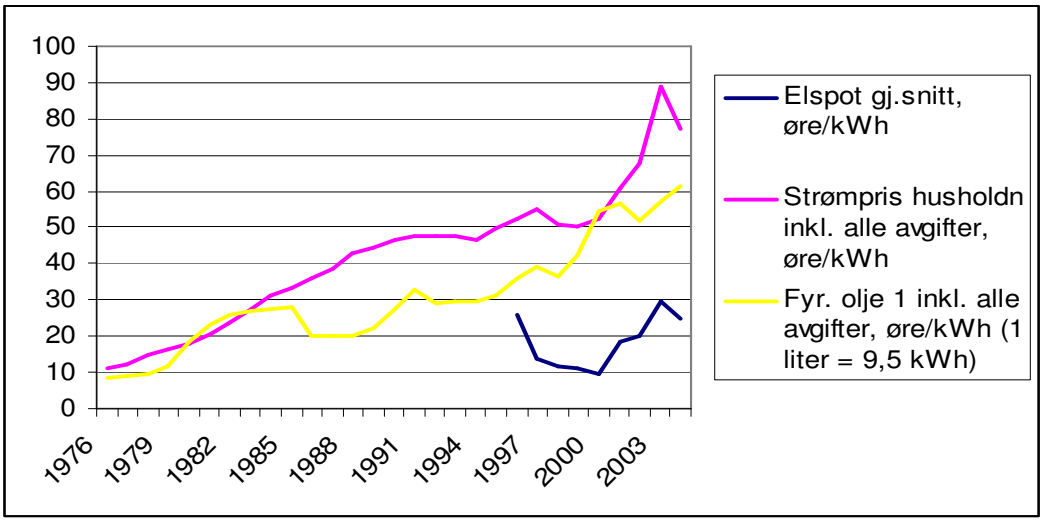
Selv om bruken av andre energibærere enn elektrisitet samlet sett falt i perioden 1976 - 2003, viser figur 2.2 at bruken økte i første halvdel av 1990-årene og siden har ligget flatt med en antydning til økt bruk mot slutten av perioden.

Figur 2.2 Sluttbruk av elektrisitet og andre energibærere 1976 – 2003, TWh. Kilde: SSB



Prisen på elektrisitet har steget jevnt gjennom det meste av perioden, med en utflating i 90-årene og en kraftig prisoppgang mot slutten av perioden. Prisene på fyringsolje har også steget. Selv om prisutviklingen for olje har vært noe mer ujevn, er prisutviklingen på fyringsolje for perioden under ett om lag som for elektrisitet. Imidlertid har prisene på olje stort sett ligget under prisene på elektrisitet, når vi sammenligner sluttpriser pr. nyttiggjort kWh i husholdningene. Utfasingen av olje til oppvarming har derfor ingen åpenbar forklaring i observert prisforhold mellom elektrisitet og olje.

Figur 2.3 Nominelle priser elektrisitet[10] og olje 1976 – 2004, øre/kWh. Kilde: SSB og Nord Pool

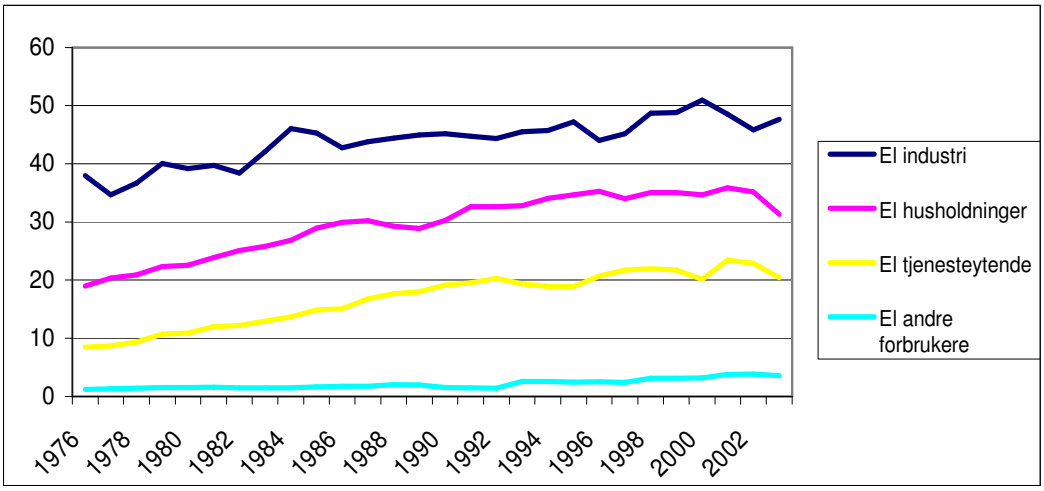


Det skjuler seg store forskjeller i energibruk og forbruk av elektrisitet mellom ulike sektorer. Endringene er store i industrien, med overgang fra bruk av olje til biomasse og gass. Også i øvrige sektorer falt bruken av olje, men i disse sektorene er oljen i større grad erstattet av elektrisitet. Den samlede utviklingen i elektrisitetsforbruket i perioden 1976 – 2003, jf figur 2.4, er preget av sterkest forbruksvekst i husholdninger og i tjenesteytende sektor. Samlet sett er

[10] Strømpris er samlet pris på kraft og nettleie inklusive alle avgifter.

veksten sterk frem til midten av 1990-tallet, men det i de senere årene har vært mer ujevn vekst og til dels en utflating av forbruket.

Figur 2.4 Sluttbruk av elektrisitet i ulike sektorer 1976 – 2003, TWh. Kilde: SSB

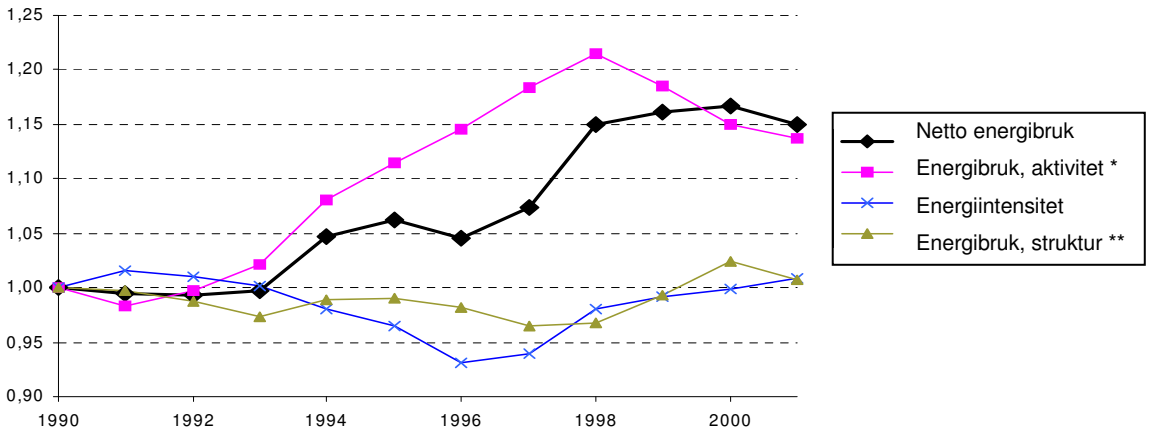


2.1.2.1 Utviklingen i industrien

I industrien økte energibruken med 13 % i perioden 1976 – 2003. Kraftintensiv industri hadde størst vekst i energibruk med hele 40 %. Energibruken i treforedlingsindustrien økte med 22 %, mens øvrig industri reduserte forbruket med nær 40 % i perioden. Elektrisitetsforbruket i industrien økte med vel 25 % i perioden.

Industriens energiintensitet avtok fra 1990 til 1996. I samme periode økte aktivitetsnivået, og alt i alt økte forbruket. Fra 1990-2001 har det ikke skjedd vesentlige endringer i struktur og energiintensitet i industrien samlet sett.

Figur 2.5 Energieffektiviseringsindikatorer for industrien 1990 – 2001, indeks=1 i 1990. Kilde: IFE

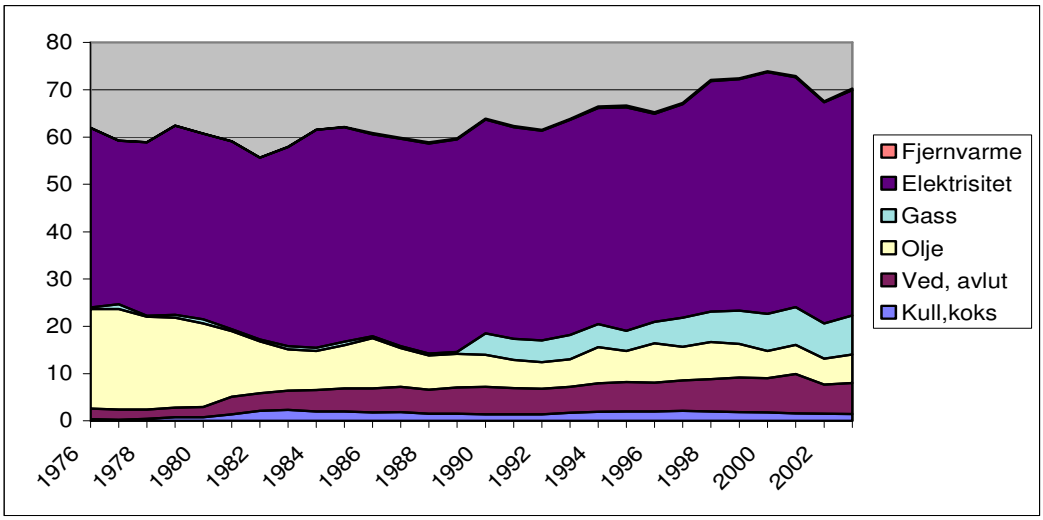


* Energibruk når struktur og intensitet holdes konstant på 1990-nivå

** Energibruk når aktivitet og intensitet holdes konstant på 1990-nivå

Sammensetningen av energibærere er også vesentlig endret, jf figur 2.6. Elektrisitetens andel av energibruk i industrien økte fra 61 % til 68 % fra 1976 til 2003. Mens andelen sank fra 89 % til 78 % i kraftintensiv industri, steg elektrisitetens andel av energibruken i treforedling og annen industri.

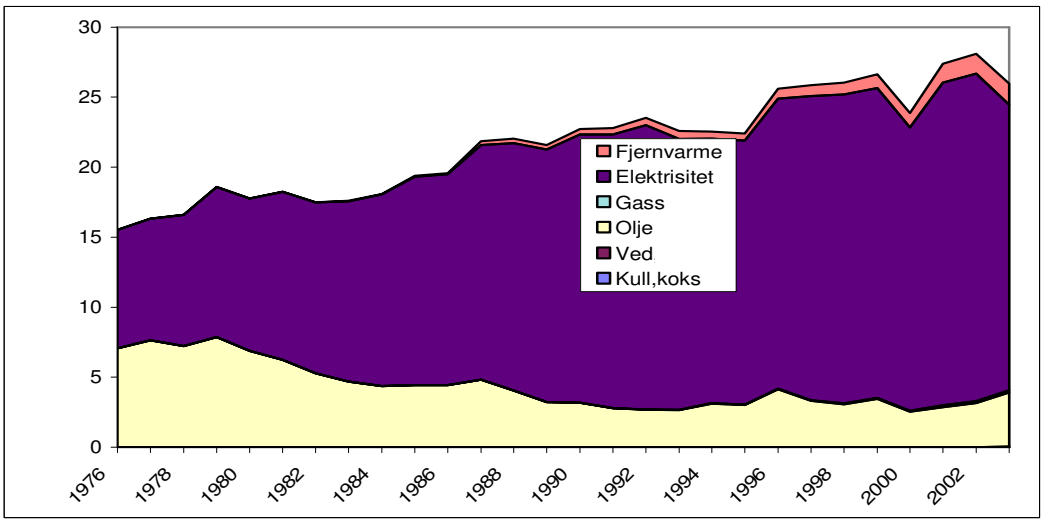
Figur 2.6 Energibærere i industrien 1976 – 2003, TWh. Kilde: SSB



2.1.2.2 Tjenesteytende sektor

Elektrisitetsforbruket i tjenesteytende sektor økte med 140 % i perioden 1976 – 2003. Økningen i samlet energibruk i tjenesteytende sektor er imidlertid mer moderat. Også i denne sektoren har det vært en reduksjon i forbruket av olje, men uten at bruken av andre energibærere enn elektrisitet har økt i særlig grad. De siste 10 årene er det etablert noe fjernvarme.

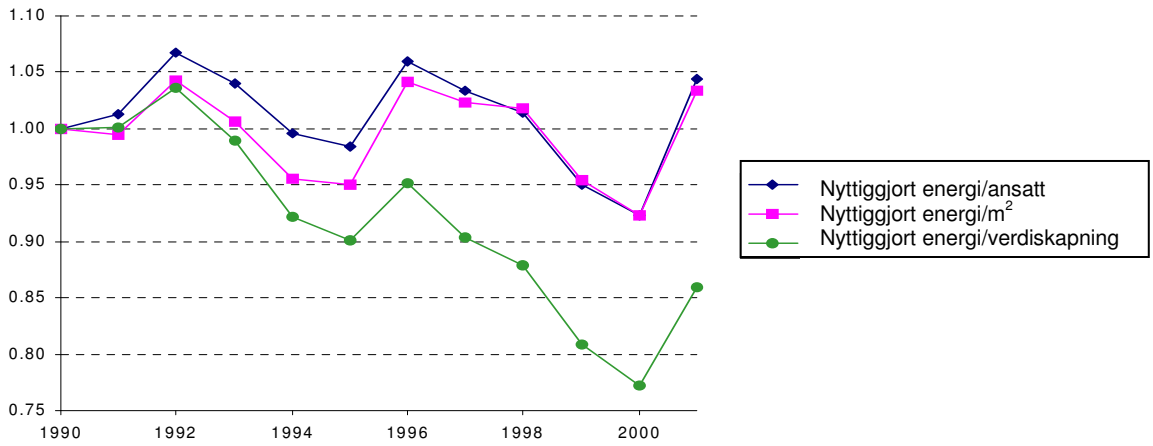
Figur 2.7 Energibærere i tjenesteytende sektor 1976 – 2003, TWh. Kilde: SSB



Ser vi på utviklingen i perioden 1990 – 2001 var det en jevn og betydelig økning i aktivitetsnivået i tjenesteyting, målt i verdiskapning. Aktivitetsveksten var sterkere enn økningen i energibruken, hvilket betyr at energiintensiteten falt. Dette er illustrert ved en fallende kurve for forholdet mellom nyttiggjort energi og verdiskapning i figuren under.

Forholdet mellom energibruk, og både antall ansatte ("nyttiggjort energi/ansatt") og bygningsareal ("nyttiggjort energi/m^2") var derimot forholdsvis stabilt i perioden 1990 - 2001. De store svingningene fra år til år skyldes delvis statistiske feil og usikkerhet i data.

Figur 2.8 Energieffektiviseringsindikatorer for tjenesteyting 1990 – 2001, indeks = 1 i 1990. Kilde: IFE

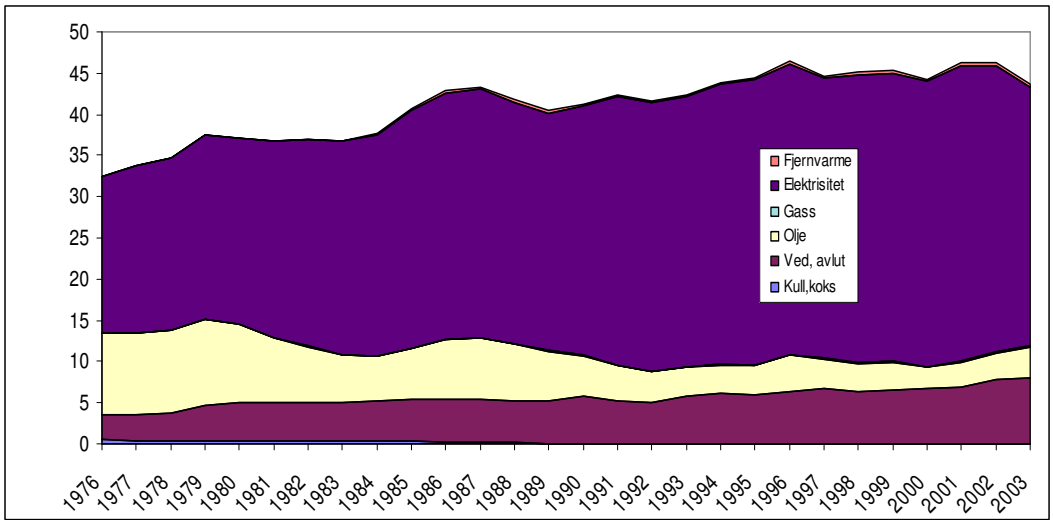


2.1.2.3 Husholdningene

I husholdningene økte bruken av energi med nær 35 % i perioden 1976 – 2003. Elektrisitetsforbruket økte i samme periode med vel 65 %.

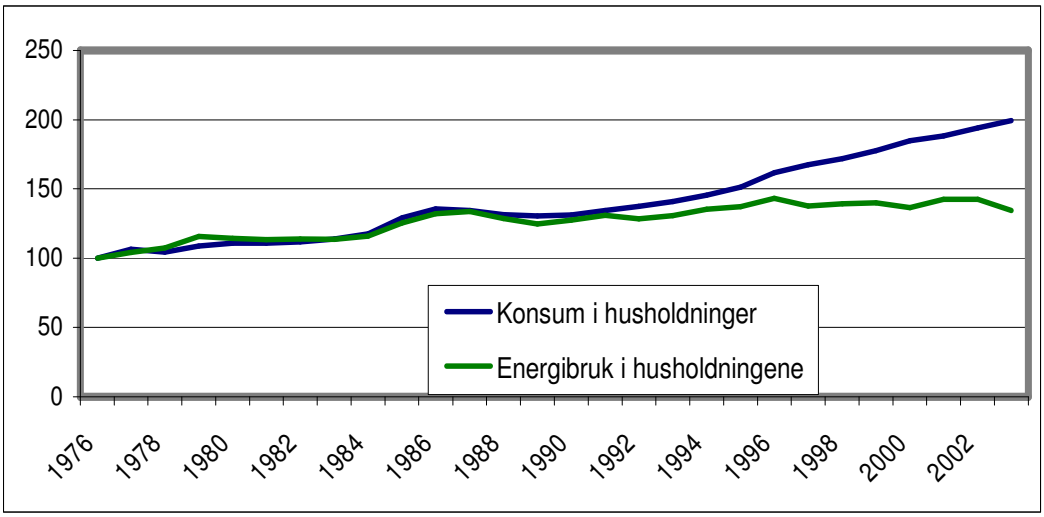
Husholdningenes energibruk økte frem til slutten av 1980-årene, men siden midt i 1990-årene har både den samlede energibruken og elektrisitetsforbruket i husholdningene vært stabilt. En nedgang i elektrisitetsforbruket i 2002 og 2003 er fulgt av en økning i 2004, og foreløpige tall viser en fortsatt, men lavere, vekst i 2005. Endringen i sammensetning av energibruken har ikke vært så markant som i øvrige sektorer, men det har over tid skjedd en utfasing av olje og en innfasing av bioenergi, hovedsakelig ved.

Figur 2.9 Energibærere i husholdningssektoren 1976 – 2003, TWh. Kilde: SSB



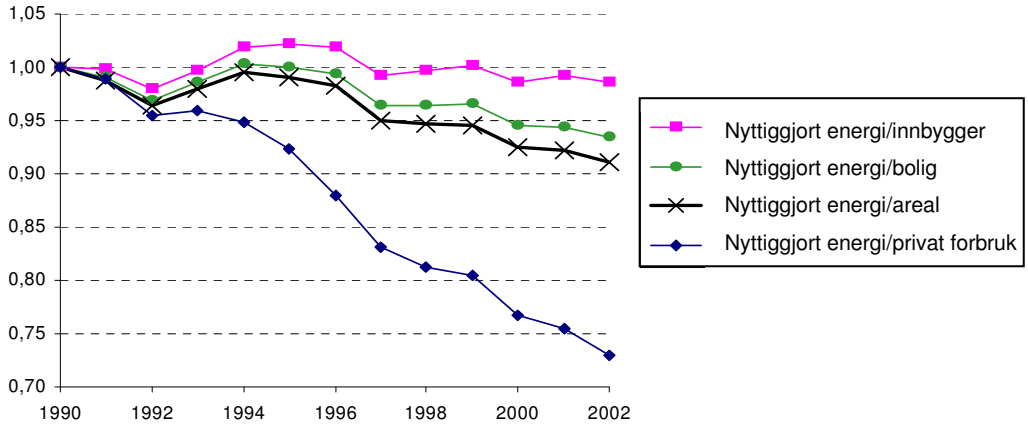
Utflatingen i husholdningenes energibruk fra midt på 90-tallet og frem til 2003 skjedde til tross for at viktige drivkrefter som privat konsum og oppvarmet boligareal steg betydelig. (Se figur 2.10.) Husholdningenes samlede konsum og husholdningenes energibruk utviklet seg i takt frem til rundt 1990. I årene etter 1990 har konsum og energibruk utviklet seg forskjellig.

Figur 2.10 Indekser for konsum (faste 2000 priser) og energibruk i husholdningene 1976 – 2003, indeks = 100 i 1976. Kilde: SSB



Ser vi derimot på indikatorene i figur 2.11, har indeksene som viser energibruk pr henholdsvis capita, bolig og oppvarmet kvadratmeter bolig alle falt i perioden 1990 - 2002.

Figur 2.11 Energieffektiviseringsindikatorer for energibruk i husholdningene 1990 – 2002, indeks = 1 i 1990. Kilde: IFE



2.1.3 Fremskrivninger av energi- og elektrisitetsforbruk - modeller

Modeller som brukes i analyser av energimarkeder og -systemer har tradisjonelt vært delt inn i to typer, nemlig økonomiske ”top-down”-modeller og teknisk-økonomiske ”bottom-up”-modeller. I dag er det derimot ikke lenger noe klart skille mellom de to modelltypene. For eksempel finnes det økonomiske modeller som inkluderer detaljert informasjon om sentrale teknologier og brensler, mens teknisk-økonomiske modeller i dag ofte inkluderer makroøkonomiske variabler.

2.1.3.1 Økonomiske likevektsmodeller – ”top down”

I Norge er det lang tradisjon for å bruke anvendte generelle likevektsmodeller ved analyser av fremtidig energi- og elektrisitetsetterspørsel. Ulike varianter av MSG-modellen (Multi Sectoral Growth) har blitt benyttet i arbeidet med energiprognoser og offentlige energiutredninger siden 1960-tallet. Modellen gir et meget disaggregert bilde av næringslivets kraftetterspørsel, mens husholdningenes etterspørsel beskrives mer summarisk. På tilbudssiden av kraftmarkedet skilles det mellom vannkraft, gasskraft og import når det gjelder tilgang på ny kraft. De seneste årene har Statistisk sentralbyrå også benyttet MSG6 modellen i samspill med en nordisk partiell likevektsmodell for kraftmarkedet, Normod-T. Samspillet består i at årsetterspørselen etter elektrisitet for et antall næringssektorer bestemmes i MSG6. I Normod-T aggregeres etterspørselen fra MSG6 til 5 forbrukssektorer, og for hver sektor fordeler Normod-T kraftforbruket på sesonger (3) og lastperioder (4) ut fra relative priser. Kraftprisene etter sesong, lastperiode og sektor bestemmes i Normod-T der markedslikevekten i det nordiske kraftmarkedet simuleres. Basert på resultatene fra Normod-T konstrueres engrosprisen på elektrisk kraft som i neste omgang er input i MSG6. Iterasjonene gjentas til etterspørsel, kraftpris, kraftproduksjon og handel fra de to modellene konvergerer.

For produksjonssektorene i MSG6 er det spesifisert en rekke innsatsfaktorer som benyttes i produksjonsprosessene i de enkelte næringene, se Heide m.fl. (2004). Innsatsfaktorene er i ulik grad substituerbare. Elektrisitet og fossile brensler kan til en viss grad (avhengig av sektor) erstatte hverandre i produksjonen av stasjonær energi. Stasjonær energi står igjen i et substitusjonsforhold til maskinkapital. Aggregatet av maskinkapital og stasjonær energi produserer mekaniske tjenester som kan substitueres mot arbeidskraft. I et annet aggregat inngår bruk av energi til oppvarmingsformål og bygningskapital. Energi til transportformål er knyttet til omfanget av egentransport i de enkelte næringer. For hver produksjonssektor i modellen er det estimert koeffisienter i i alt 9 slike innsatsfaktoraggregater der par av innstasfaktorer er substitutter. De estimerte koeffisientene og prisforholdet mellom faktorene bestemmer hvor mye av hver enkelt faktor som går med ved produksjon av en enhet av sektorens produkt. Den samlede bruken av elektrisitet i en sektor vil også avhenge av likevektsløsningen for etterspørselen for denne sektorens produkt(er). Produktetterspørselen avhenger av innenlandsk etterspørsel, produksjonskostnader og internasjonale markedsforhold. Siden næringene har ulik elektrisitetsintensitet, vil endringer i næringsstrukturen være relativt viktig for samlet kraftetterspørsel. Spesielt skiller modellen ut kraftkrevende industri og treforedling. Modellen fanger opp prisvirkningen av de gunstige kraftkontraktene som disse næringene har hatt. Siden disse næringene er relativt eksportrettet, vil små endringer i variable som påvirker deres lønnsomhet, gi relativt store endringer i produksjon, og dermed i kraftetterspørsel.

Husholdningenes elektrisitetsetterspørsel går i MSG6 til oppvarming og drift av elektriske apparater. For konsumentene bestemmes samlet nytte av fritid og vare- og tjenestekonsum. Vare- og tjenestekonsumet er beskrevet ved en konsumstruktur med nøstede aggregater. I dette

opplegget står elektrisitet til oppvarming i et substitusjonsforhold til fyringsolje og parafin. Tjenester fra elektriske apparater "produseres" ved bruk av elektrisitet og elektriske apparater. Transportenergi står i et forhold til kjøp og bruk av bil i husholdningene. Igjen er prisforholdene av betydning for konsumfordelingen. For eksempel vil økt kraftpris bidra til substitusjon til fyringsoljer og dyrere elektriske apparater som har lavere bruk av elektrisitet. Det er også indirekte virkninger på konsumet av endrede elektrisitetspriser. Økt kraftpris gir økte produktpriser avhengig av energiintensitet og susbstitusjonsforhold i næringene. Dette vil igjen vri sammensetningen av konsumet, og dermed elektrisitetsetterspørselen, innenfor den simulerte budsjettrammen til konsumenetene.

Ved bruk av MSG6 til fremskrivning av energi- og elektrisitetsetterspørsel spiller utviklingen i teknologiske forhold, relative priser og sektorvridninger under vekstforløpet en sentral rolle. Siden sektorenes energiintensiter varierer vil endret sektorsammensetning gi endret energietterspørsel selv om de relative energiprisene ikke endres vesentlig. Bedret teknologi i en økonomisk vekstmodell har to motsatte effekter. Energibruk per produsert enhet går ned og vil dermed bidra til å redusere elektrisitetsforbruket. På den annen side vil bedret teknologi gi større vekst og dermed også bedret konsummulighet. Dette bidrar til å trekke elektrisitetsforbruket oppover. Det er dette som kalles reboundeffekter i litteraturen. I mange studier er vekstbidraget større enn sparepotensialet - det vil si at elektrisitetsforbruket øker med større teknisk endring.

2.1.3.2 Teknisk-økonomiske modeller – "bottom-up"

MARKAL-modellen som brukes av Institutt for Energiteknikk (IFE), er den mest kjente og brukte teknisk-økonomiske bottom-up modellen i Norge. I denne modellen er den fremtidige etterspørselen etter energitjenester[11] gitt eksogent. MARKAL minimerer den samlede kostnaden ved å dekke etterspørselen etter energitjenester, innenfor gitte produksjons- og driftsrammer. I modellen beskrives utvinning, konvertering og bruk av energi gjennom et sett av tilgjengelige og fremtidige teknologier. MARKAL velger mellom disse teknologiene og beregner en sammensetning av energisystemet som minimerer de samlede kostnadene og tar hensyn til ulike tekniske, økonomiske eller miljømessige begrensninger som er spesifisert.

MARKAL inneholder detaljert teknisk og økonomisk informasjon om virkningsgrader, effektkostnader, utslipp, og faste og variable kostnader for nåværende og fremtidige energiteknologier. En energiteknologi kan være alt fra gasskraftverk, en fjernvarmeledning, en bil eller en varmeovn i en bolig. Ofte vil modellen finne energiomlegging lønnsomt, for eksempel i form av overgang fra elektrisitet til andre energibærere til oppvarmingsformål. For eksempel vil pelletskaminer kunne være en aktuell teknologi. I andre tilfeller vil modellen benytte enøk-tiltak som for eksempel etterisolering i eksisterende bygg. Videre vil økt bruk av nye fornybare energiteknologier som solceller, solvarmepaneler eller varmepumper kunne være alternativer om tradisjonelle energikilder blir kostbare.

IFE benytter MARKAL i mange forskjellige sammenhenger, og NVE har i 2004/2005 finansiert to prosjekter der modellen er brukt:

- I Espegren m.fl. (2005a) dokumenteres en studie av energiforbruket i Møre og Romsdal. I dette arbeidet ble det fokusert på mulighetene for substitusjon og redusert kraftforbruk gitt det tekniske utstyret som finnes hos energietterspørrerne i dette fylket

[11] Energitjenester kan i stasjonær sektor være oppvarming i bygninger, eller el-spesifikt forbruk til bruk i lamper og elektriske apparater.

pr. i dag. IFE foretok en kartlegging av energiforbruket i fylket og laget analyser av forbruket gitt ulike nivåer på elektrisitetsprisen. Resultatene ble sammenlignet med de forbruksendringene som skjedde i denne regionen i forbindelse med knappheten og de høye kraftprisene i 2002/2003.

- I Espegren (2005b) har IFE studert energi- og kraftforbruket i Norge frem til 2020. Dette er en langsiktig studie der det også åpnes for investeringer i energiutstyr. Noen resultater fra dette arbeidet er vist senere i denne artikkelen.

MARKAL har ofte blitt kritisert for å være for optimistisk med hensyn til mulighetene og kostnadene knyttet til innføring av ny teknologi og energiomlegging. Dette fordi MARKAL optimaliserer samfunnsøkonomisk overskudd. Det vil derfor være et avvik mellom antall enøk-tiltak som vil være samfunnsøkonomisk lønnsomme å gjennomføre kontra det antallet som faktisk er bedriftsøkonomisk lønnsomt. Det er derfor viktig å tolke beregningsresultatene med en viss forsiktighet. Snarere enn å være prediksjoner for forløpet fremover, kan MARKAL gi en pekepinn om hvilke utviklingstrekk som kan være mulige dersom det satses ekstra sterkt på informasjon om og tilrettelegging for energiomlegging og –sparing.

2.1.4 Energiutredningen – NOU 1998:11 – og utviklingen 1998-2005

Energiutredningen som ble offentliggjort sommeren 1998, beskrev fire scenarier for fremtidig energisituasjon:

- ***Stø kurs***
- ***Den lange oppturen***
- ***Klimaveien***
- ***Grønn hjernekraft***

Bakgrunnen for og innholdet i de fire scenariene er dokumentert i NOU 1998:11. Sentrale kjennetegn ved beregningene for år 2005 og faktiske utfall for de samme variablene er vist i tabell 2.1.

Ingen av scenariene stemmer helt overens med den faktiske utviklingen, men både Klimaveien og Grønn hjernekraft stemmer overraskende bra med det som har skjedd, når vi ser på makroøkonomi, krafttilgang og sluttbrukerprisen på elektrisk kraft til husholdningene. Grønn hjernekraft treffer makroutviklingen best, men sammensetningen av den økonomiske veksten er ulik. Blant annet er det i Grønn hjernekraft foretatt en kraftig nedskalering av aktiviteten i kraftintensiv industri frem til 2005. Dette har ikke skjedd, men likevel har veksten i økonomien vært sterk. Den faktiske BNP veksten i fastlands-Norge har vært et prosentpoeng høyere enn beregnet i Klimaveien, og 1,2 prosentpoeng høyere enn i Stø kurs. Konsumveksten har vært 0,6 prosentpoeng høyere enn i Klimaveien, og 0,5 prosentpoeng høyere enn i Stø kurs.

Tabell 2.1 Sentrale kjennetegn ved scenariene i NOU 1998:11 og faktisk utvikling. Kilde: NVE og NOU 1998:11

	Faktisk	*Stø kurs*	*Lang opptur*	*Klima-veien*	*Grønn hjerne-kraft*
Makroøkonomi:					
Årlig vekst i BNP fastlands-Norge 1996-2005, prosent	2,9*	1,7	2,4	1,9	2,7
Årlig vekst i privat konsum 1996-2005, prosent	3,5*	3	3,6	2,9	3,5
Kraftmarkedet:					
Krafttilgang i normalår 2005, TWh	121	122,8	122,4	120,8	126
Kraftforbruk i kraftintensiv industri i 2005, TWh	35**	30	24	30	19
Spotpris 2005 i faste 1995-priser, øre/kWh	19**				
Husholdningspriser:					
Kraftpris i 2005, faste 1995-priser, øre/kWh	23**	18	16	29	29
Elavgift i 2005, faste 1995-priser, øre/kWh	8	5	5	5	5
Samlet nettleie i 2005, faste 1995-priser, øre/kWh	21	18	18	18	18
Sum kraftpris til husholdninger i 2005, faste 1995-priser inkl mva, øre/kWh	65**	51	48	64	64

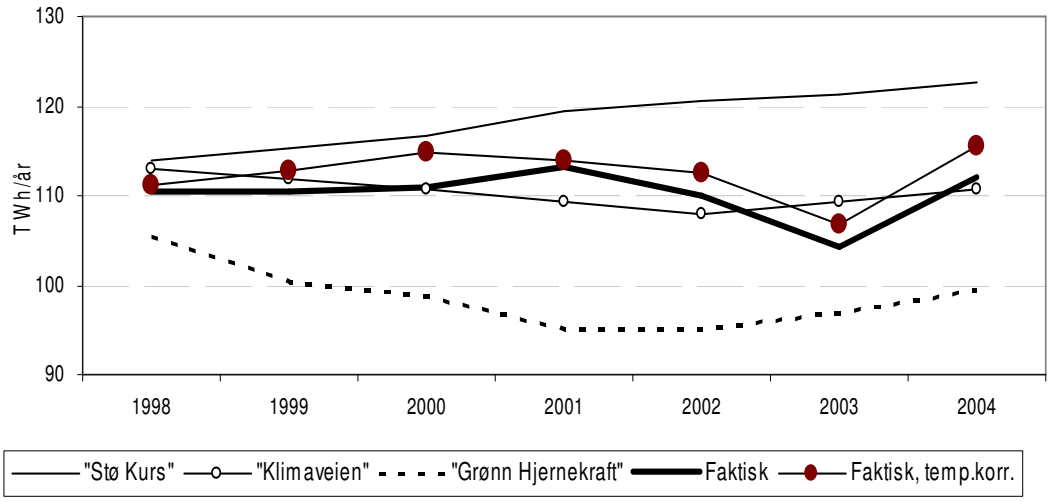
* Gjennomsnittlig vekstrate i perioden 1996-2004

** Anslag basert på faktisk utvikling siste 12 mnd, pr. utgangen av september 2005

2.1.4.1 Kraftforbruksutviklingen 1998-2004

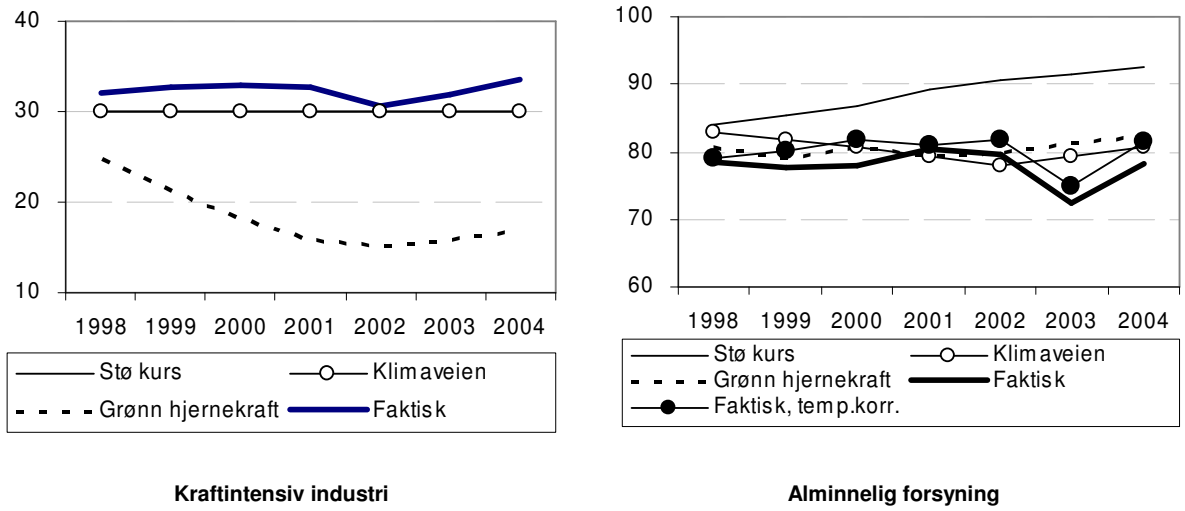
Elektrisitetsforbruket i Norge har i perioden 1998-2004 økt med 1,6 prosent, og det svarer til en årlig vekst på i underkant av 0,3 prosent. Alle årene i perioden har imidlertid vært mildere enn normalt, og i 2004 var det betraktelig mildere i forhold til normalt enn i 1998. Det temperaturkorrigerte nettoforbruket har derfor økt med 4 prosent, eller 0,65 prosent pr. år. Fra 1998 til 2000 økte nettoforbruket om lag som i Energiutredningens Stø kurs-alternativ, mens forbruket siden 2001 har beveget seg vekk fra Stø kurs-banen og mer i retning av Klimaveien. I 2004 er det faktiske forbruket om lag som i Klimavei-alternativet, mens det temperaturkorrigerte forbruket ligger om lag 5 TWh over Klimaveien. Tørrværsperioden og de høye kraftprisene vinteren 2002/2003 presset kraftforbruket ned, og 2004-tallene viser at det skjedde en betydelig innhenting til 2004. I følge foreløpige forbrukstall hittil i 2005 fortsetter veksten, men økningen fra 2004 til 2005 ser i øyeblikket ut til å bli mindre enn halvparten så stor som økningen fra 2003 til 2004.

Figur 2.12 Netto elektrisitetsforbruk, 1998 – 2004. TWh. Kilder: NVE og NOU 1998:11



Figur 2.13 viser utviklingen i nettoforbruket av elektrisk kraft i kraftintensiv industri og alminnelig forsyning i samme periode som ovenfor. Det faktiske forbruket i kraftintensiv industri har, med unntak av i 2002, ligget i overkant av 30 TWh som er forbruksnivået i denne industrien i Stø kurs og Klimaveien. I Grønn hjernekraft illustrerer beregningene markedspriser til industrien og en massiv utfasing av denne type forbruk. Selv om en del av de langsiktige kraftkontraktene allerede er faset ut, ser det ut til at industrien har vært i stand til å skaffe seg markedsbaserte kraftkontrakter med priser som har muliggjort videre drift i Norge frem til i dag. Mange av de eldste kraftkontraktene vil løpe ut frem mot 2011, og det er knyttet betydelig usikkerhet til forbruket i kraftintensiv industri fremover.

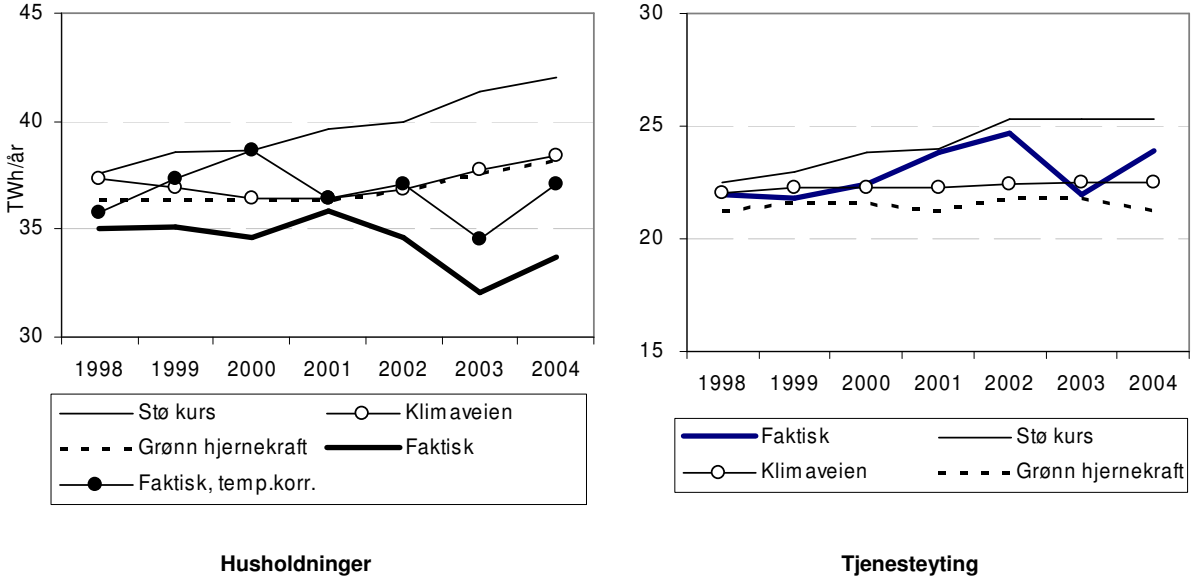
Figur 2.13 Netto kraftforbruk i kraftkrevende industri og alminnelig forsyning, 1998-2004. TWh. Kilder: NVE og NOU 1998:11



Det faktiske elektrisitetsforbruket i alminnelig forsyning har i 2003 og 2004 ligget lavere enn fremskrivningene i alle scenariene. Etter temperaturkorrigering er forbruket i 2004 så vidt over forbruket fremskrevet i Klimaveien. Det er grunn til å tro at den svake veksten i alminnelig

forsyning i vesentlig grad skyldes tørrårsperioden 2002/2003 og kraftprisnivået i tiden etter dette. Prisene forble høye utover i 2003 og 2004, siden det tok tid før magasinfyllingen tok seg opp. I 2005 har høye brenselpriser og innføring av CO_2-utslippsmarkedet bidratt til at prisene har holdt seg høye til tross for bedret ressurssituasjon for vannkraftprodusentene. For 2005 ser sluttbrukerprisen på elektrisk kraft for en gjennomsnittlig husholdningskunde ut til å kunne bli om lag 65 øre/kWh i faste 1995-priser. Det er om lag 30 prosent høyere enn i Stø kurs-alternativet og på linje med den samlede prisen i Klimaveien. I beregningsmodellene som ligger til grunn for scenariene er den aggregerte priselastisiteten regnet i forhold til engrosprisen på elektrisk kraft, anslått til -0,3, se Holmøy m.fl. (1998). Det vil si at en 30 prosents prisøkning gir en reduksjon i forbruket på om lag 10 prosent. Samlet stemmer dette godt med at alminnelig forsynings forbruk i Klimaveien er om lag 10 prosent lavere enn i Stø kurs-banen i 2005.

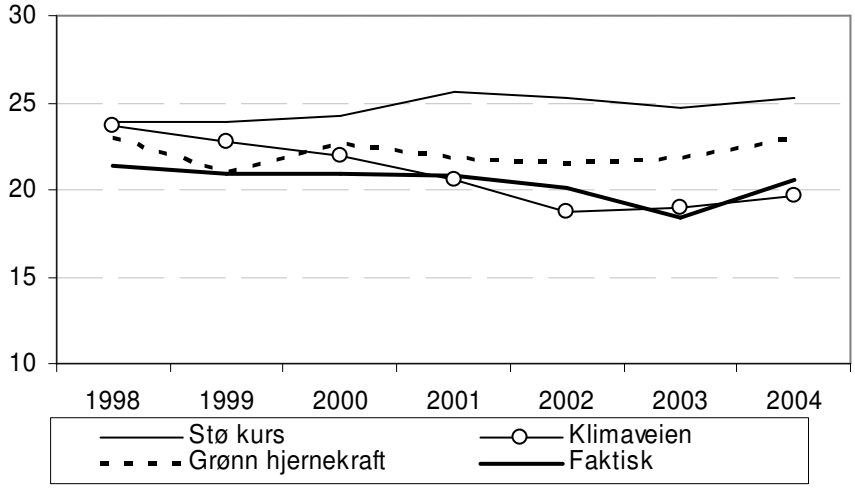
Figur 2.14 Netto kraftforbruk i husholdninger og tjenesteyting, 1998-2004. TWh. Kilder: NVE og NOU 1998:11



Figur 2.14 viser forbruksutviklingen i husholdninger og i tjenesteyting. Det er knyttet usikkerhet til det temperaturkorrigerte forbruket i husholdningene, siden hele temperaturkorrigeringen i alminnelig forsyning her er tilskrevet husholdningssektoren.

Det faktiske forbruket i husholdningene var 3,9 prosent lavere i 2004 enn i 1998, mens det temperaturkorrigerte forbruket var 3,6 prosent høyere, det vil si en årlig vekst på 0,6 prosent pr. år fra 1998 til 2004 – litt lavere enn veksten i alminnelig forsyning totalt. For 2001 og 2002 sammenfaller det temperaturkorrigerte forbruket med Klimaveien, mens det ligger rundt 3 TWh lavere enn i Stø kurs. I 2004 ligger det temperaturkorrigerte forbruket 5 TWh lavere enn i Stø kurs-alternativet. Forbruket i tjenesteyting følger Stø kurs frem til 2002. Deretter faller forbruket kraftig i 2003 som følge av blant annet høye priser og sparekampanje. I 2004 ligger forbruket i tjenesteyting mellom Stø kurs og Klimaveien.

Figur 2.15 Netto kraftforbruk i annen industri og næringsvirksomhet, 1998-2004. TWh. Kilder: NVE og NOU 1998:11



Figur 2.15 viser kraftforbruket i annen industri og næringsvirksomhet. I denne samlesektoren inngår foruten annen industri, også transport og kommunikasjon, primærnæringer samt bygge- og anleggsvirksomhet.

Det faktiske forbruket i annen industri og næringsvirksomhet har falt med i gjennomsnitt 0,6 prosent pr. år fra 1998 til 2004, og forbruket følger Klimaveien tett. I 2001 er forbruket 4,7 TWh lavere enn i Stø kurs.

2.1.5 Utsikter for kraftforbruket frem mot 2020

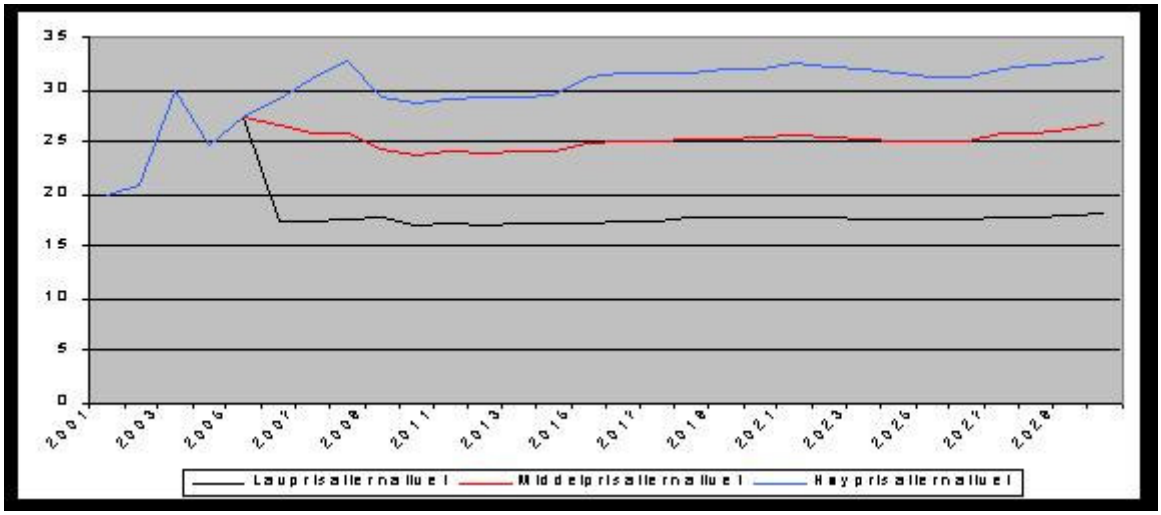
Det har i den senere tid blitt publisert tre fremskrivninger av elektrisitetsetterspørselen fremover. ***Bye og Aune (2005)*** har på oppdrag fra Olje- og energidepartementet, benyttet SSBs modellapparat og laget fremskrivninger til 2030. ***Espegren (2005b)*** har på oppdrag fra NVE, benyttet MARKAL-modellen til å studere energi- og kraftforbruk til 2020. ***NVE (2005)*** har i tilknytning til studier av kraftbalansen til 2020, konstruert anslag for forbruksutviklingen til 2020. I det følgende skal vi beskrive og drøfte hver av disse fremskrivningene. I det siste avsnittet i dette kapitlet skal vi kort sammenligne resultatene fra de tre analysene.

2.1.5.1 Fremskrivning med SSBs modellapparat (Bye og Aune, 2005)

I analysen benyttes den makroøkonomiske likvektsmodellen MSG6, se beskrivelse i tidligere avsnitt, i samspill med den nordiske kraftmarkedsmodellen Normod-T. Normod-T beskriver kraftmarkedet i Norden og krafthandelen til andre land, innenfor 3 sesonger og 4 lastperioder i hver sesong. I modellen bestemmes kraftproduksjon inklusive kapasitetsutvidelser, krafthandel og –priser, mens kraftforbruket på årsbasis fastsettes i makromodellen. Beregningsteknisk itereres det mellom de to modellene til en konsistent kraftmarkedsbeskrivelse oppnås. SSB fokuserer på etterspørselsutviklingen på årsbasis, og sentrale forklaringsfaktorer er økonomisk vekst og kraftpriser.

SSB opererer med 3 scenarier for kraftprisen fremover – et lav-, høy- og middelprisalternativ. Utviklingen av kraftprisen for de tre scenariene er vist i figur 2.16.

Figur 2.16 Engrospriser på elektrisk kraft 2001-2030, øre/kWh. Faste 2005-priser. Kilde: Bye og Aune(2005)



Siktemålet med middelprisscenariet er å illustrere hvordan forbruket vil utvikle seg forutsatt en moderat utvikling i kraftprisene. Lavprisscenariet illustrerer virkningen på forbruksutviklingen av en nedgang i kraftprisene på om lag 30 prosent, mens høyprisscenariet illustrerer virkningen av en økning på 20 prosent. Spennvidden i kraftprisene er fra 18 til 33 øre/kWh målt i faste 2005-priser. Tabell 2.2 oppsummerer viktige makroøkonomiske forutsetninger for middelalternativet.

Tabell 2.2 Gjennomsnittlig årlig prosentvis volumvekst for viktige makroøkonomiske størrelser, Middelprisalternativet. Prosent. Kilde: Bye og Aune (2005)

	2002-2010	2010-2030
BNP	1,0	1,1
BNP, Fastlands-Norge	1,9	1,6
Privat konsum	2,5	2,1
Offentlig konsum	1,2	0,1
Bruttoinvesteringer	1,0	2,1
Eksport	0,3	0,5
Import	2,7	1,8
Utførte timeverk	0,4	0,1

Det er antatt en teknologisk forbedring i produksjonssektorene på om lag 1 prosent per år til 2030. Antagelsen er i tråd med faktisk utvikling de siste 30 årene. I husholdningene antas ikke noen spesiell teknologisk endring. Imidlertid er pris- og inntektselastisitetene estimert på et historisk datamateriale. I den grad det har vært teknologiske endringer historisk kan disse sies å være innbakt i elastisitetene.

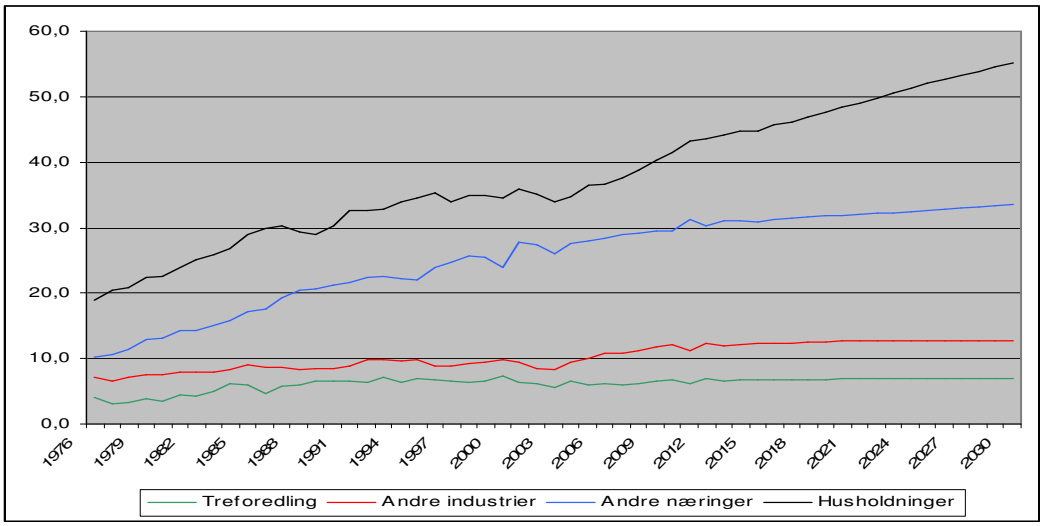
SSB har ikke gjort spesielle forutsetninger om kontinentalsokkelen eller petroleumsaktiviteten på land utover det som følger av de makroøkonomiske beregninger. Energibruken følger i disse

sektorene aktivitetsnivået, og det er ikke forutsatt noen konvertering fra plattformbasert til landbasert elektrisitetsforsyning.

Kraftforbruk fram til 2030

Aktivitet og kraftforbruk i kraftintensiv industri er viktig for resultatene på grunn av konkurransen om de primære innsatsfaktorene. Som en beregningsteknisk forutsetning er det lagt til grunn et netto kraftforbruk på 30 TWh i kraftintensiv industri til 2030. Dette er om lag 10 prosent lavere enn forbruksnivået i 2004. For alminnelig forsyning er det laget en utviklingsbane for hver av prisbanene som er vist ovenfor.

Figur 2.16 Utviklingen i netto kraftforbruk, Middelprisalternativet. TWh. Kilde: Bye og Aune (2005)



I Middelprisalternativet øker nettoforbruket i alminnelig forsyning fra 80,4 TWh i 2005 til 108,5 TWh i 2030, og det er en gjennomsnittlig økning på 1,1 TWh eller 1,2 prosent per år i gjennomsnitt. Det er forbruket i husholdningene og andre næringer (tjenesteyting, primærnæringer og samferdsel) som vokser sterkest. Husholdningene øker forbruket fra drøye 36 TWh i 2005 til 55 TWh i 2030, og det er en økning på 1,7 prosent per år. Til sammenligning er veksten i privat konsum 2-2,5 prosent per år og realprisveksten for kraft om lag null i perioden 2005-2030. I andre næringer øker forbruket fra knappe 28 TWh i 2005 til drøye 33 TWh i 2030 - en gjennomsnittlig vekst på 0,7 prosent per år. Også forbruket i andre industrier og treforedling øker i simuleringsperioden.

I *høyprisalternativet* er veksten i forbruket i alminnelig forsyning 0,8 prosent per år (om lag 0,8 TWh per år), og forbruket er beregnet til 101 TWh i 2030. I dette alternativet er engrosprisen for elektrisk kraft om lag 24 prosent høyere enn i middelprisalternativet, mens forbruket er 5 prosent lavere - en elastisitet på om lag -0,2. Måles dette i forhold til den delen av forbruket som er fleksibelt, er nedgangen i forbruket på nesten 7 prosent og elastisiteten er på nesten -0,3. Husholdningenes forbruk går mest ned (-3,5 TWh i 2030), men også andre næringer og industri bidrar til nedgangen (1,8 og 1,4 TWh).

I *lavprisalternativet* er den gjennomsnittlige veksten i alminnelig forsyning 1,4 prosent per år. Dette utgjør en gjennomsnittlig volumvekst på 1,5 TWh per år, og forbruket i 2030 er 118,5 TWh. I dette alternativet er engrosprisene om lag 32 prosent lavere enn i middelprisalternativet.

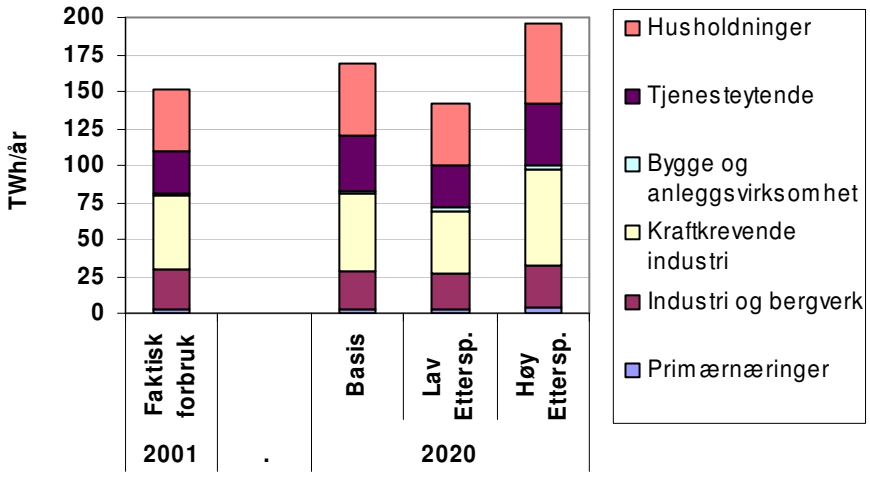
Bye og Aune (2005) drøfter den kraftige økningen i husholdningenes kraftforbruk, og både mulige "metningseffekter" og forbruksreduserende teknologiutvikling nevnes. På bakgrunn av diskusjonen konkluderes det med at det er stor usikkerhet om den videre utviklingen i husholdningenes kraftforbruk, og det pekes på viktigheten av å forbedre modellapparatet for å bli bedre i stand til å forklare utviklingen i denne sektoren.

Scenariene viser et spenn i det totale kraftforbruket (inkl. nettap etc.) i 2030 fra 140 til 159 TWh avhengig av prisalternativ. Det totale kraftforbruket i *middelprisalternativet* er beregnet til 148 TWh i 2030.

2.1.5.2 Fremskrivning med IFEs modellapparat – Espegren (2005b)

Fremskrivningene av den eksogene energietterspørselen som brukes som input i modellen er basert på historisk utvikling og anslag for BNP-, sysselsettings- og konsumutvikling fra Perspektivmeldingen (2004). For eksempel er det tatt utgangspunkt i energibruk/ansatt i tjenesteyting eller energibruk/BNP-enhet i industrien. ***Figur*** 2.17 viser fremskrivningene av energitjenesteetterspørselen til 2020.

Figur 2.17 Fremskrevet energietterspørsel i 2020, TWh. Kilde: Espegren (2005b)



I Basisalternativet øker den samlede energietterspørselen med 0,6 prosent pr år. I alternativet med høy etterspørsel er den årlige vekstraten 1,4 prosent, mens etterspørselen etter energitjenester faller med 0,3 prosent pr år i Lav-alternativet. De største forskjellene mellom scenariene er å finne i kraftintensiv industri og i tjenesteytende sektor.

IFEs fremskrivninger av olje- og gasspriser er basert på IEAs fremskrivninger i World Energy Outlook 2004 med en stabilisering av råoljeprisen på 35 USD/fat i 2004 som videre er brukt til å beregne andre oljeprodukter i modellen. Naturgassprisen forventes å synke fra 100 øre/Sm^3 i dag til ca. 80 øre/Sm^3 i 2010, og deretter stige til 110 øre/Sm^3 i 2030.

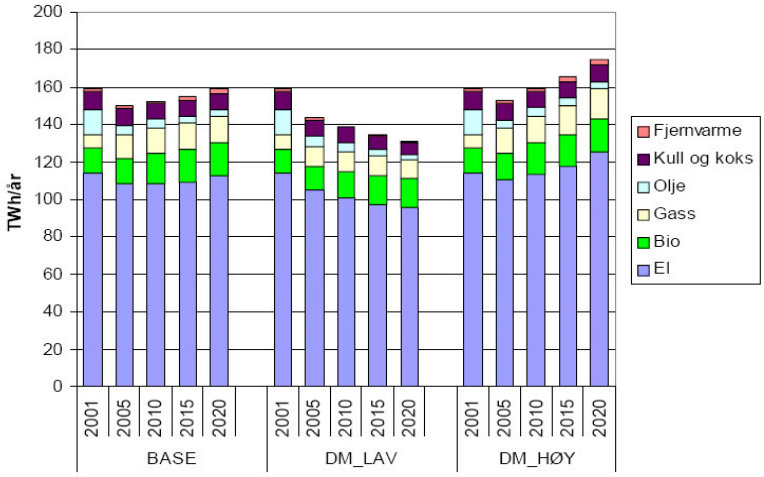
Det er lagt til grunn at engrosprisen på elektrisitet vil øke til 25 øre/kWh (faste 2000-priser) i 2010 for deretter å holde seg konstant til 2020. Prisen på øvrige energibærere er antatt konstant på 2000-nivå til 2020.

Beregningsresultater

Energitjenesteetterspørsel og energipriser som vist ovenfor, er eksogent gitt i MARKAL. Gitt disse eksogene anslagene og detaljert beskrivelse av det fysiske energisystemet med tilhørende investeringsmuligheter og kostnader, beregner MARKAL hvordan energietterspørselen kan tilfredsstilles til minimum kostnad. Det er ikke lagt noen begrensninger på hvor raskt investeringer og energisparetiltak kan implementeres, og i MARKAL realiseres en betydelig omlegging av energiforbruket allerede fra 2001 til 2005.

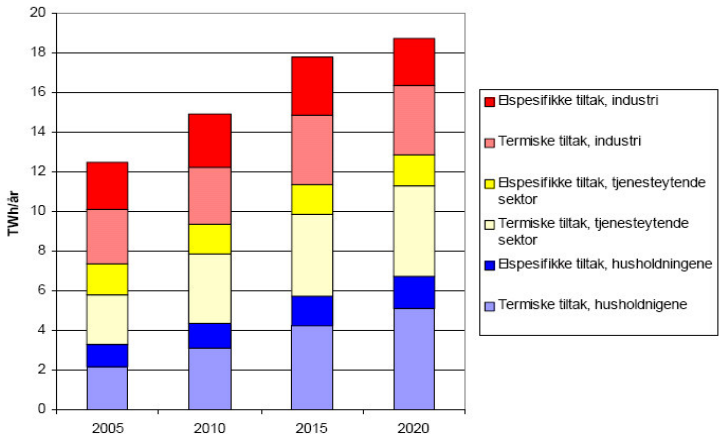
Figur 2.18 viser at Basisalternativet gir ubetydelig vekst i netto energietterspørsel til 2020. I Lav-alternativet avtar forbruket med 1,0 prosent pr år, mens det øker med 0,4 prosent pr år i Høy-alternativet.

Figur 2.18 Fremskrivning av energietterspørsel i Norge fordelt på ulike energibærere. Resultat fra tre ulike scenarier: (1) Basis, (2) Lav energietterspørsel og (3) Høy energietterspørsel. (IFE, 2005)

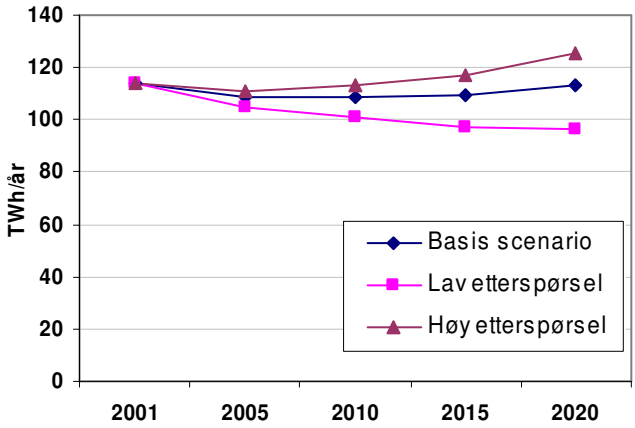


I Basisalternativet foreskriver modellen hele 19 TWh Enøk-tiltak som lønnsomme å realisere frem til 2020, se figur 2.19.

Figur 2.19 Gjennomførte enøk-tiltak i Basisalternativet, TWh. Kilde: Espegren (2005b)



Figur 2.20 Netto kraftetterspørsel 2001-2020 for de 3 alternativene, TWh/år. Kilde: Espegren (2005b)



Figur 2.20 viser utviklingen i nettoforbruket av elektrisk kraft i de ulike beregningsalternativene. I Basisalternativet vil nettoforbruket av elektrisitet i følge disse beregningene være 1 TWh lavere i 2020 enn i 2001. Med høy etterspørsel vil nettoforbruket øke med 11 TWh til 125 TWh i 2020 – 0,48 prosent pr år. Med lav etterspørsel vil nettoforbruket bli redusert med hele 18 TWh til 96 TWh i 2020. Etterspørselen etter andre energibærere varierer ikke like mye. I det lave etterspørselsscenariet vil forbruket av andre energibærere enn elektrisitet reduseres med 10 TWh i 2020 sammenliknet med 2001.

2.1.5.3 NVEs anslag for kraftforbruksutviklingen til 2020 (NVE, 2005)

NVEs kraftbalanserapport skisserer et basisalternativ uten en pliktig elsertifikatordning og to beregningsalternativer med elsertifikatordninger av ulikt omfang. Selv om krafttilgang og markedspriser på elektrisk kraft varierer mellom alternativene, er det bare mindre forskjeller i det tilhørende kraftforbruket. På denne bakgrunn refereres bare basisalternativet i det følgende. I dette alternativet øker krafttilgangen fra 121 TWh i 2005 til 135 TWh i 2020. Vind- og vannkraft bidrar hver med 4 og 7 TWh, og i tillegg antas gasskraftverket på Kårstø (3,5 TWh) å være i drift. Prisforutsetningene skiller seg lite fra middelprisalternativet til Bye og Aune, se ovenfor.

Kraftintensiv industri

Espegren (2005a) har i et prosjekt for NVE, studert utviklingen i energiforbruket i Møre og Romsdal med utgangspunkt i detaljerte data. I denne studien anslås det at forbruket til kraftkrevende industri i Møre og Romsdal vil øke med 2,7 TWh fra 2004 til 2010. Samtidig er fremtiden mer usikker for kraftintensive bedrifter i andre deler av landet. Industrien har hatt gunstige langtidskontrakter når det gjelder levering av elektrisitet til sin produksjon. Mange av disse kontraktene løper ut de nærmeste årene, og det er usikkert hva dette gjør med industriens konkurranseevne og forbruk. De levedyktige delene av kraftkrevende industri kan bli preget av uendret eller voksende aktivitet og kraftforbruk, mens andre deler av industrien vil kunne oppleve nedleggelser eller innskrenkninger. Vi har i sum antatt uforandret forbruk i forhold til 2004-nivå, og det gir et forventet nettoforbruk i kraftkrevende industri på 33,4 TWh/år fram til 2020.

Elektrokjeler

Elektrokjelemarkedet omfatter forbruk til varmeformål der forsyningen også har tariff som uprioritert overføring. Ved høye kraftpriser erstattes forbruk i elektrokjeler med lett- eller tungolje. Dette markedet antas å kunne utgjøre 10 TWh på årsbasis (5 TWh lettolje-, og 5 TWh tungolje). Dette markedspotensialet antas uendret til 2020.

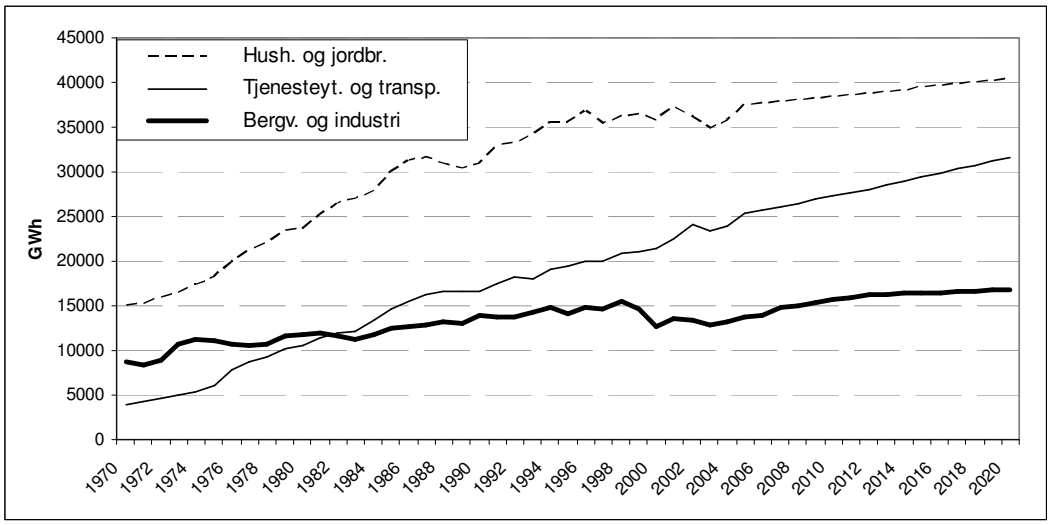
Prisforholdet mellom olje og elektrisitet bestemmer fordelingen på elektrisitet og olje. Med høye oljepriser, må kraftprisene være desto høyere for at elektrokjeleforbruk skal fases ut. Det er i denne rapporten antatt at det faktiske kraftforbruk i elektrokjeler holder seg på rundt 5 TWh i et nedbørs- og temperaturmessig normalår.

Alminnelig forsyning[12]

Som illustrert tidligere i denne artikkelen, har forbruksveksten i alminnelig forsyning og spesielt i husholdningene vært lav og i enkelte år negativ, de siste årene. Gjennomgående høyere temperaturer enn normalt og økte kraftpriser etter 2002, bidrar til å forklare deler av denne utviklingen. Det er i fremskrivningene lagt til grunn at husholdningenes elektrisitetsforbruk fortsetter å utvikle seg med en lav veksttakt.

Det er imidlertid lagt til grunn en vekst i forbruket på 5 prosent fra 2004 til et 2005 med mer normale temperaturer. Deretter antar vi en årlig prosentvis vekst i nettoforbruket på 0,5 prosent pr. år. Det vil si at husholdninger og jordbruk i 2020 har et netto kraftforbruk på 40,4 TWh. For tjenesteyting og transport har vi lagt til grunn samme oppjustering for temperaturer i 2005 og deretter 1,5 prosents årlig vekst til 2020. Tjenesteyting og transport vil dermed ha et nettoforbruk på 31,7 TWh i 2020.

Figur 2.21 Netto forbruk i alminnelig forsynings delsektorer til 2020. Basisalternativet, GWh



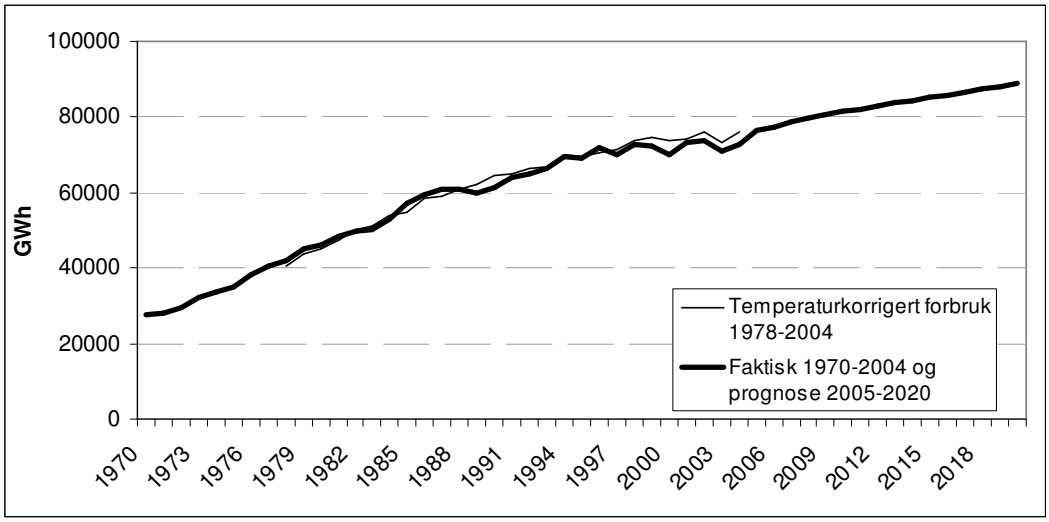
Bergverk og industri omfatter landbaserte gassbehandlingsanlegg, og slike anlegg (blant annet Ormen Lange) er antatt å øke sitt forbruk med 3,3 TWh til 2012, for deretter å holde seg konstant. Det knytter seg betydelig usikkerhet til anslagene for forbruk i petroleumsanleggene. I

[12] I NVEs statistikk og analyser er elektrokjeleforbruket spesifisert som en egen forbukskategori som ikke inngår i alminnelig forsyning.

tillegg er de resterende delene av industrien forutsatt å øke sitt forbruk av elektrisk kraft med 0,5 prosent pr. år.

Vår prognose for alminnelig forsynings kraftforbruk til 2020 i basisalternativet fremgår av figur 2.21 og 2.22.

Figur 2.22 Netto forbruk i alminnelig forsyning til 2020. Basisalternativet, GWh



I sum innebærer dette en gjennomsnittlig årlig vekst i alminnelig forbruk på 1,1 prosent pr. år i perioden 2005-2020, og alminnelig forbruk netto inkl. gassanlegg ender på 88,9 TWh i 2020.

Denne veksten innebærer en nedjustering av veksten i forhold i den forrige kraftbalanserapporten (NVE (2002)), hvor anslaget for den årlige veksten var på 1,2 prosent. Nedjusteringen skyldes flere forhold:

- Økte sluttbrukerpriser som følge av at det innføres en grønn sertifikatordning
- Den observerte veksten i perioden 2002-2004 har vært lav
- Usikkerhet knyttet til om hva som er normale temperaturer. I Danmark nedjusterer Energistyrelsen sin årlige vekstrate med 0,2 prosentpoeng etter råd fra Danmarks meteorologiske institutt som følge av global oppvarming.

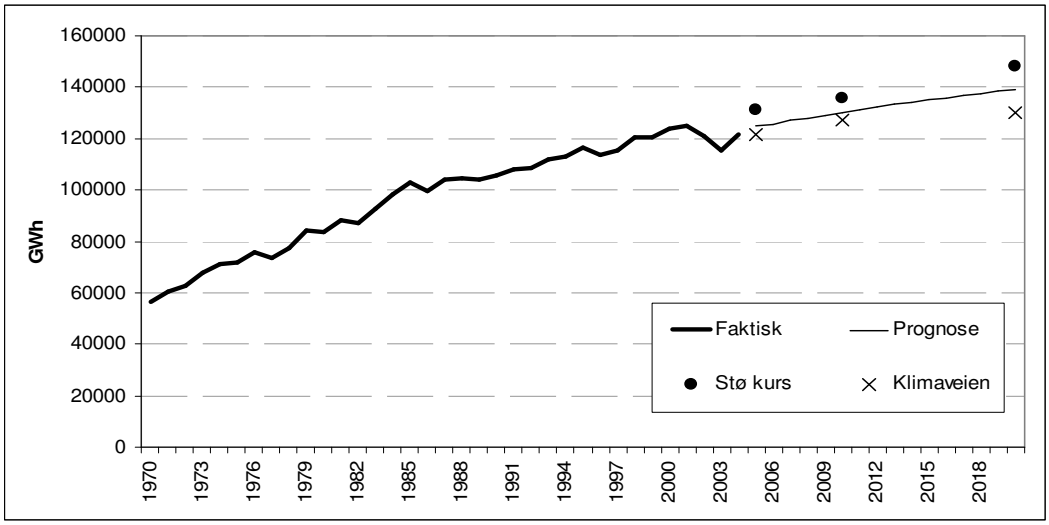
Samlet kraftforbruk til 2020

Gitt prognosene som er omtalt ovenfor vil samlet innenlandsk elektrisitetsforbruk i basisalternativet utvikle seg som vist i figur 2.23.

I følge vår prognose vil det norske totalforbruket bli 139,6 TWh i 2020 i basisalternativet. Dette er om lag 10 TWh lavere enn i ”Stø kurs”-alternativet i energiutredningen NOU 1998:11. Det er i hovedsak forbruket i husholdninger og jordbruk som forklarer avviket. I ”Stø kurs” banen har husholdninger og jordbruk et forbruk på 42,2 TWh i 2005 og 53,4 TWh i 2020. Observert forbruk i 2004 var 35,8 TWh, og etter temperaturkorrigering var forbruket i 2004 om lag 37,1 TWh. Det vil si at det temperaturkorrigerte forbruket for 2004 ligger om lag 4,5 TWh under ”Stø kurs” alternativet. Vår prognose gir 40,4 TWh for husholdninger og jordbruk i 2020, det

vil si 13 TWh lavere enn ”Stø kurs” beregningen. Det vil si at avviket for denne sektoren er større enn det samlede avviket. Det skyldes mindre avvik også i de andre sektorene, blant annet hadde ”Stø kurs” et forbruk på 30 TWh i kraftintensiv industri i 2020.

Figur 2.23 Samlet norsk kraftforbruk 1970-2004 og prognoser til 2020. Basisalternativet, GWh



2.1.5.4 Sammenlikning av resultater

Vi skal i det følgende konsentrere oppmerksomheten om å sammenliken de tre studienes basis- eller middelalternativer. Tabell 2.3 sammenstiller de viktigste størrelsene i de ulike analysene. Alle de tre studiene baserer seg på at engrosprisen på elektrisk kraft kommer til å ligge rundt 25 øre/kWh i faste 2005-priser frem til 2020. Dette er i tråd med det faktiske engrosprisnivået de seneste årene.

Kraftforbruket i kraftintensiv industri

NVEs anslag for forbruket i kraftintensiv industri i 2020 er lik det faktiske forbruket i 2004 (34,0 TWh). Bye og Aune gir også inntrykk av å fremskrive dette forbruket på dagens nivå, men med ”dagens nivå” mener de 30 TWh pr. år. Espegren har forholdt seg mer aktivt til denne forbrukssektoren. I ferrolegeringsindustrien antar Espegren samme forbruk i 2020 som i 2001. I aluminiumsindustrien er det i følge Espegrens analyse stor usikkerhet. Det forventes uendret produksjon til 2020, men kraftforbruket faller svakt som følge av effektivisering/modernisering. I metallindustrien ellers antar Espegren at norsk magnesiumproduksjon legges ned, ellers er det ikke lagt til grunn vesentlige endringer. I sum venter Espegren et forbruk i denne industrien på 32,2 TWh i 2020.

Kraftforbruket i alminnelig forsyning

Alminnelig forsyning består av husholdninger, annen industri (enn kraftintensiv industri) og andre næringer. Dette er en sammensatt gruppe, og i det følgende diskuteres hver enkelt sluttbrukersektor av alminnelig forsyning.

Tabell 2.3 Sammenlikning av resultater - hovedstørrelser

	2001	2004	Fremskrivninger for 2020		
			Espegren m.fl.(2005b) *	Bye og Aune (2005)	NVE (2005)
Kraftpris					
Engrospris elektrisk kraft, faste 2005-priser, øre/kWh	19,8	24,8	25,0	25,4	25,0
Kraftforbruk					
Netto totalt kraftforbruk, TWh	113,3	112,2	113,0	130,0	128,7
Kraftintensiv industri, TWh	32,8	34,0	32,2	30,0	34,0**
Alminnelig forsyning***, TWh	80,5	78,2			
Alminnelig forsyning temperaturkorrigert, TWh	81,1	81,6	80,8	100,0	94,7
Husholdninger, TWh	35,9	33,7			
Husholdninger temperaturkorrigert, TWh	36,2	35,4	38,6	48,4	38,6
Andre næringer****, TWh	27,9	28,0			
Andre næringer temperaturkorrigert, TWh	28,2	29,7	26,6	31,8	36,1
Annen industri, TWh (inkl. treforedling) og bergverksdrift	16,7	16,5	15,6	19,8	20,1
Årlige vekstrater****					
Netto totalforbruk, %			0,0	0,9	0,9
Kraftintensiv industri, %			-0,3	-0,8	0,0
Alminnelig forsyning, %			-0,1	1,3	0,9
Husholdninger, %			0,5	2,0	0,5
Andre næringer, %			-0,7	0,4	1,2
Annen industri (inkl. treforedling) og bergverksdrift, %			-0,3	1,1	1,2

* Elektrisitet til transportformål er ikke inkludert i Espegrens studie
** Nettoforbruk inklusive kjelkraft benyttet i kraftintensiv industri
*** For sammenligningens skyld er elektrokjeleforbruket fordelt på sektor og tallene for alminnelig forsyning inkluderer også elektrokjeleforbruk i de sektorene som inngår i alminnelig forsyning
**** Inkluderer tjenesteyting, transport, primærnæringer, fjernvarmeverk, bygg- og anleggsvirksomhet
***** Vekstratene som er beregnet i denne tabellen kan avvike fra det som er opplyst i tilknytning til de enkelte analysene i avsnittene ovenfor. Dette skyldes tillempninger i sektordefinisjonene.

Husholdninger

Bye og Aune legger til grunn en fortsatt nær kobling mellom utviklingen i privat konsum og i elektrisitetsforbruk i husholdningene. Espegren og NVE tar i større grad hensyn til at privat konsum og elektrisitetsforbruk de siste 10 årene har utviklet seg temmelig uavhengig. Bye og Aune venter et forbruk i husholdningene på 48,4 TWh i 2020. Dette står i skarp kontrast til anslagene fra Espegren og NVE som ligger rundt 39 TWh i 2020.

Annen industri

Espegren har kommet frem til at det vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjennomføre rundt 6 TWh enøk-tiltak innenfor annen industri frem til 2020. Denne antagelsen fører til at anslaget for kraftforbruk i annen industri blir lavere enn Bye og Aunes og NVEs anslag.

For annen industri er det Bye og Aune og NVE som har høyest anslag, og disse er om lag 4 TWh høyere enn Espegrens anslag. I annen industri utgjør treforedling i overkant av 7 TWh i alle de tre studiene. NVE har inkludert et sannsynliggjort økt forbruk i landbasert petroleumsvirksomhet på 3,3 TWh. Bye og Aune har delvis hensyntatt dette, mens Espegren ikke har inkludert landbasert petroleumsvirksomhet.

Andre næringer

Tjenesteytende sektor er en viktig del av samlesektoren andre næringer, og for denne sektoren spriker anslagene mye. Espegren regner med flere enøk-tiltak og en større omlegging til bruk av andre energibærere enn elektrisitet. For eksempel er 3 TWh elektrisitet innspart i næringsbygg i 2020 som følge av at det installeres nye varmepumper. Bye og Aune har på sin side generelt lagt til grunn 1 prosent årlig teknologiske forbedring i denne sektoren. Hvis alle enøk-tiltak (rundt 6 TWh) som er gjennomført i Espegrens analyse legges til, vil elforbruket i 2020 nærme seg anslagene til Bye og Aune og NVE. Det er NVE som har det høyeste anslaget med 36,1 TWh i 2020. NVE har lagt til grunn en årlig vekst på 1,5 prosent for alt kraftforbruk i tjenesteyting, og dette gjør at den årlige veksten i andre næringers kraftforbruk blir 1,2 prosent pr år.

Netto totalforbruk av elektrisitet

Bye og Aune (130 TWh netto) og NVE (128,7 TWh) har nær sammenfallende anslag for etterspørselen etter elektrisk kraft i 2020. Espegrens anslag (113 TWh) er lavere, og det skyldes i hovedsak at det i større grad er tatt høyde for mulige enøk-tiltak og energiomlegging i denne prognosen. Om enøk-tiltakene ikke blir gjennomført vil Espegrens estimat for kraftetterspørselen bli om lag som i de to andre studiene.

2.1.6 Avsluttende merknader

NVE (2005) og Bye og Aune (2005) forventer samme utvikling i det samlede norske elektrisitetsforbruket frem til 2020, mens Espegren (2005b) har betydelig lavere anslag for forbruksveksten. Forutsetningene varierer, og resultatene viser større forskjeller på sektornivå enn totaltallene gir inntrykk av. Espegren (2005b) tydeliggjør hvilken viktig rolle energieffektivisering og energiomlegging til andre energibærere kan få i tiden fremover. Dette potensialet er i liten grad berørt i Bye og Aunes og NVEs analyse. Bye og Aune forventer en langt sterkere vekst i husholdningenes elektrisitetsforbruk enn de to andre studiene. NVE forventer en sterkere vekst enn de øvrige innen tjenesteytende sektor. Datasituasjonen, identifikasjonen av driverne for utviklingen og den praktiske modelleringen av sammenhengene

byr på utfordringer i tiden fremover. Flere og bedre data og videreutvikling av analyseverktøyet som benyttes i arbeidet med fremskrivninger og prognoser for energibruk i Norge vil på sikt kunne føre til enda bedre analyser og sikrere anslag for den fremtidige utviklingen.

Referanser

Bye, Torstein og Finn Roar Aune (2005): Elektrisitetsetterspørsel framover. Økonomiske analyser 4/2005. Statistisk sentralbyrå.

Espegren, Kari og Eva Rosenberg (2005a): Modell for energietterspørselen i Møre og Romsdal. IFE/KR/F – 2004/229

Espegren, Kari A., Eva Rosenberg og Audun Fidje (2005b): Energibruksutvikling 1980-2020 : historisk utvikling, drivkrefter og fremskrivninger. IFE/KR/E-2005/006.

Heide, Kim Massey, Erling Holmøy, Lisbeth Lerskau og Ingeborg Foldøy Solli (2004): ”Macroeconomic Properties of the Norwegian Applied General Equilibrium Model MSG6”. Rapporter 2004:18, Statistisk sentralbyrå.

Holmøy, Erling, Øystein Olsen og Birger Strøm (1998) Prisfølsomheten i etterspørselen etter elektrisk kraft: En dekomponering av generelle likevektseffekter. Vedlegg 1 i NOU 1998:11.

IFE/KR/E – 2004/001: Energy Efficiency in Norway 1990-2002

NOU 1998:11: Energi- og kraftbalansen mot 2020. Norges offentlige utredninger.

NVE (2002): Kraftbalansen i Norge mot 2015. NVE-Rapport 4-2002.

NVE (2005): Kraftbalansen i Norge mot 2020. NVE-Rapport 19-2005.

2.2 Et felles nordisk sluttbrukermarked

Av Lars Olav Fosse, rådgiver Energi- og markedsavdelingen

2.2.1 Innledning

På ministermøtet mellom de nordiske energiministerne i Narsarsuaq på Grønland i august i år kom de nordiske energiministrene med en erklæring med en målsetting om å etablere et felles nordisk sluttbrukermarked. I referatet fra Narsarsuaq heter det at "ministrarna uppmanar Nordel och berörda myndigheter att arbeta vidare med den framtida utvecklingen mot en gränslös nordisk elmarknad."[13]

Spørsmålet er hva denne "gränslösa nordiska elmarknad" egentlig innebærer. Betyr det at en sluttbruker skal kunne velge en hvilken som helst nordisk leverandør eller betyr det at en leverandør i ett nordisk land skal ha mulighet til også å levere strøm i de andre nordiske landene? Og betyr det at man skal ha ett felles balansemarked eller en harmonisering av systemene for balanseavregning?

Disse og andre spørsmål samarbeider NVE med regulatorene i Sverige, Danmark, Finland og Island om å utrede ytterligere. To arbeidsgrupper er nedsatt for å belyse henholdsvis utfordringer for å få et felles sluttbrukermarked og spørsmål knyttet til balanseavregning. Førstnevnte gruppe vil bygge videre på konklusjonene fra en egen rapport om leverandørskifte i de nordiske landene som nylig er utgitt av NordREG, samarbeidsorganet for de nordiske regulatorene. I denne artikkelen går vi gjennom noen av hovedkonklusjonene i denne rapporten i tillegg til å se på hvilke utfordringer som finnes knyttet til å utvikle et felles sluttbrukermarked generelt og til å håndtere balanseavregning spesielt.

2.2.2 Skal gjennomføres i lønnsomt omfang

Elmarkedsgruppen i Nordisk råd presiserer at det skal utredes hvordan et felles nordisk sluttbrukermarked skal kunne gjennomføres i lønnsomt omfang. Sentrale spørsmål for det videre arbeidet på nordisk nivå er med andre ord hva som menes med et felles nordisk sluttbrukermarked og hva som er et lønnsomt omfang.

Når det gjelder det første spørsmålet kan en i hvert fall ha to ulike tolkninger. Et felles nordisk marked kan bety at enhver forbruker skal kunne velge en hvilken som helst nordisk leverandør. Dette ville imidlertid være en tolkning som er mer radikal enn dagens nasjonale markeder. Kun en viss andel av leverandørene velger i dag å levere i samtlige nettområder. En annen, og mer realistisk tolkning vil være å si at et felles nordisk marked innebærer at enhver nordisk leverandør skal ha mulighet til å levere kraft i et annet nordisk land i det omfang leverandøren finner lønnsomt.

De nordiske regulatorene har så langt lagt den siste tolkningen til grunn for sitt arbeid. Fra myndighetssiden skal en altså legge til rette for at et felles nordisk marked er mulig. Deretter et det opp til markedsaktørene å finne ut om dette er økonomisk interessant.

---

[13] Referat fra møtet, http://www.norden.org/energi/sk/godkent_beslutsreferat%20_MR_31_8_2005.pdf

Et felles nordisk sluttbrukermarked har økonomiske fordeler gjennom økt konkurranse og harmonisering av priser på tvers av nordiske land. Utviklingen av et felles nordisk marked kan også kunne bety at en velger de beste reguleringene innenfor hvert enkelt land og gjør dem nordiske. Men det medfører også kostnader å lage markedet større. Systemer for informasjonsutveksling skal harmoniseres, forskrifter må trolig endres, et felles system for balanseavregning må kanskje utvikles etc. Til syvende og sist er det myndighetenes ansvar å veie om gevinsten er større enn kostnaden før et felles marked implementeres.

2.2.3 Anbefalinger fra rapport om leverandørskifte i Norden

Rapporten *Supplier switching in the Nordic countries* er utarbeidet av en arbeidsgruppe bestående av representanter fra de nordiske regulatorene.[14] Gruppa avsluttet sitt arbeid i september i år. Mandatet for gruppa var å starte arbeidet med å utvikle enkle og harmoniserte prosedyrer for leverandørskifte. Som et ledd i dette, har gruppa også sett på karakteristika i de nordiske sluttbrukermarkedene mer generelt.

Rapporten kommer med en rekke anbefalinger for arbeidet med å utvikle et felles nordisk sluttbrukermarked. Leverandørskiftemodellene i de ulike landene har store likhetstrekk, men for å få et felles marked til å fungere er det nødvendig med en felles modell. Gruppen anbefaler også at en på nordisk nivå vurderer å innføre unik målepunkt-ID i alle land og eventuelt også måleverdidatabaser slik at alle aktørene har tilgang på den samme informasjonen. I dag er det kun i Danmark og Norge at en har unike målepunkt-ID basert på EAN-koder, eller strekkodesystemet du møter hver gang du handler i butikken. Ut fra statistiske formål er det også viktig å komme frem til en felles definisjon av leverandørskifter. Imidlertid anbefaler gruppen at selve innsamlingen av data foregår på et nasjonalt nivå, også ved et felles nordisk sluttbrukermarked.

At nettselskapene opptrer nøytralt overfor kraftleverandører er avgjørende for å få til et effektivt kraftmarked enten det er nasjonalt eller regionalt. Dette er imidlertid regulert ulikt i de nordiske land, fra direkte regulering gjennom forskrift til mer ”codes of conduct” baserte tilnærminger. Det viktigste er likevel at praksis er den samme på tvers av land.

Et viktig prinsipp innenfor nettselskapenes nøytralitet er at ingen leverandør skal gis konkurransefortrinn som følge av nettselskapets informasjonshåndtering. Dette er særlig et problem ved felles kundedatabase. Rapporten anbefaler at det etableres klare interne regler i integrerte selskap og konsern, og at disse følges aktivt opp.

Overvåking av konkurransesituasjonen er viktig når nasjonale markeder skal slås sammen til ett felles nordisk marked. Rapporten sier at nasjonale energiregulatorer bør samarbeide med nasjonale konkurransemyndigheter for å overvåke konkurransesituasjonen i sluttbrukermarkedet.[15] Et større marked skal isolert sett gi bedret konkurranse. Imidlertid er det viktig å overvåke strukturutviklingen i markedet, for å se om dette faktisk oppnås. Ved etablering av et felles nordisk sluttbrukermarked bør konkurranse være høyt på agendaen.

Et virkemiddel for å øke konkurransen i markedet, kan være å utvikle standard kontrakter på tvers av nordiske land slik at prissammenligning blir mulig. Flere av de nordiske landene har

---

[14] http://www.nve.no/FileArchive/84/Supplier%20Switching%20in%20the%20Nordic%20Countries.pdf .

[15] Et slikt samarbeid finnes allerede for engrosmarkedet i Norge i dag og en kan vurdere å utvide dette til også å omfatte sluttbrukermarkedet.

internettsider som presenterer priser fra ulike leverandører. I Norge er dette regulert gjennom forskrift og publiseres av Konkurransetilsynet, mens det i Sverige er et frivillig system drevet av bransjen og Konsumentverket. Rapporten kommer imidlertid ikke med noen anbefalinger om hvordan et nordisk system for prissammenligning kan utvikles.

En siste utfordring er ulik regulering av kraftleveranse til de kundene som ikke aktivt har valgt leverandør eller som av ulike årsaker ikke får kontrakt med noen leverandør (leveringsplikt). Når det gjelder førstnevnte er prisene på disse leveransene regulert ex ante i Danmark mens det i Finland er åpning for at regulator eller konkurransemyndighetene går inn i etterkant og vurderer om prisene ble satt på et rimelig nivå. I Danmarks tilfelle er prisen på forsykningspliktkontaktene faktisk satt så lavt at det utkonkurrerer ordinære leverandører. Dette viser at de nordiske sluttbrukermarkedene er forskjellige mht. prisdannelse. Det er foreløpig uklart hvorvidt regulerte sluttbrukerpriser i enkelte land vanskeliggjør harmonisering og integrering.

I Sverige og Norge er kunder som aldri har skiftet leverandør, på standardkontrakter med lokal leverandør, i Norges tilfellet er det snakk om standard variabel pris. Når det gjelder leveringsplikt der kunden midlertidig er uten kontrakt (flytting) eller ikke får ordinær kontrakt (betalingsproblemer) er det nettselskapet som er leverandør i Norge mens lokal leverandør også har dette ansvaret i Danmark og Finland. Svenskene har en mellomløsning der nettselskapet setter ut disse leveransene, ofte til lokal leverandør.

Rapporten kommer ikke med noen klare anbefalinger til disse problemstillingene, men understreker at dette er spørsmål som må utredes ytterligere.

2.2.4 Ny arbeidsgruppe for felles nordisk sluttbrukermarked

I forlengelsen av det nordiske ministermøtet på Grønland, er det nedsatt en egen arbeidsgruppe som skal " identify the various obstacles that currently exist which prevent the formation of a truly integrated Nordic electricity retail market."[16] Gruppen hadde sitt første møte tirsdag 18. oktober i Helsingfors og vil levere sin endelige rapport innen 1. mars neste år. Den finske regulatoren leder gruppen. Gruppen vil ha en tett dialog med bransjen under arbeidet, blant annet gjennom dybdeintervjuer med leverandører i de ulike landene.

Gruppen har også satt i gang en egen kartlegging krav til krav til måling og avregning samt systemer for profilavregning og informasjonsutveksling i de ulike nordiske land. Det er det finske selskapet VTT Processes i samarbeid med norske SINTEF som har fått i oppdrag å gjennomføre kartleggingen. Kartleggingen skal være ferdig i midten av desember.

2.2.5 Spørsmål knyttet til balanseavregning

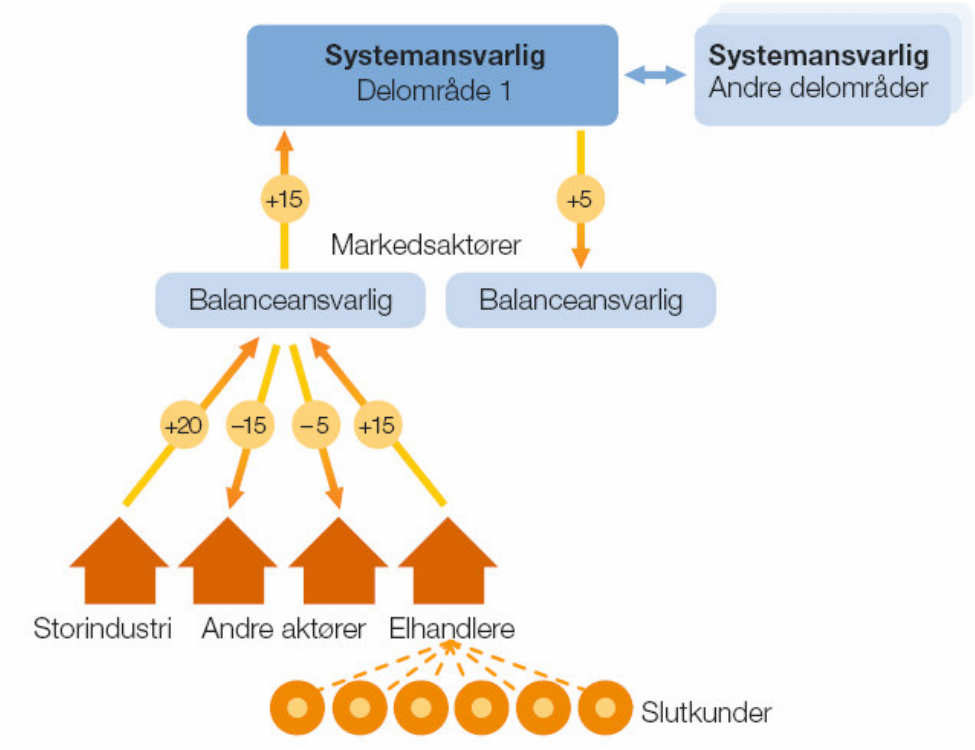
Parallelt med arbeidsgruppen som ser på utfordringer knyttet til etableringen av et felles nordisk sluttbrukermarked, arbeider en egen gruppe med spørsmål knyttet til balanseavregning. En nordisk harmonisering av regelverket for balansehåndtering har vært på agendaen til Nordel, samarbeidsorganet for de nordiske systemleverandørene, de siste årene. I september 2002 ble det innført nye prinsipper for disponeringen av regulerkraft til balanseringen av produksjon og forbruk av el i Norden. Regulerkraft blir nå kjøpt av TSOene fra en felles liste i Norden. På sikt er det også en målsetting å harmonisere reglene for balanseavregning.

[16] Fra arbeidsgruppens Terms of reference

Elektrisitet er et produkt som ikke kan lagres, og derfor må det til enhver tid må være balanse mellom produksjon og forbruk. I det nordiske kraftnettet skal det til enhver tid være en gitt frekvens (50 Hz). Om forbruket ligger over produksjonen, faller frekvensen. Tilsvarende blir frekvensen for høy om produksjonen ligger over forbruket. For å holde frekvensen innenfor et akseptabelt nivå (49,9 til 50,1 Hz) benytter Statnett og de andre nordiske systemoperatørene tilgjengelige regulerressurser for å regulere opp og ned produksjon og forbruk for å ivareta konstant frekvens i systemet.

Alle aktører er gjennom lovgivningen pålagt å planlegge og anmelde seg i balanse. I praksis vil det likevel oppstå avvik mellom det en produsent eller en leverandør melder at han skal mate inn eller ta ut av nettet og det som faktisk mates inn og tas ut av nettet. Balanseavregningen fastlegger hva aktørene for hver time respektive skylder eller har til gode i forhold til innmeldt utmating eller innmating. Regulerkraftvolumet tilsvarer summen av balanseavviket for alle aktørene. Systemet kan illustreres med figuren under. Den systemansvarlige avregner balansekraft med de øvrige systemansvarlige i Norden og med de balanseansvarlige alle områder. I Norge har vi over 100 balanseansvarlige mot for eksempel et titalls i Finland. Det betyr at mange leverandører selv er balanseansvarlige. De balanseansvarlige har et eget oppgjør med kundene som kjøper balansetjenester av dem. Der disse kundene er leverandører med flere sluttkunder, vil det bli foretatt avregning overfor disse sluttkundene.

Figur 2.1.1: Balanseavregning på ulike nivåer. Kilde: Nordel-artikkelen Fælles balancehåndtering i Norden



Det er to modeller for balanseavregning i de nordiske land. I Norge benyttes én pris for kjøp og salg av balansekraft. Det vil si at alle ubalanser gjøres opp til regulerkraftprisen. I de andre landene benyttes en to-pris-modell der prisen for den enkelte balanseansvarliges kjøp eller salg av balansekraft avhenger av om kjøpet eller salget har støttet eller motarbeidet den samlede reguleringen i el-systemet den gjeldende timen. Ubalanser som har bidratt til samlet balanse,

gjøres opp til prisen i spotmarkedet mens ubalanser som har motarbeidet samlet balanse, gjøres opp til regulerkraftprisen. Det vil si at det vil koste mer for en leverandør om denne er i underskudd dersom markedet som helhet er i underskudd enn dersom markedet er i overskudd. Hvorvidt det skal velges en felles modell i de nordiske landene er et sentralt tema i arbeidet med å harmonisere balanseavregningen i Norden.

2.2.6 Norden viser vei

Arbeidet med å utvikle et felles nordisk er viktig også i europeisk sammenheng. Utviklingen av et felles europeisk energimarked, også på sluttbrukersiden, er et uttalt mål fra EU-kommisjonen. Utfordringene knyttet til å koordinere 25 nokså forskjellige europeiske kraftmarkeder er langt større enn 4 nordiske markeder, siden det allerede finnes et felles nordiske engrosmarked.

Referanser

1) *Fælles balansehåndtering i Norden, særartikkel i Nordels årsberegning for 2002.*

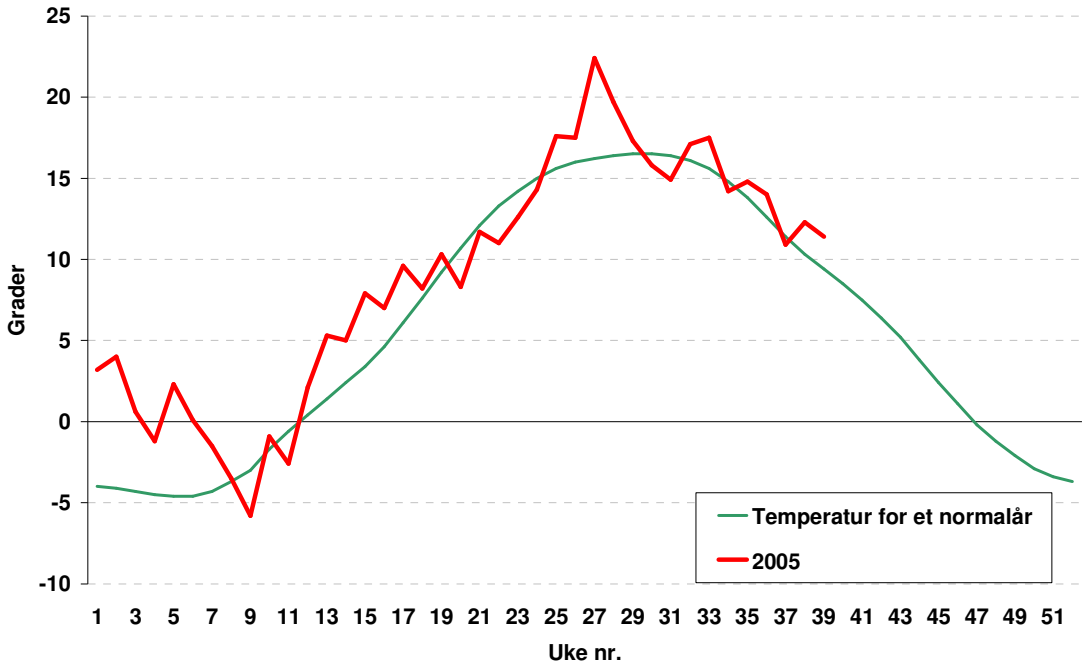
2) *Report from NordREG: Supplier Switching in the Nordic Countries*

3 Figur og tabellvedlegg

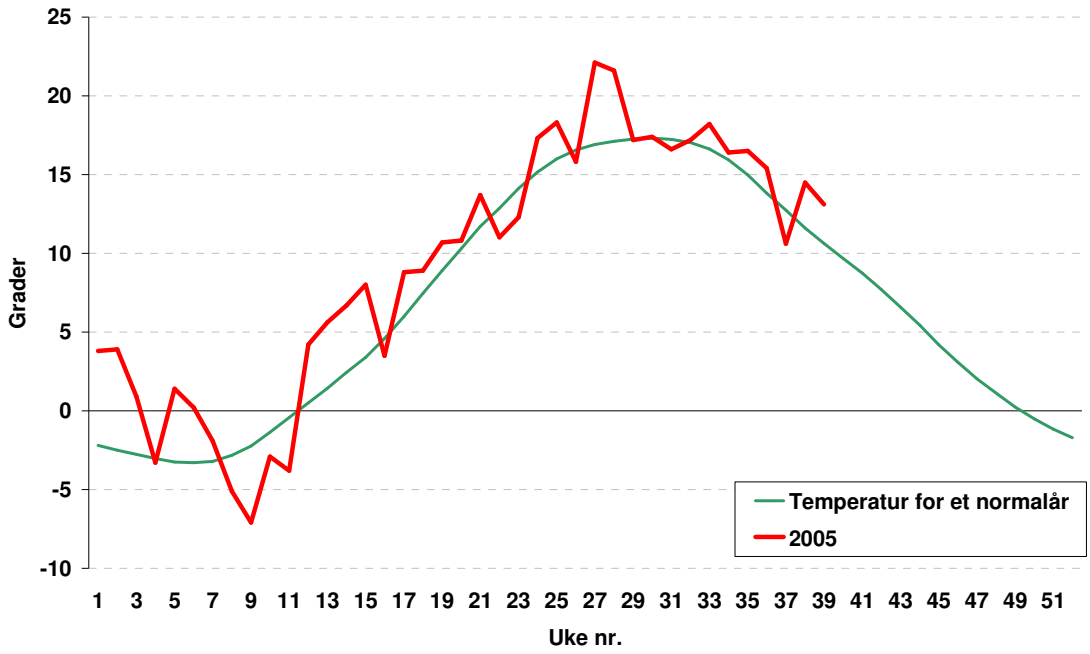
Tabell 3.1 Produksjon, eksport, import og forbruk av elektrisk energi, GWh. Kilde: NVE

	Jan - Sep			Tolvmånedersperioder			September		
	2004	2005	Endring i %	Okt2003 t.o.m. Sep2004	Okt2004 t.o.m. Sep2005	Endring i %	2004	2005	Endring i %
Total produksjon	78913	98828	25,2	110276	130342	18,2	8013	9540	19,1
+ Import [1]	11206	2902	-74,1	14213	7030	-50,5	1060	313	-70,5
- Eksport [1]	3053	10839	255,0	4508	11628	157,9	334	969	190,1
= Brutto totalforbruk	87066	90891	4,4	119981	125744	4,8	8739	8884	1,7
- Elektrokjelforbruk	2449	2792	14,0	3303	4042	22,4	225	249	10,7
- Pumpeforbruk	564	882	56,4	607	1054	73,6	118	140	18,6
- Totale nettap [2]	6461	7222	11,8	9001	9840	9,3	630	687	9,1
= Nettoforbruk [3]	77592	79995	3,1	107070	110808	3,5	7766	7808	0,5
Kraftintensiv industri	24612	25621	4,1	32787	34454	5,1	2775	2698	-2,8
Alminnelig forsyning [4]	52980	54374	2,6	74283	76354	2,8	4991	5110	2,4
Bruttoforbruk [3]	83628	86201	3,1	115482	119477	3,5	8349	8400	0,6
Kraftintensiv industri	25350	26390	4,1	33771	35488	5,1	2858	2779	-2,8
Alminnelig forsyning [4]	58278	59811	2,6	81711	83990	2,8	5490	5621	2,4
Bruttoforbruk alminnelig forsyning, temperaturkorrigert	60948	61973	1,7	84786	86876	2,5	5741	5906	2,9

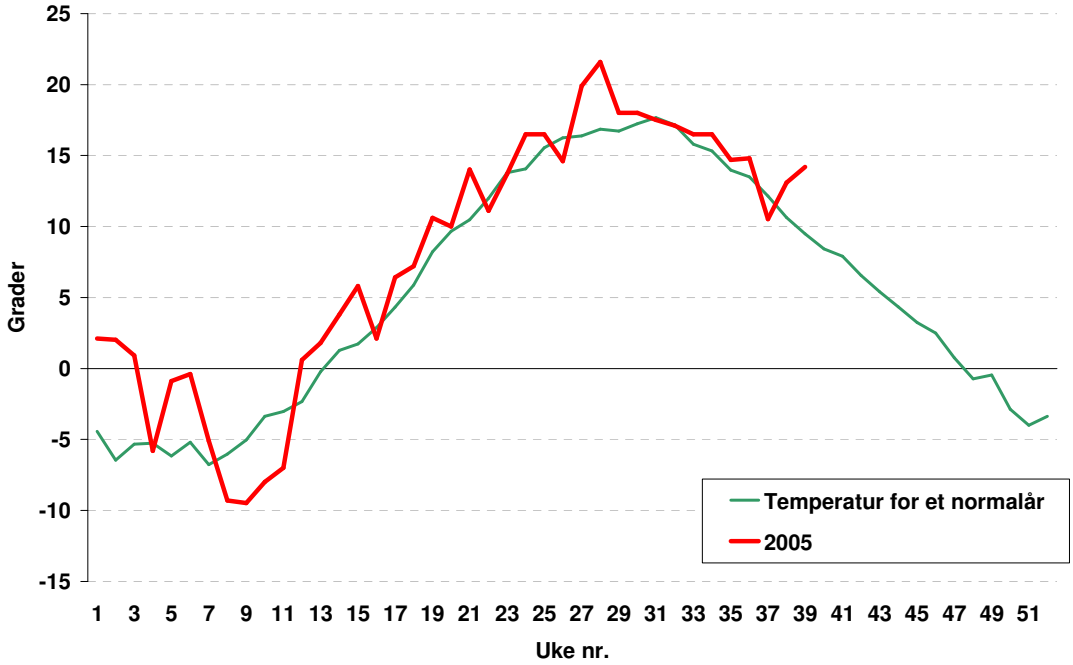
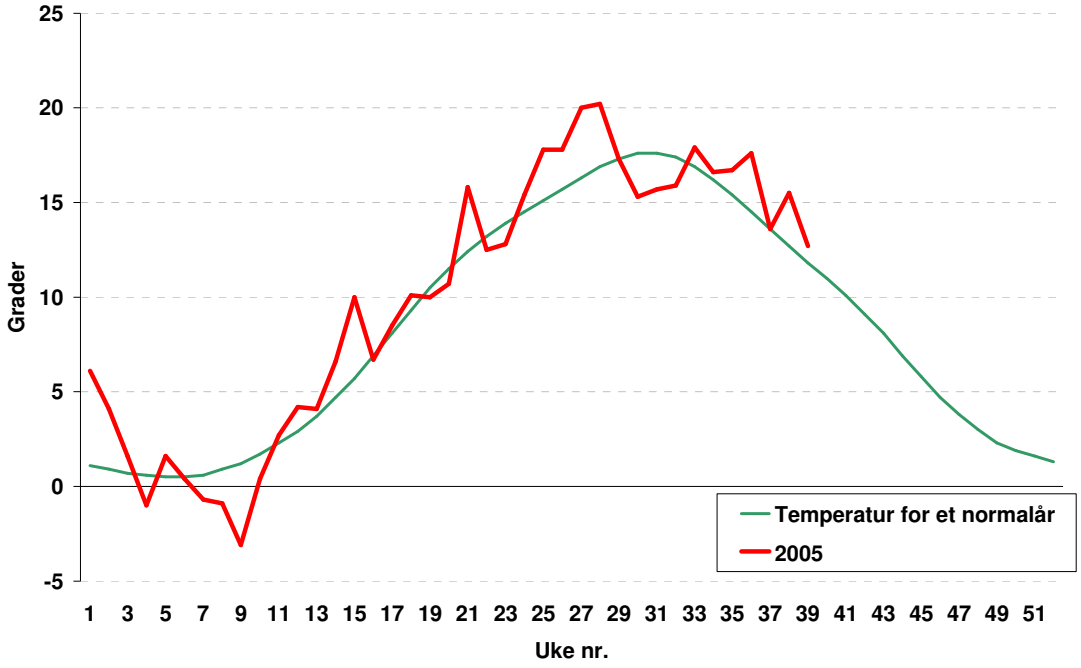
Figur 3.1 Temperaturutvikling Oslo, ukemiddel 2005 og normalår. Kilde: Nord Pool



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



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



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