

Kvartalsrapport for kraftmarkedet 2. kvartal 2009

Rapport nr. 12

Kvartalsrapport for kraftmarkedet

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Tor Arnt Johnsen

Forfattere: Javier Ernesto Auris Chávez, Hege Bøhler, Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Kjerstin Dahl Viggen, Mats Øivind Willumsen

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: 20

Forsidefoto:

ISBN: 978-82-410-695-1

ISSN: 1501 - 2832

Sammendrag: I andre kvartal 2009 var det norske kraftforbruket 25,3 TWh. Det er en nedgang på 4,2 TWh, eller 14,1 prosent, sammenlignet med samme periode i fjor.

April måned var litt varmere enn normalt, og det ga tidlig snøsmelting og normal magasinbefylling i starten av andre kvartal. Snømagasinene var imidlertid mindre enn normalt, og det bidro til at magasinbefyllingen ved utgangen av kvartalet var lavere enn normalt. Sammen med lavere etterspørsel av elektrisk kraft førte det reduserte tilsiget til at den norske kraftproduksjon ble 25,9 TWh i andre kvartal, noe som er 20,5 prosent lavere enn i samme periode i fjor.

Kraftproduksjon og -forbruk falt også i Norden som helhet.

Emneord: elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftmarked, tilsig, magasinbefylling, krafthandel, kraftforbruk, strømpriser

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

Norges vassdrags- og energidirektorat
2009

Innhold

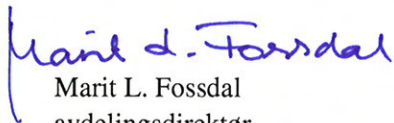
Forord	iv
Sammendrag	v
Kraftmarkedet i andre kvartal 2009	1
1.1 Ressursgrunnlaget.....	3
1.1.1 Tilsig i Norge.....	3
1.1.2 Tilsig i Sverige.....	4
1.1.3 Temperatur.....	5
1.1.4 Nedbør.....	6
1.1.5 Snø.....	7
1.1.6 Grunn- og markvann.....	9
1.1.7 Tilsiget våren/ sommeren 2009.....	10
1.2 Magasinutviklingen.....	11
1.2.1 Magasinutviklingen i Sverige og Finland.....	12
1.3 Produksjon.....	14
1.3.1 Norge – sterk nedgang i produksjonen.....	16
1.3.2 Kraftproduksjonen i de andre nordiske landene.....	17
1.4 Forbruk.....	20
1.4.1 Norge – nedgang i forbruket.....	21
1.4.2 Kraftforbruket i de andre nordiske landene.....	25
1.5 Andre energibærere i Norge.....	27
1.6 Kraftutveksling.....	33
1.6.1 Norge.....	35
1.6.2 Andre nordiske land.....	36
1.7 Kraftpriser i engrosmarkedet.....	37
1.7.1 Spotmarkedet.....	37
1.7.2 Terminmarkedet.....	40
1.8 Sluttbrukermarkedet.....	45
1.8.1 Priser og prisutvikling.....	45
1.8.2 Leverandørskifter.....	48
1.8.3 Kontraktsvalg.....	48
1.8.4 Husholdningenes samlede utgifter til elektrisk kraft.....	49
2 Vedlegg	51

Forord

Energiavdelingen i NVE presenterer herved kvartalsrapport for kraftmarkedet i andre kvartal 2009. Kvartalsrapporten utarbeides hvert kvartal, og dette er tredje utgave i kvartalsrapportens femte årgang. På grunn av datainnsamling og bearbeiding vil kvartalsrapporten vanligvis bli publisert 4-5 uker etter utløpet av kvartalet. Vi tar sikte på å legge frem neste kvartalsrapport i oktober 2009.

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

Oslo, 14. september 2009


Marit L. Fossdal
avdelingsdirektør

Sammendrag

Våren 2009 var det noe varmere enn normalt. Temperaturene ga tidlig snøsmelting som førte til høye tilsig frem til midten av mai, og fyllingsgraden ble liggende rundt medianverdien. På grunn av lite snø i fjellet ble tilsiget under normalt i resten av kvartalet. Årets laveste fyllingsgrad inntraff i midten av april med 30,0 prosent. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 59,4 prosent, som er 8,1 prosentpoeng under det normale for årstiden.

Tilsig godt under normalt og forholdsvis lav magasinifylling ga en sterk nedgang i norsk kraftproduksjon. Kraftproduksjonen i Norge var 25,9 TWh i andre kvartal, en nedgang på 20,5 prosent fra samme kvartal i fjor.

Det norske kraftforbruket i andre kvartal var det nest laveste for et kvartal i perioden 1995-2009. Kraftforbruket var 25,3 TWh mot 29,5 TWh i samme kvartal i 2008. Korrigert for temperaturforhold ble det alminnelige forbruket 18,5 TWh i andre kvartal mot 19,7 TWh i fjor. I andre kvartal 2009 var kraftforbruket i kraftintensiv industri 22,4 prosent lavere enn i samme periode i fjor. Nedgangen har sammenheng med mindre aktivitet i verdensøkonomien.

Lavere magasinifylling og mindre vannkraftproduksjon gjorde at den norske nettoeksporten ble 2,5 TWh lavere i andre kvartal 2009, enn i andre kvartal i 2008. Norge hadde en nettoeksport på 3,1 TWh. Handelsvolumet mot Sverige økte sammenlignet med tilsvarende kvartal i fjor. Dette kan forklares med at overføringskapasiteten var enda mer redusert i andre kvartal i fjor enn i år.

Av de nordiske elspotområdene hadde Sør-Norge (NO1) lavest gjennomsnittlig spotpris i andre kvartal, mens Midt-Norge (NO2) hadde høyest pris. Snittprisen i Sør-Norge og Midt-Norge var 29,7 og 31,0 øre/kWh. Bortsett fra Sør-Norge hadde alle de nordiske prisområdene betydelig lavere snittpris i andre kvartal sammenlignet med samme kvartal i fjor, mens prisen i Sør-Norge var hele 74 prosent høyere. Svært mye tilsig sammen med lav tilgjengelig kapasitet mot Sverige ga unormalt lave priser i Sør-Norge i andre kvartal 2008. Fall i de andre spotprisene kan forklares med lavere aktivitet i økonomien enn i same periode i fjor, noe som igjen har gitt lavere kraftetterspørsel både innenlands og utenlands.

Kraftprisen til husholdninger gikk ned i de tre norske elspotområdene fra første til andre kvartal. En spotpriskontrakt, med 1,9 øre/kWh påslag, var i snitt billigst i Sør-Norge med 39,0 øre/kWh, mens Midt-Norge hadde høyest pris med 40,7 øre/kWh. Alle spotområder hadde lavere snittpris i forhold til første kvartal 2009. Sett opp mot andre kvartal 2008 økte snittprisen i Sør-Norge med hele 15,8 øre.

Kraftmarkedet i andre kvartal 2009

Mindre tilsig enn normalt

I andre kvartal 2009 var det nyttbare tilsiget 47,2 TWh. Det er 5,5 TWh mindre enn normalt. I første halvår har tilsiget vært 56 TWh. Det er nesten 6 TWh mindre enn normalt og 14 TWh mindre enn i 2008.

Temperaturer over normalt og tidlig snøsmelting

I april og mai var månedsmiddeltemperaturen over det normale i nesten hele landet. På Sørlandet, Østlandet og Vestlandet var temperaturen i april nesten 4 grader over normalt. Dette er den varmeste april som er registrert siden 1900.

Årets snømagasin kulminerte i første halvdel av april med snaut 90 prosent av normalt. Ved utgangen av juni var snømagasinet i år omkring 50 prosent av normalt på denne tida.

Lite snø ga magasinifylling under normalt

Årets laveste fyllingsgrad inntraff i midten av april (utgangen av uke 15) med 30,0 prosent. Tidlig snøsmelting førte til høye tilsig frem til midten av mai slik at fyllingsgraden ble liggende omkring medianverdien. Lite snø i fjellet ga tilsig under normalt i resten av kvartalet med magasinifylling igjen under normalt. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 59,4 prosent, eller 8,1 prosentpoeng under det normale for årstiden.

Lavere nordisk kraftproduksjon og -forbruk

Det ble produsert 77,4 TWh elektrisk kraft i Norden i andre kvartal. Det er 15,0 TWh mindre enn i andre kvartal i 2008. Lavere vannkraftproduksjon står for nesten hele nedgangen.

Det samlede nordiske kraftforbruket var 80,5 TWh i andre kvartal. Det er en nedgang på 10,3 TWh sammenlignet med andre kvartal 2008. Ikke siden 1999 har det nordiske kraftforbruket vært lavere i andre kvartal.

Sterk nedgang i norsk kraftproduksjon og -forbruk

Elektrisitetsproduksjonen i Norge var 25,9 TWh i andre kvartal 2009. Det er en nedgang på 20,5 prosent fra samme periode i fjor. Produksjonen i andre kvartal er på nivå med produksjonen i samme kvartal i 2006 og er bare 3,2 TWh høyere enn den laveste produksjonen i dette kvartalet for perioden 1995-2009. Lav produksjonen henger sammen med tilsig godt under normalt og forholdsvis lav magasinifylling i mesteparten av kvartalet.

Det innenlandske elektrisitetsforbruket var i andre

kvartal 14,1 prosent lavere enn i samme kvartal i 2008, dvs. en reduksjon på 4,2 TWh. Forbruket i dette kvartalet er dermed det nest laveste for perioden 1995-2009, hårfint høyere enn i samme kvartal i 1996.

Nordisk nettoimport, norsk nettoeksport

I andre kvartal var det 3,3 TWh nordisk nettoimport. I tilsvarende kvartal i fjor var det 1,4 TWh nettoeksport. Det er først og fremst lavere vannkraftproduksjon som følge av mindre tilsig og lav magasinfylling som har bidratt til høyere nordisk nettoimport. Norge og Sverige var nettoeksportører av elektrisk kraft i andre kvartal, mens Finland og Danmark var nettoimportører. Den norske nettoeksporten var 0,6 TWh i andre kvartal. Det er 0,3 TWh mindre enn i første kvartal i år og 2,5 TWh mindre enn i andre kvartal i fjor. Lavere magasinfylling og lavere tilsig forklarer nedgangen i eksporten.

Nedgang i nordiske spotpriser

Gjennomsnittlig elspotpris gikk ned i alle de nordiske elspotområdene fra første til andre kvartal i 2009. Av områdene hadde Sør-Norge (NO1) lavest gjennomsnittlig pris på 29,7 øre/kWh, mens Midt-Norge (NO2) hadde høyest pris med 31,0 øre/kWh. Snittprisen for kvartalet gikk mest ned i Sjælland, ned 17 prosent fra første til andre kvartal.

Økte terminpriser

Terminprisene på de nærmeste kvartalskontraktene på Nord Pool økte gjennom andre kvartal 2009. Ved starten av kvartalet kunne en kontrakt for fjerde kvartal 2009 handles for 31,1 øre/kWh. På slutten av kvartalet hadde prisen økt med 6,1 øre/kWh. Terminprisen på kontrakten for første kvartal 2010 var priset til 32,9 øre/MWh på begynnelsen av andre kvartal. På slutten av kvartalet hadde prisen steget med 6,0 øre/kWh.

Nedgang i sluttbrukerpriser

I andre kvartal 2009 var en spotpriskontrakt, med 1,9 øre/kWh påslag, i snitt billigst i Sør-Norge med 39,0 øre/kWh, mens Midt-Norge hadde høyest pris med 40,7 øre/kWh. Alle spotområder hadde lavere snittpris i forhold til første kvartal 2009. Sett opp mot andre kvartal 2008 økte snittprisen i Sør-Norge med hele 15,8 øre. Dette kan forklares ved at det i andre kvartal 2008 var svært begrenset eksportkapasitet fra Sør-Norge, samtidig med at det var høye tilsig i dette spotområdet.

1.1 Ressursgrunnlaget

1.1.1 Tilsig i Norge

Mindre tilsig enn normalt

I andre kvartal 2009 var det nyttbare tilsiget 47,2 TWh eller 5,5 TWh mindre enn normalt. Tilsiget var vel 9 TWh mindre enn for samme periode i 2008.

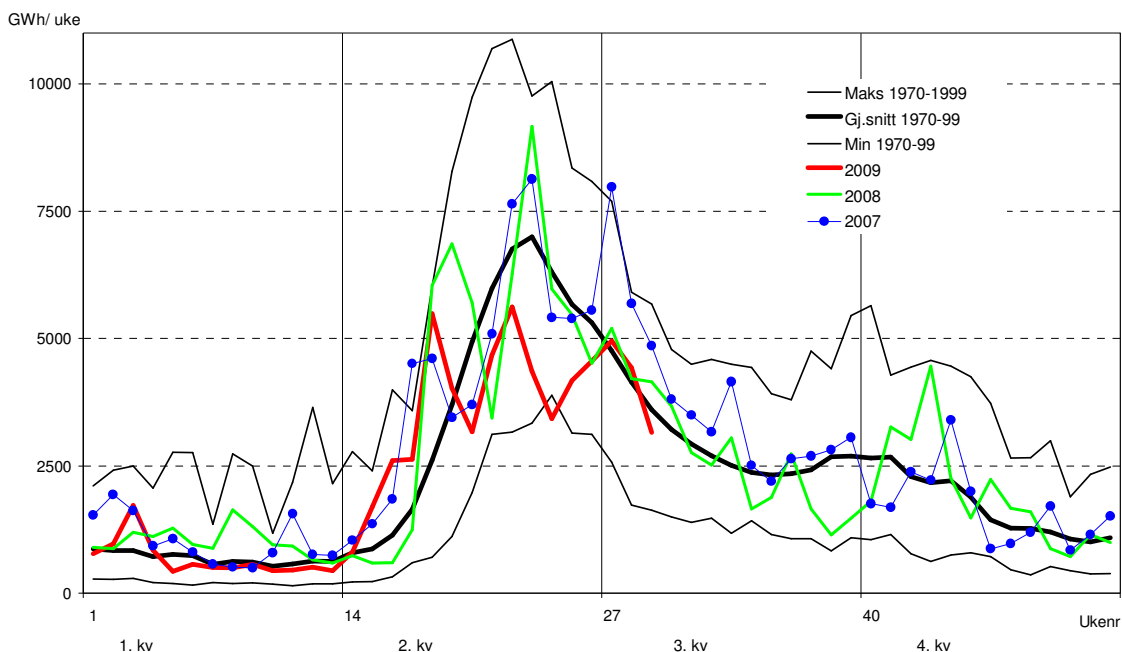
I første halvår har tilsiget vært 56 TWh. Det er

nesten 6 TWh mindre enn normalt og 14 TWh mindre enn i 2008. De siste 12 månedene har tilsiget vært 117,5 TWh, eller 5 TWh mindre enn normalt. De siste 24 månedene har tilsiget vært 258 TWh eller 13 TWh mer enn normalt.

Ressurstilgang TWh	2.kv. 2009	Avvik fra normalt	Siste 12 måneder	Avvik fra normalt
Tilsig Norge	47,2	- 5,5	117,5	- 5
Nedbør Norge	18,7	- 1,9	113	- 9
Tilsig Sverige	28,7	-0,3	56,2	-6
Snø Norge		Utgangen av 2 kv. 2009 - 50 %		Utgangen av 2 kv. 2008 normalt

Fordelingen av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.1. I april var det varmt. Det ga tidlig snøsmelting og høye tilsig. Etter en kjøligere periode i starten av mai, ga ny varme og nedbør mot slutten av måneden økt tilsig igjen. Tilsiget kulminerte i slutten av mai med 5,6 TWh. Store deler av juni var både tørr og relativt kjølig, noe som bidro til at tilsiget i siste halvdel av andre kvartal var vesentlig mindre enn normalt.

Figur 1.1.1 Nyttbart tilsig i Norge i 2007, 2008 og 2009. GWh/uke. Kilde: NVE og Nord Pool Spot

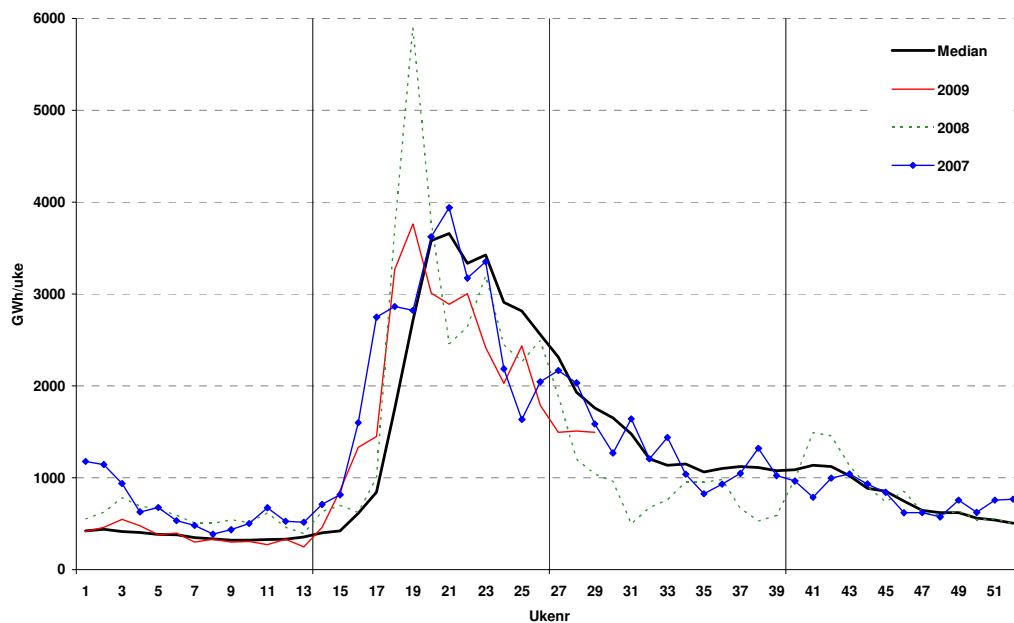


1.1.2 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vann til svenske kraftmagasiner var 28,7 TWh i andre kvartal 2009. Det er omtrent som normalt og 3,2 TWh mindre enn i samme periode i 2008. I første halvår har tilsiget vært 33,5 TWh. Det er litt mindre enn normalt, men nesten 6 TWh mindre enn i 2008.

De siste 12 månedene har tilsiget til de svenske kraftmagasinene vært 56,2 TWh. Det er vel 6 TWh under normalt og nesten 11 TWh mindre enn i tilsvarende periode ett år tidligere. De siste 24 månedene har tilsiget vært i overkant av 123 TWh. Det er ca 1 TWh mindre enn normalt.

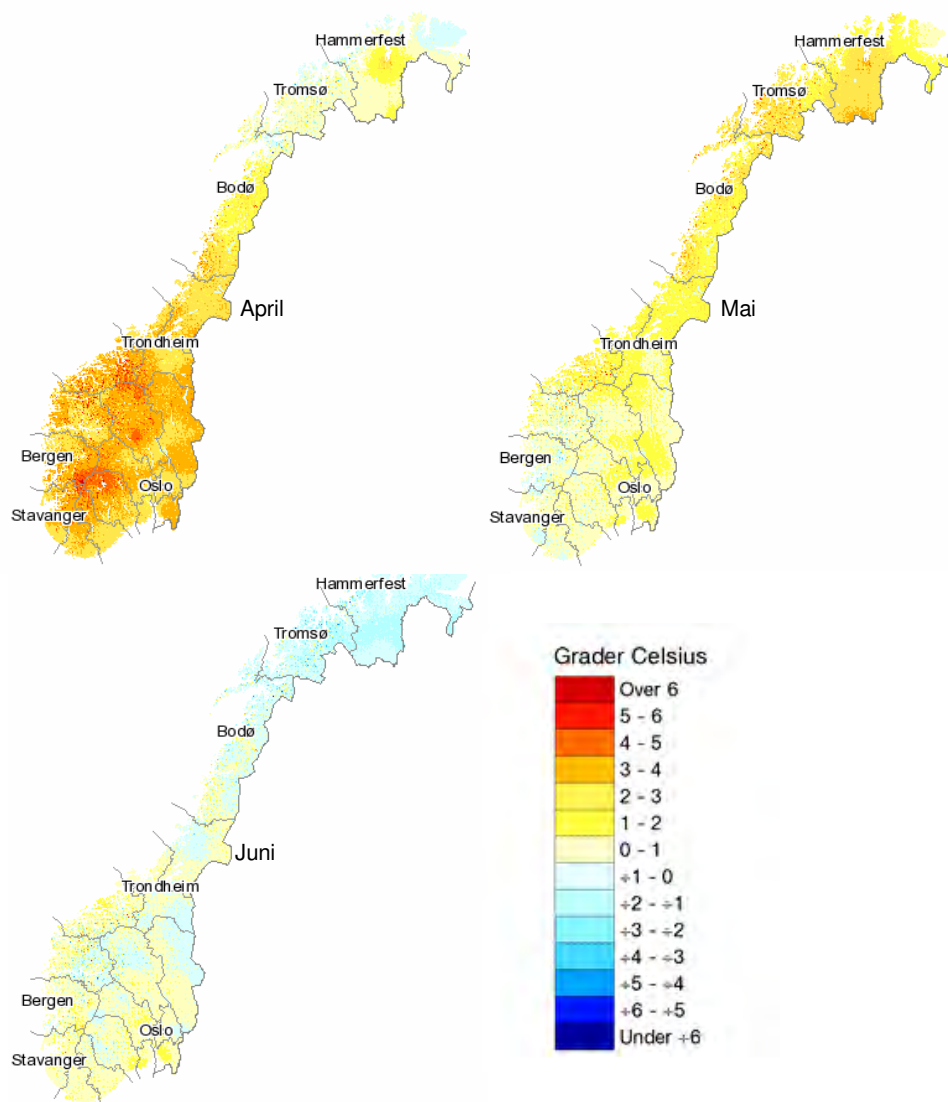
Figur 1.1.2 Tilsig i Sverige i 2007, 2008 og 2009. GWh/ uke. Kilde: Svensk energi



1.1.3 Temperatur

I april og mai var månedsmiddeltemperaturen over det normale i nesten hele landet. På Sørlandet, Østlandet og Vestlandet var temperaturen i april nesten 4 grader over normalt. Dette er den varmeste april som er registrert her siden 1900. Til tross for at det i store deler av landet var svært varmt mot slutten av juni, ga måneden som helhet temperaturer omkring eller noe under normalt.

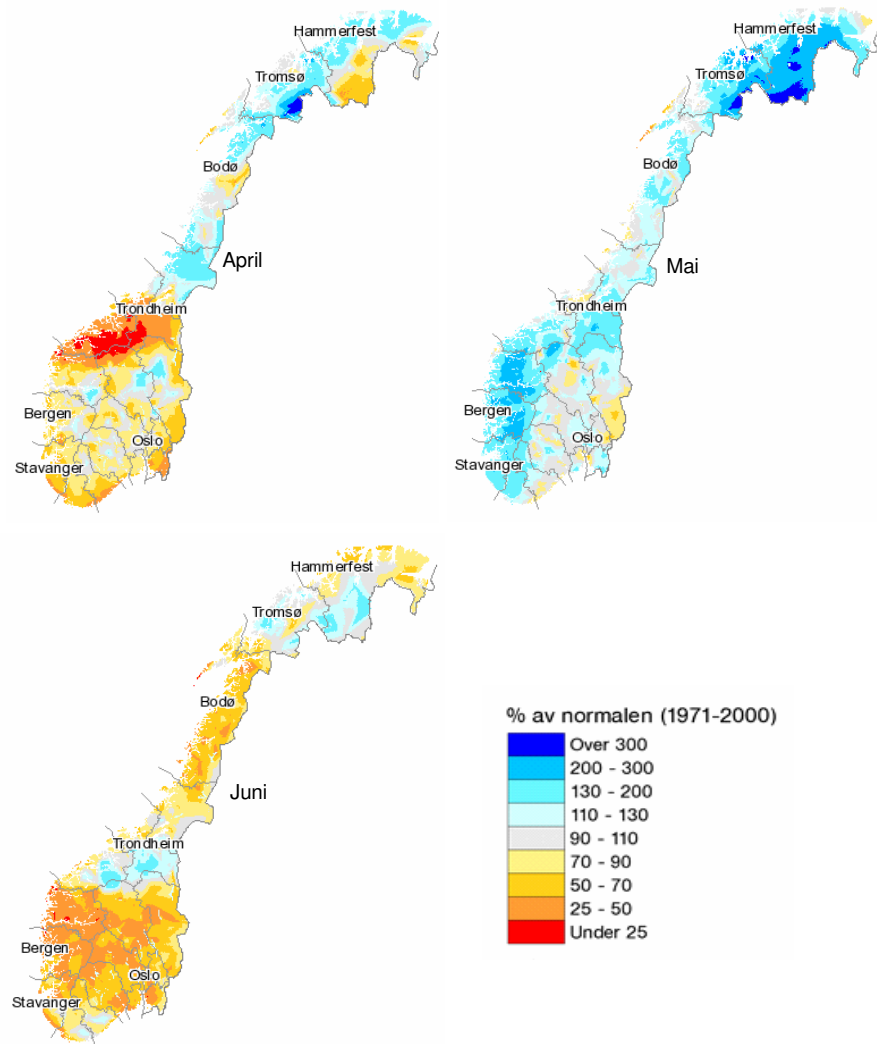
Figur 1.1.3 Temperatur, avvik i °C fra normalt (1971-2000) i april, mai og juni 2009. Kilde: NVE og met.no



1.1.4 Nedbør

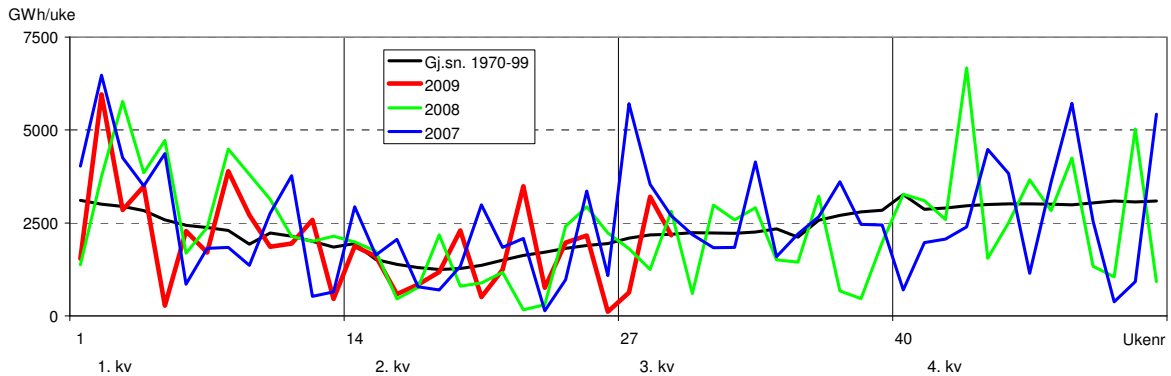
I april kom det mer nedbør enn normalt i store deler av Nord-Norge og enkelte steder i Sør-Norge. I deler av Møre og Romsdal var april den tørreste på over 30 år. I mai fikk både Vestlandet og Nord-Norge betydelig mer nedbør enn normalt. I Nord-Norge var årets mai den nest våteste som er registrert siden 1900. På store deler av Østlandet og Sørlandet kom det omkring eller noe under normal månedsnedbør. I juni kom det overveiende mindre nedbør enn normalt i Norge. I enkelte deler av Sør-Norge kom det ned mot 20 – 30 prosent av normal månedsnedbør.

Figur 1.1.4 Nedbør, avvik i prosent fra normalt (1971-2000) i april, mai og juni 2009. Kilde: NVE og met.no



I andre kvartal 2009 kom det snaut 19 TWh nedbøreneergi. Det er omkring 2 TWh mindre enn normalen. De siste 12 månedene har det kommet 113 TWh eller 9 TWh mindre enn normalt.

Figur 1.1.5 Beregnet ukentlig nedbøreneergi i 2007, 2008 og 2009. GWh/uke. Kilde: NVE



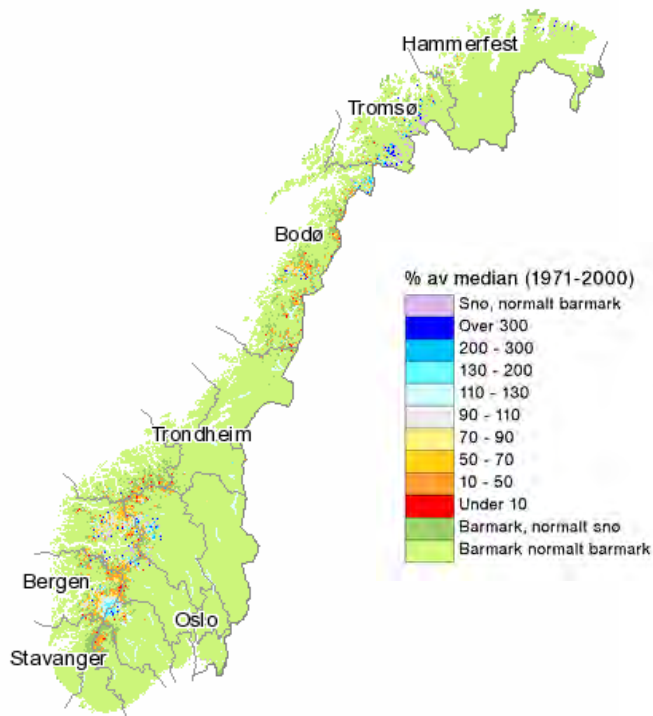
1.1.5 Snø

Både snøkartet og øvrige hydrologiske og meteorologiske kart som er presentert i dette kapitlet er basert på informasjon fra nettportalen www.seNorge.no. Dette er en gratis tjeneste som er utviklet i samarbeid mellom NVE, Meteorologisk institutt og Statens kartverk.

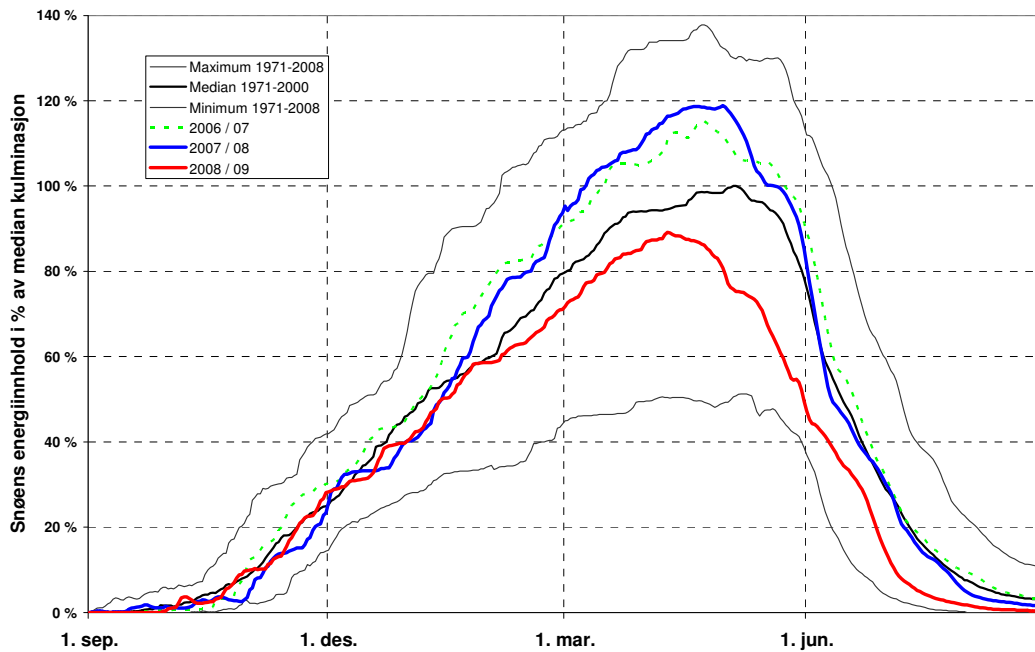
Snøsituasjonen ved utgangen av andre kvartal 2009 er illustrert i figur 1.1.6. Ved utgangen av juni var det i fjellområdene jevnt over noe mindre snø enn normalt. Flere steder var det bar mark hvor det vanligvis ligger noe snø på denne tida. Dette er angitt med en litt mørkere grønnfarge på kartet.

I figur 1.1.6 er utviklingen av snømagasinet, beregnet som all snø som drenerer til norske vannkraftmagasiner gjennom vinteren og våren vist. Beregningene er basert på snøkartet. Årets snømagasin kulminerte i første halvdel av april med snaut 90 prosent av normalt. De to foregående årene var det mer snø. Da var kulminasjonen omkring 120 og 115 prosent av normalt. Ved utgangen av juni, var snømagasinet i år omkring 50 prosent av normalt på denne tida.

Figur 1.1.6 Snømengde i prosent av median 1971- 2000 pr. 30. juni 2009.
Kilde: NVE og met.no



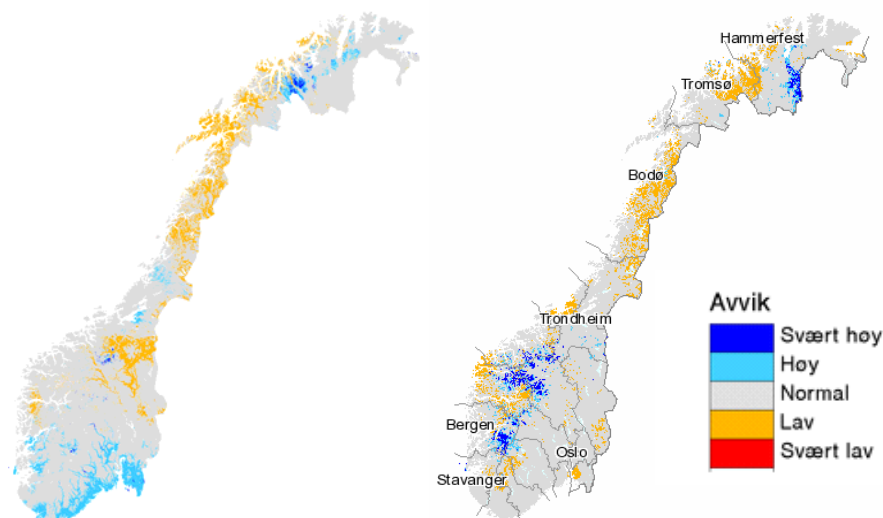
Figur 1.1.7 Utviklingen av snømagasinet vintrene 2006/07, 2007/08 og 2008/09 i prosent av median for perioden 1971 - 2000. Kilde: NVE og met.no



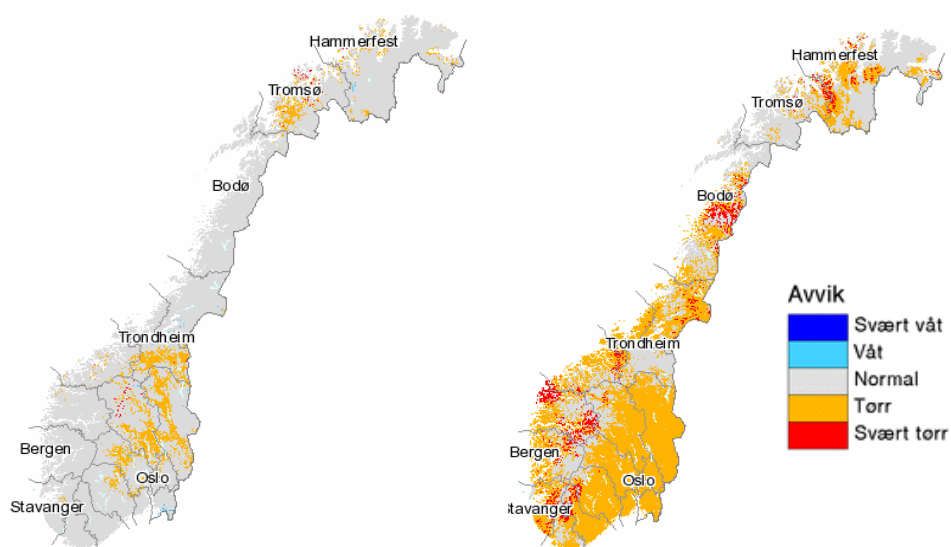
1.1.6 Grunn- og markvann

Grunnvannstand og markvannsunderskudd i prosent av normalt ved utgangen av første og andre kvartal 2009 er illustrert i figur 1.1.8 og 1.1.9. Både i starten av april og i slutten av juni var det overveiende normale grunnvannsforhold i Norge. I deler av fjellområdene på Vestlandet var det imidlertid høyere grunnvannstand enn normalt i slutten av juni. Dette skyldes både nedbør og varme (snøsmelting) i denne delen av landet mot slutten av kvartalet. Lite nedbør i juni medførte at ved utgangen av kvartalet var det på landsbasis tørrere med et større markvannsunderskudd enn normalt.

Figur 1.1.8 Grunnvannstand 1. april 2009 (venstre) og 30. juni 2009 (høyre) klassifisert som avvik i forhold til normalt for perioden 1990 - 2008. Kilde: NVE



Figur 1.1.9 Markvannsunderskudd 1. april 2009 (venstre) og 30. juni 2009 (høyre) klassifisert som avvik i forhold til normalt for perioden 1990 - 2008. Kilde: NVE



1.1.7 Tilsiget våren/ sommeren 2009

I forrige kvartalsrapport ble det presentert en analyse av forventet tilsig i løpet av smelteperioden, fra uke 14 til og med uke 30. Det vil si hele andre kvartal og 4 uker av tredje kvartal.

Prognosen var basert på sum snømagasin til de norske vannkraftmagasinene og historiske data for nyttbart tilsig. Snømagasinet ble beregnet ut fra NVEs landsdekkende snøkart. Denne analysen ga et forventet tilsig, forutsatt midlere nedbørforhold i smeltesesongen på 66 TWh, eller omkring 2 TWh mindre enn normalt. Analysen hadde et slingringsmonn på ca. ± 10 TWh, først og fremst avhengig av værutviklingen i perioden.

Nedbøreneergi i uke 14 til 30 har i år vært omkring 29 TWh, eller omtrent som normalt. Det nyttbare tilsiget i perioden har vært 65 TWh, eller omkring 3 TWh mindre enn normalt. Dette harmonerer godt med våre beregninger basert på snøkartet.

1.2 Magasinutviklingen

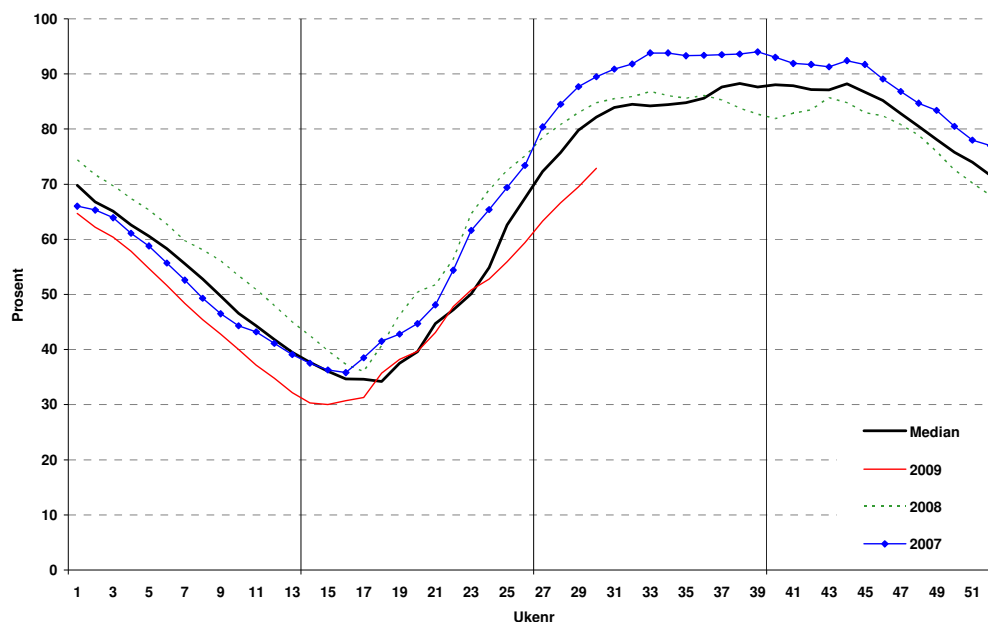
Lite snø ga magasinfylfilling under normalt

Ved inngangen til andre kvartal 2009 var fyllingsgraden 32,2 prosent. Det er 7,3 prosentpoeng under det normale¹ for årstiden og 12,8 prosentpoeng under fjorårets nivå. Årets laveste fyllingsgrad inntraff i midten av april (utgangen av uke 15) med 30,0 prosent. Tidlig snøsmelting førte til høye tilsig frem til midten av mai slik at fyllingsgraden ble liggende omkring medianverdien. Lite snø i fjellet ga tilsig under normalt i resten av kvartalet med magasinfylfilling igjen under normalt. Ved utgangen av

kvartalet var fyllingsgraden 59,4 prosent, eller 8,1 prosentpoeng under det normale for årstiden. Fyllingen ved utgangen av andre kvartal var 15,7 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2008. Det tilsvarer en energimengde på 13,2 TWh.

Magasinfylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 2. kvartal (prosent)			Magasin-kapasitet TWh
	2009	2008	Median	
Norge	59,4	75,1	67,5	84,3
Sverige	56,2	72,1	71,8	33,8
Finland	69,2	77,8	74,4	5,5

Figur 1.2.1 Fyllingsgrad for norske magasiner (100 prosent = 84,3 TWh) i 2007, 2008 og 2009, prosent. Kilde: NVE

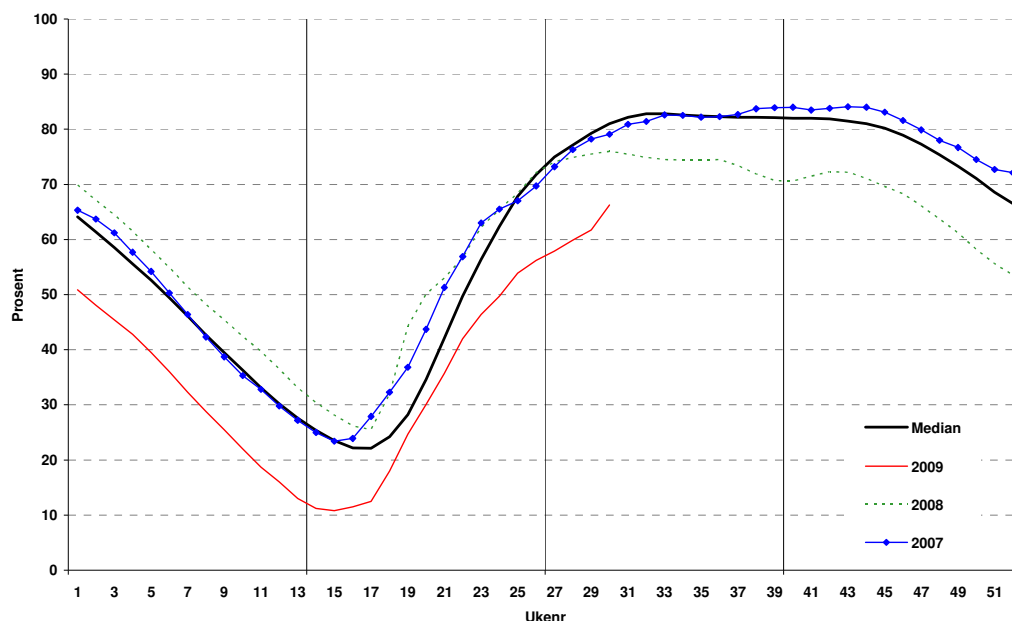


¹ Median for perioden 1990-2007

1.2.1 Magasinutviklingen i Sverige og Finland

Ved inngangen til andre kvartal 2009 var fyllingsgraden for svenske magasiner 13,0 prosent. Det er 14,6 prosentpoeng under medianverdien² til samme tid. Ved utgangen av kvartalet var magasinutfyllingen 56,2 prosent, eller 15,6 prosentpoeng under det normale. Fyllingen ved utgangen av andre kvartal 2009 var 15,9 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2008. Det tilsvarer en energimengde på 5,4 TWh.

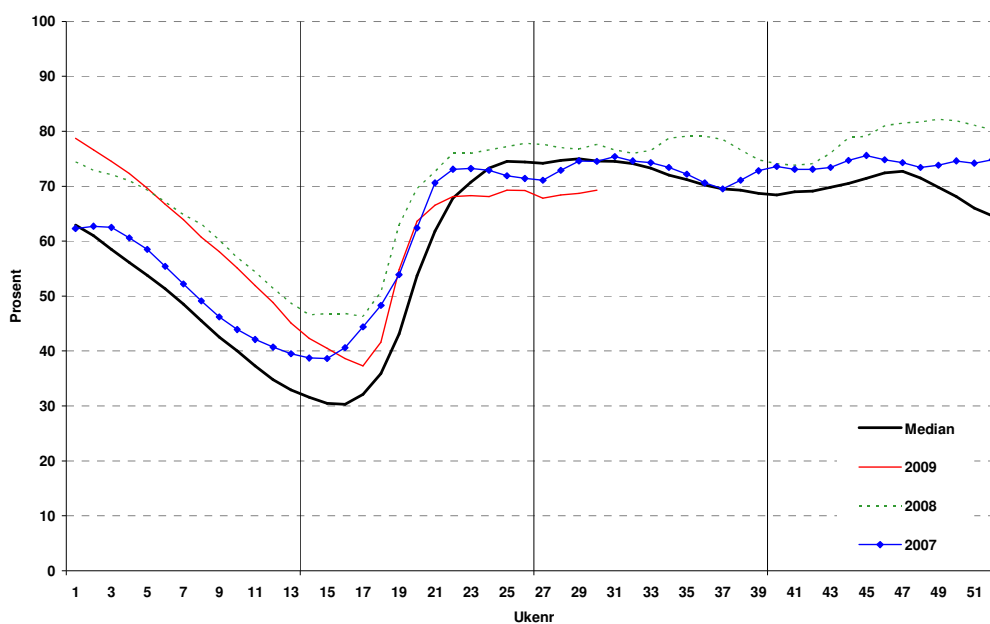
Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske magasiner (100 prosent = 33,8 TWh) i 2007, 2008 og 2009, prosent.
Kilde: Svensk Energi



Ved inngangen til andre kvartal 2009 var fyllingsgraden for finske magasiner 45,1 prosent. Det er 12,2 prosentpoeng over medianverdien til samme tid for perioden 1978 til 2001. Ved utgangen av kvartalet var magasinutfyllingen 69,2 prosent. Det er 5,2 prosentpoeng under medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av andre kvartal 2009 var 8,6 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2008. Det tilsvarer en energimengde på 0,5 TWh.

² Middelerverdier for perioden 1950-2005.

Figur 1.2.3 Fyllingsgrad for finske magasiner (100 prosent = 5,5 TWh) i 2007, 2008 og 2009, prosent.
Kilde: Nord Pool Spot



I sum er det dermed lagret 5,9 TWh mindre energi i svenske og finske magasiner ved utgangen av andre kvartal i år enn for ett år siden. Den lagrede vannmengden i Norden var ved utgangen av andre kvartal i år 72,9 TWh, eller 19,1 TWh mindre enn til samme tid i 2008 og 12,4 TWh mindre enn normalt. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske vannmagasiner er 123,6 TWh.

1.3 Produksjon

Det ble produsert 77,4 TWh elektrisk kraft i Norden i andre kvartal. Det er 15,0 TWh mindre enn i andre kvartal i 2008. Lavere vannkraftproduksjon står for nesten hele nedgangen.

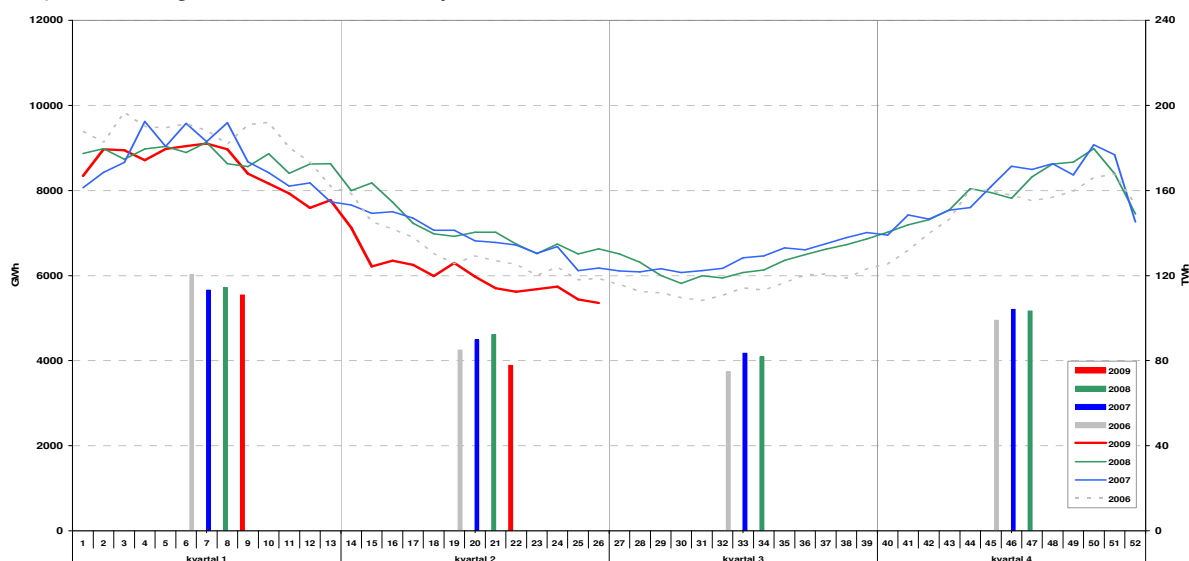
Kjernerkeftproduksjon var

også noe lavere i andre kvartal i år, mens annen varmekraftproduksjon holdt seg om lag på samme nivå som i andre kvartal i fjor.

Den samlede nordiske kraftproduksjonen var 374,1 TWh de siste 52 ukene. Det er 22,6 TWh lavere enn i de foregående 52 ukene, og nedgangen i vannkraftproduksjonen i andre kvartal utgjør en stor del av dette. Lav kjernekraftproduksjon i fjerde kvartal i 2008 i forhold til samme kvartal i 2007 bidrar også til nedgangen.

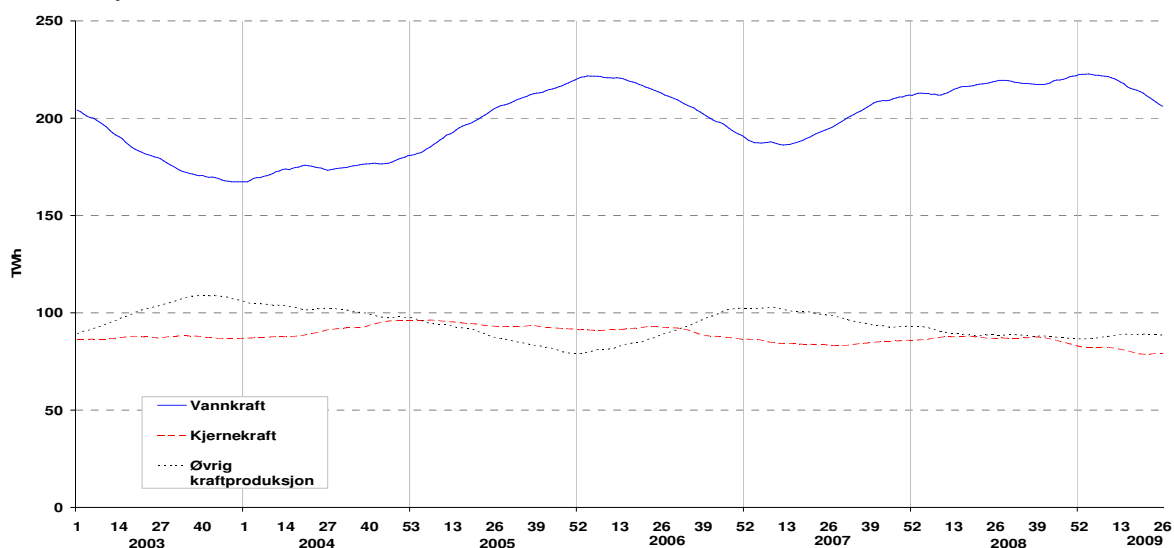
TWh	2.kv. 2009	Endring fra 1.kv. 2008	Siste 52 uker	Endring fra foregående 52 uker
Norge	25,9	-20,5 %	133,9	-6,4 %
Sverige	29,7	-17,9 %	133,5	-7,3 %
Finland	14,8	-10,8 %	71,8	-3,8 %
Danmark	6,9	-0,9 %	34,9	-0,5 %
Norden	77,4	-16,2 %	374,1	-5,2 %

Figur 1.3.1 Samlet nordisk kraftproduksjon, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Figur 1.3.2 viser nordisk kraftproduksjon i sum for de siste 52 ukene fordelt på teknologier. Totalt ble det produsert 206,1 TWh vannkraft i Norden i de siste 52 ukene. Det er 12,8 TWh mindre enn i de foregående 52 ukene. Vannkraften tilsvarende likevel 55 prosent av den samlede nordiske kraftproduksjonen de siste 52 ukene. Også kjernekraftproduksjonen har falt de siste 52 ukene sammenlignet med foregående 52-ukers periode – ned 7,8 TWh til 79,3 TWh. Kjernekraft og øvrig kraftproduksjon utgjorde henholdsvis 21 og 24 prosent av den totale produksjonen.

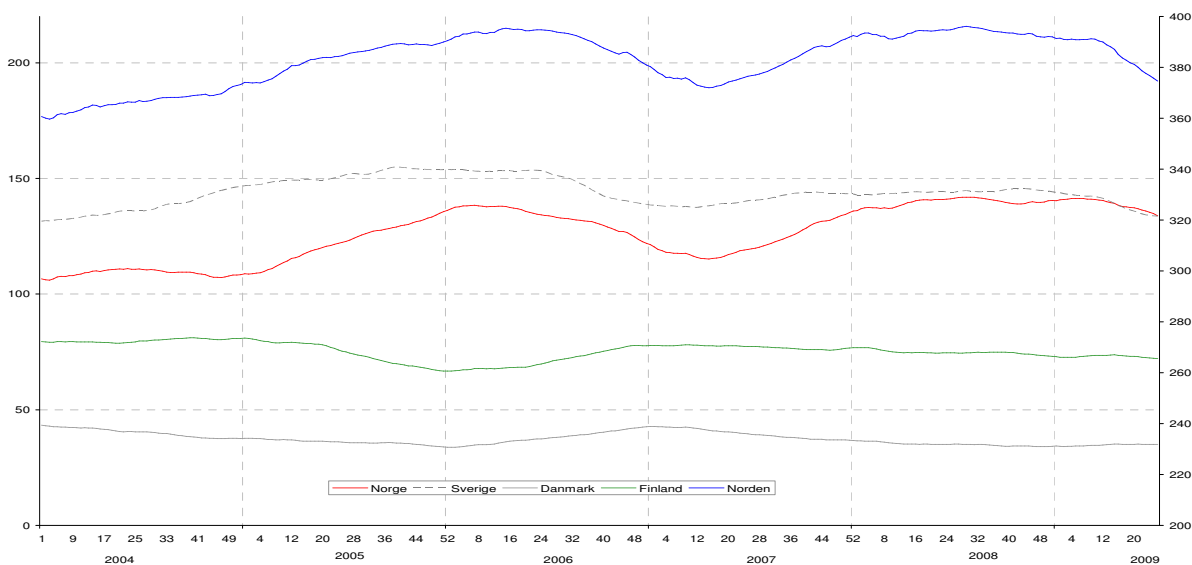
Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2003 – 2009, sum for de siste 52 ukene, TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Figur 1.3.3 viser kraftproduksjonen i sum for de siste 52 ukene fordelt på land. Den store andelen vannkraft i spesielt Norge, men også Sverige, vises på figuren gjennom svingningene i produksjonen i disse landene de siste 52 ukene. Det har vært større svingninger i Norge enn i Sverige de siste årene. Mens vannkraften står for nesten all kraftproduksjon i Norge, utgjør kjernekraften en betydelig andel av produksjonskapasiteten i Sverige. I Danmark og Finland, hvor termisk kraftproduksjon dominerer, er produksjonen mer stabil over tid.

Det er særlig i Norge og Sverige at kraftproduksjonen har falt de siste 52 ukene sammenlignet med de foregående 52 ukene. Det har også vært nedgang i Finland, mens kraftproduksjonen i Danmark har vært stabil. Lavere vannkraftproduksjon i Norge og Sverige vil trekke i retning av økt etterspørsel etter termisk produksjon i Finland og Danmark. Lavere kraftetterspørsel spesielt det siste halve året har bidratt til å utligne denne effekten.

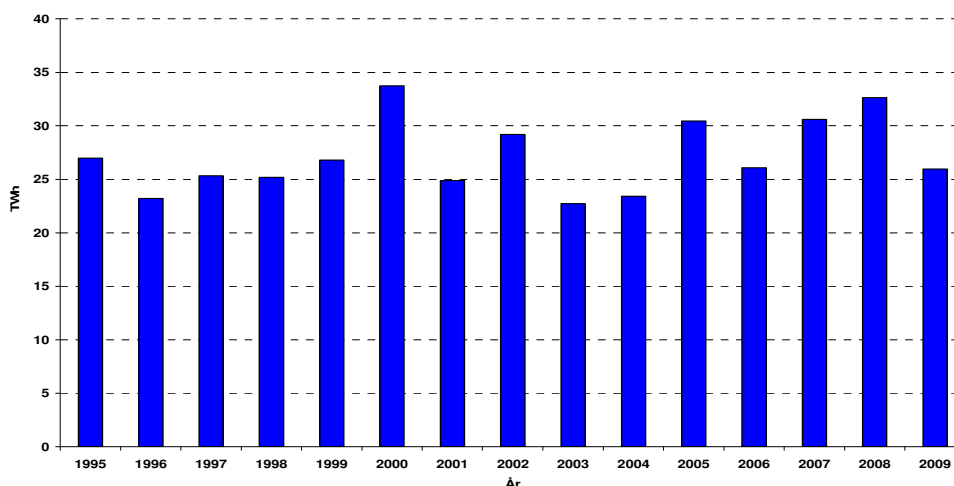
Figur 1.3.3 Nordisk kraftproduksjon fordelt på land, 2003 – 2009, sum for de siste 52 ukene, de nordiske landene (venstre akse) og samlet for Norden (høyre akse). TWh. Kilde: Nord Pool Spot



1.3.1 Norge – sterk nedgang i produksjonen

Elektrisitetsproduksjonen i Norge var 25,9 TWh i andre kvartal 2009. Det er en nedgang på 20,5 prosent fra samme periode i fjor. Produksjonen i andre kvartal er på nivå med produksjonen i samme kvartal i 2006 og er bare 3,2 TWh høyere enn den laveste produksjonen i dette kvartalet for perioden 1995-2009. Den lave produksjonen henger sammen med tilsig godt under normalt og forholdsvis lav magasinbefylling i mesteparten av kvartalet. Samtidig har det vært en økning i den termiske kraftproduksjonen, i og med at gasskraftverkene Kårstø og Melkøya periodevis har vært i drift.

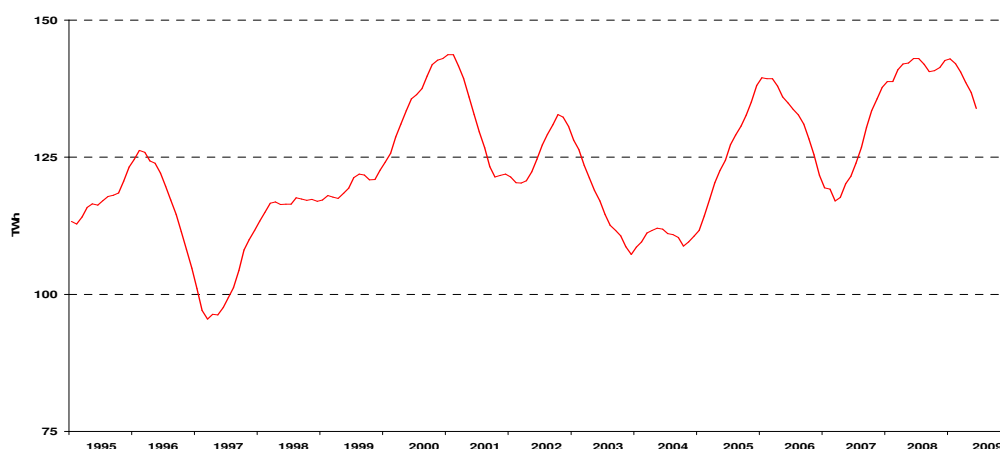
Figur 1.3.4 Kraftproduksjon i Norge, andre kvartal, 1995-2009. TWh. Kilde: NVE



I første halvår 2009 var produksjonen 64,1 TWh. Det er 8,8 TWh mindre enn i samme periode i 2008, dvs. en nedgang på 12,1 prosent.

De siste 12 månedene er det produsert 133,9 TWh mot 143,0 TWh i tilsvarende periode året før. Det er en nedgang på 6,4 prosent. Produksjonen de siste 12 månedene er dermed nesten 10 TWh lavere enn den høyeste produksjonen for en 12-månedersperiode (143,7 TWh) og ca 4 TWh høyere enn midlere årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vann-, varme- og vindkraft), som er beregnet til 130 TWh. Det var først og fremst lite tilsig i andre kvartal i år og magasinbefylling under normalt som førte til nedgangen i kraftproduksjonen de siste 12 månedene.

Figur 1.3.5 Kraftproduksjon i Norge, løpende sum for de siste 12-måneder, 1995-2009. TWh. Kilde: NVE



Den norske kraftproduksjonen varierer med tilsiget. Tørrværsperiodene i 1996 og 2002 resulterte i lav produksjon, mens våtårene 2000 og 2005 ga høy produksjon. Tilsigssvikten høsten 2002 var så kraftig at den fikk følger for produksjonen helt frem til utgangen av 2004. På samme måte har lite snø vinteren 2005/2006 og den tørre sommeren og høsten 2006 ført til lav produksjon, og høyt tilsig i 2008 til høy produksjon.

1.3.2 Kraftproduksjonen i de andre nordiske landene

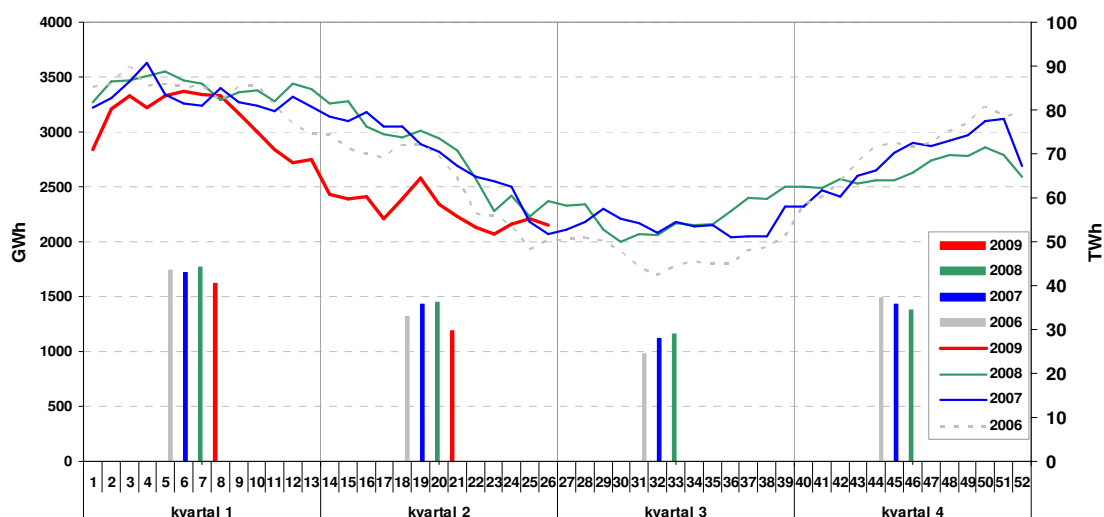
Den svenske kraftproduksjonen utgjorde 29,7 TWh i andre kvartal i år. Det er 6,5 TWh mindre enn i tilsvarende kvartal i fjor. Nedgang i vannkraftproduksjonen utgjør to tredeler av fallet, mens lavere kjernekraftproduksjon står for den siste tredelen. Det var i starten av kvartalet nedgangen var størst.

Vannkraftproduksjonen står for nesten 50 prosent av den svenske kraftproduksjonen. Tilsiget var om lag som normalt i Sverige i andre kvartal i år, men likevel betydelig lavere enn i samme kvartal i fjor. Lavere vannkraftproduksjone i andre kvartal i år enn i fjor har sammenheng med lavere tilsig. I tillegg var magasinutfyllingen lav ved inngangen av kvartalet.

Den svenske kjernekraftproduksjonen var langt lavere ved begynnelsen av kvartalet i år enn på samme tid i fjor. Det skyldes først og fremst at Oskarshamn 3 og Ringhals 1 gikk inn i en vedlikeholdsperiode allerede i mars. Disse var ute av drift hele kvartalet. Mot slutten av kvartalet bidro produksjon ved flere kjernekraftverk som på samme tid i fjor var tatt ut av drift for vedlikehold, til at kjernekraftproduksjonen var høyere i disse ukene i år enn i fjor.

Den svenske kraftproduksjonen var 133,5 TWh de siste 52 ukene. Det er en nedgang på 7,3 prosent fra de foregående 52 ukene. Både vannkraft- og kjernekraftproduksjonen har falt det siste året.

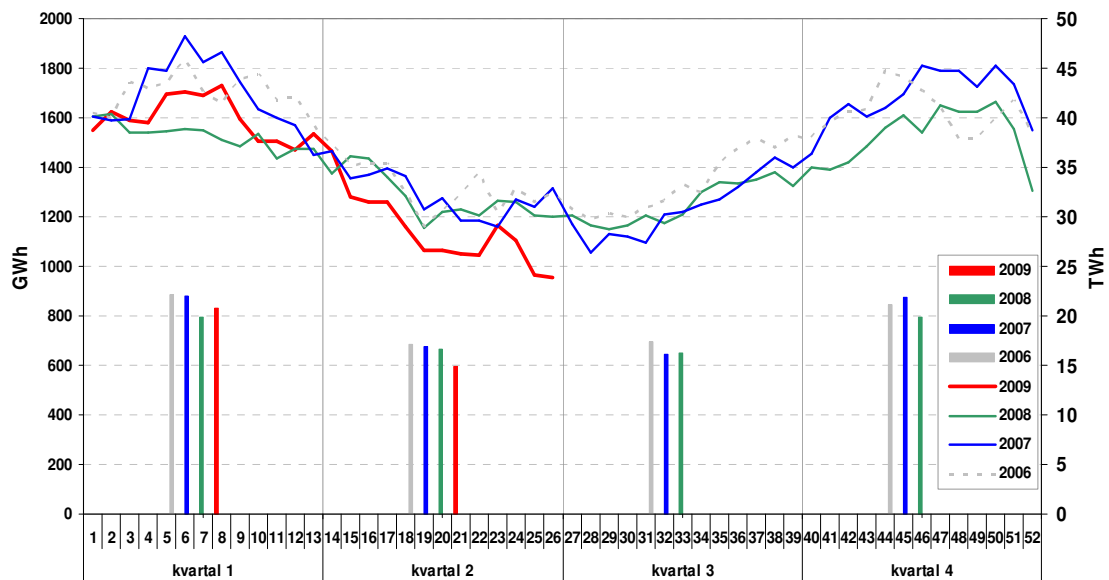
Figur 1.3.7 Svensk produksjon, 2006 – 2009, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



I Finland var kraftproduksjonen 14,8 TWh i andre kvartal i år. Det er 1,8 TWh lavere enn i andre kvartal 2008. Den finske kjernekraftproduksjonen er svært stabil. Det var nedgang i annen varmekraft- og vannkraftproduksjonen fra tilsvarende kvartal i fjor. På grunn av lavere vannkraftproduksjon, gikk fyllingsgraden ved de finske vannmagasinene fra å være 12,2 prosentpoeng over medianen ved inngangen til kvartalet, til å være 5,2 prosentpoeng under medianen ved slutten av kvartalet.

Den finske kraftproduksjonen utgjorde 71,8 TWh de siste 52 ukene. Det er 2,7 TWh mindre enn i de foregående 52 ukene. I motsetning til i Sverige og Norge økte den finske vannkraftproduksjonen noe det siste året. Det har vært nedgang i termisk kraftproduksjon. Høye brenselpriser i andre halvdel av 2008 har bidratt til det. Den termiske kraftproduksjonen har i første halvdel av 2009 vært om lag uendret fra første halvdel av 2008.

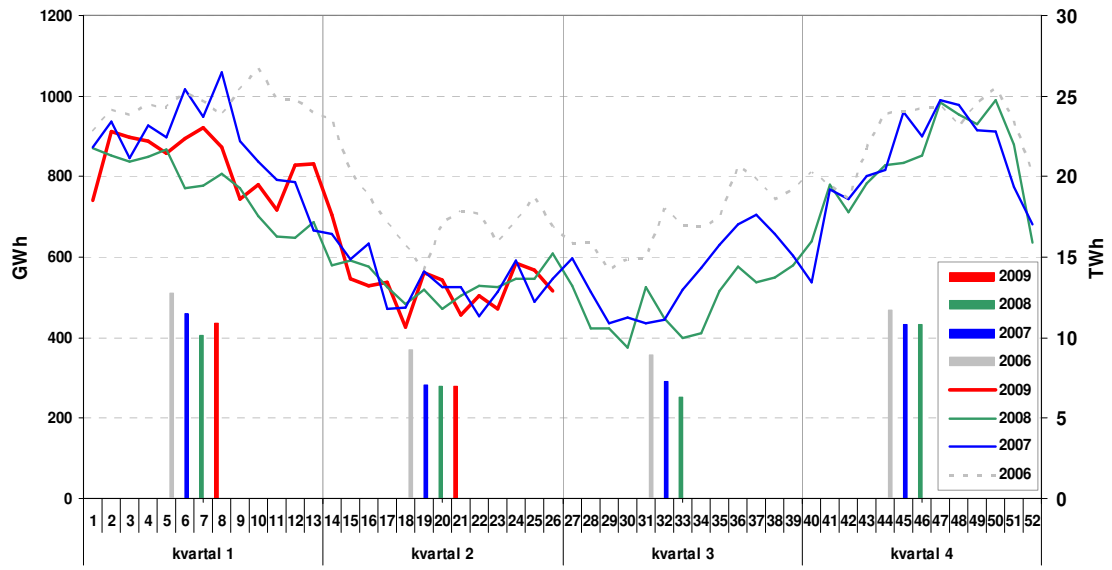
Figur 1.3.8 Finsk produksjon, 2006 – 2009, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Den samlede danske kraftproduksjonen var 6,9 TWh i andre kvartal. Det er en nedgang på 0,1 TWh fra andre kvartal i fjor. Den danske vindkraftproduksjonen økte med 0,4 TWh fra andre kvartal i fjor og utgjorde 21 prosent av den totale danske kraftproduksjonen i andre kvartal i år. Moderat nedgang i den termiske produksjonen bidro til at den samlede danske produksjonen falt litt.

I sum for de siste 52 ukene var den danske kraftproduksjonen 34,9 TWh. Det er om lag uendret sammenliknet med tilsvarende periode året før.

Figur 1.3.9 Dansk produksjon, 2006 – 2009, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



1.4 Forbruk

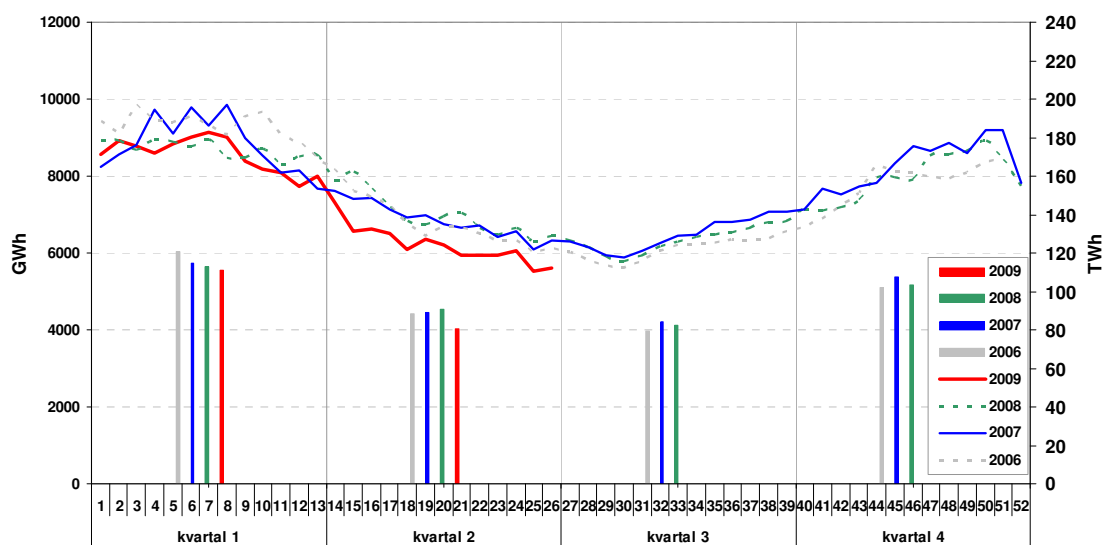
Det samlede nordiske kraftforbruket var 80,5 TWh i andre kvartal. Det er en nedgang på 10,3 TWh sammenlignet med andre kvartal 2008. Ikke siden 1999 har det nordiske kraftforbruket vært lavere i andre kvartal. Det var små endringer i

TWh	2.kv. 2009	Endring fra 2.kv. 2008	Siste 52 uker	Endring fra foregående 52 uker
Norge	25,3	-14,1 %	124,3	-3,9 %
Sverige	29,4	-11,0 %	137,4	-4,4 %
Finland	17,9	-10,7 %	81,6	-6,9 %
Danmark	8,0	-4,0 %	35,1	-2,1 %
Norden	80,5	-11,3 %	378,3	-4,6 %

temperaturen i andre kvartal i år i forhold til andre kvartal i fjor. Det er nærliggende å anta at lavere aktivitetsnivå i den nordiske økonomien har bidratt til lavere kraftteterspørsel. Det var nedgang i kraftforbruket i alle de nordiske landene, og nedgangen var størst i Norge.

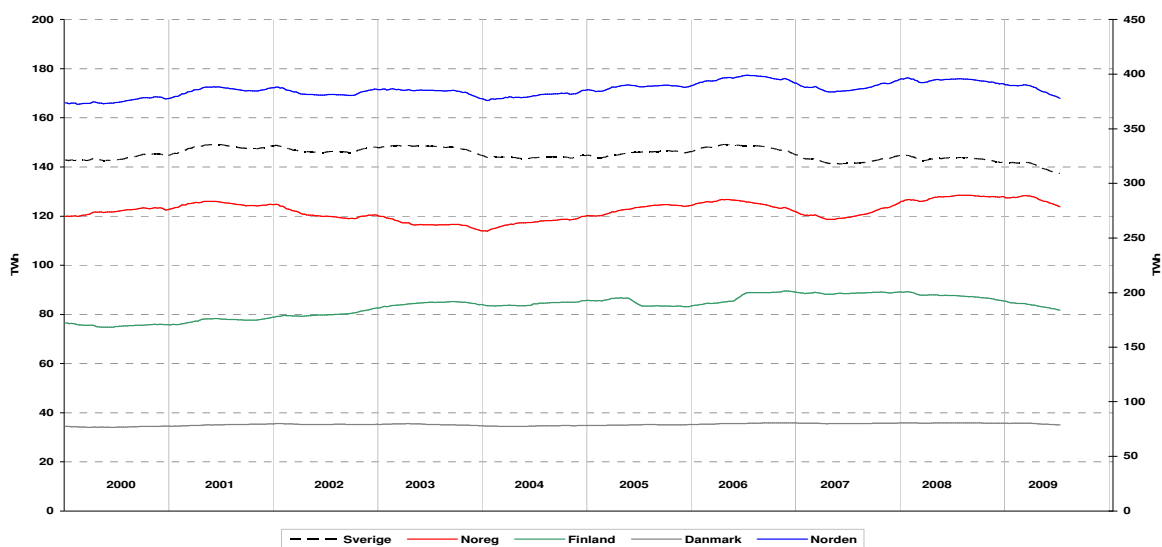
I sum for de siste 52 ukene har det nordiske kraftforbruket vært 378,3 TWh. Det er en nedgang på 18,2 TWh sammenlignet med samme periode for ett år siden. Også for de siste 52 ukene har det vært nedgang i alle de nordiske landene. Det har vært nedgang i forbruket hele det siste året, men det er særlig nå i andre kvartal at forbruksreduksjonen har vært sterk. Relativt sett har det vært størst nedgang i det finske kraftforbruket.

Figur 1.4.1 Samlet nordisk kraftforbruk, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Figur 1.4.2 viser det nordiske kraftforbruket i sum for de siste 52 ukene fordelt på land fra 2000 til 2009. Med unntak av i Danmark går en stor andel av elektrisitetsforbruket til oppvarming i Norden. Mens kraftforbruket i de andre nordiske landene svinger med temperaturene, er det danske forbruket langt jevnere. Lavere kraftteterspørsel som følge av lavere økonomisk aktivitet gir seg utslag i fallende kurver utover 2009.

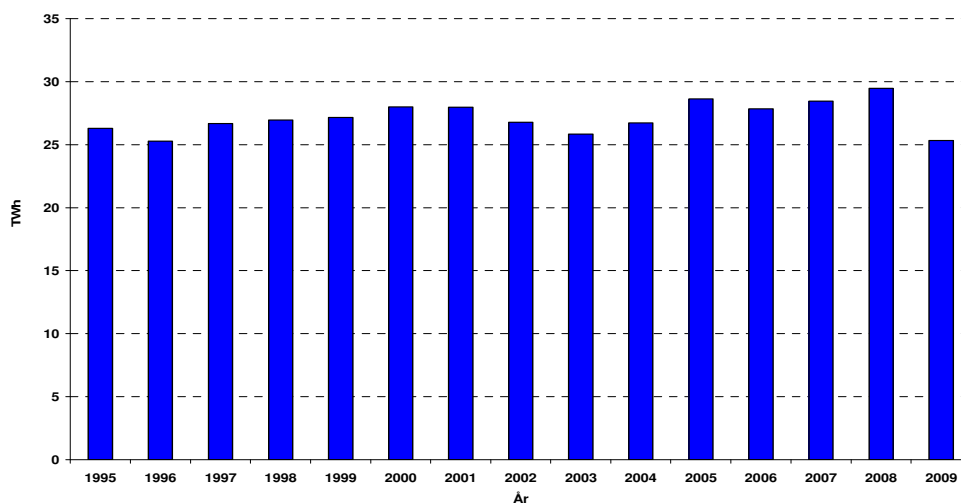
Figur 1.4.2 Nordisk kraftforbruk fordelt på land, 2000 – 2009, sum for de siste 52 ukene, de nordiske landene (venstre akse) og samlet for Norden (høyre akse), TWh. Kilde: Nord Pool Spot



1.4.1 Norge – nedgang i forbruket

Det innenlandske elektrisitetsforbruket var i andre kvartal 25,3 TWh mot 29,5 TWh i samme kvartal i 2008. Det er en nedgang på 14,1 prosent. Forbruket i dette kvartalet er det nest laveste for perioden 1995-2009, hårfint høyere enn i samme kvartal i 1996.

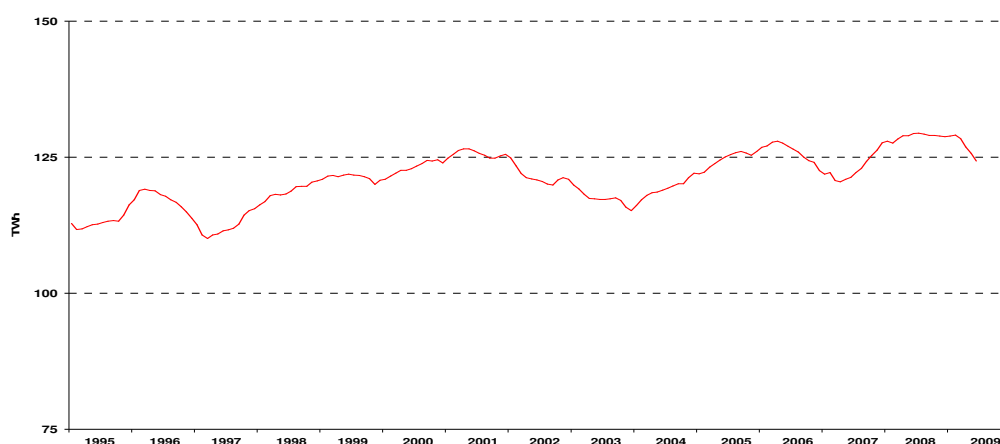
Figur 1.4.3 Innenlandsk forbruk av elektrisk kraft i andre kvartal for perioden 1995-2009, TWh. Kilde: NVE



I første halvår 2009 var elektrisitetsforbruket 62,6 TWh. Det er 4,5 TWh lavere enn i samme periode i 2008, dvs. en nedgang på 6,7 prosent.

De siste 12 månedene har elektrisitetsforbruket vært 124,3 TWh. Det er en nedgang på 5,1 TWh eller 3,9 prosent i forhold til forhold til samme periode ett år tidligere. Forbruket de siste 12 månedene er nesten 6 TWh lavere enn midlere årsproduksjon.

Figur 1.4.4 Innenlandsk elektrisitetsforbruk, løpende sum for de siste 12-måneder, 1995-2009. TWh. Kilde: NVE

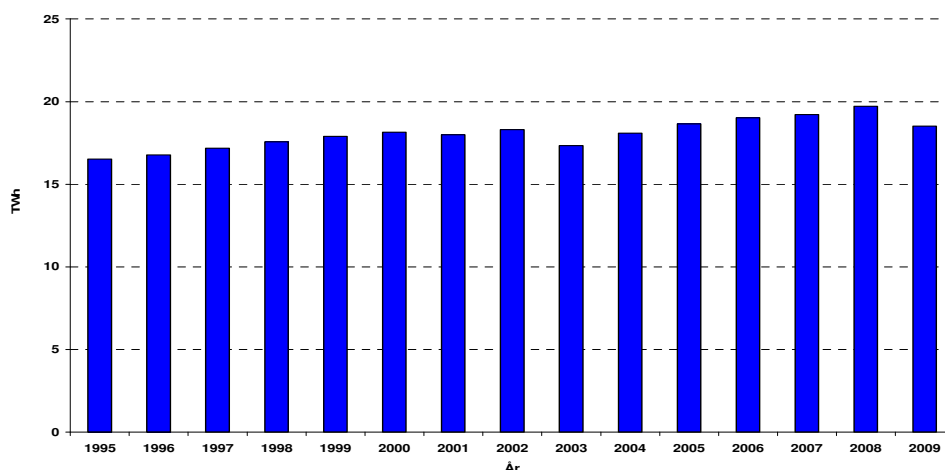


Fra april 2006 falt forbruket i 12 måneder. Fra mai 2007 fulgte en sammenhengende vekstperiode som flatet ut sommeren 2008. I tiden etter dette har forbruket falt. Hovedårsaken til utflatingen og nedgangen i forbruket er kraftig redusert økonomisk aktivitet på grunn av fallet i verdensøkonomien.

Forbruket i alminnelig forsyning var 17,5 TWh i andre kvartal i år mot 18,9 TWh i tilsvarende kvartal i 2008. Det er en nedgang på 7,1 prosent. I første halvår 2009 var det en nedgang på 0,6 prosent og for siste 12-månedersperiode en nedgang på 0,8 prosent.

Andre kvartal var litt varmere enn samme kvartal i 2008, men betydelig varmere enn normalt. Korrigert til normale temperaturforhold ble det alminnelige forbruket 18,5 TWh i andre kvartal 2009 mot 19,7 TWh i tilsvarende kvartal i 2008. Det er en nedgang på 6,1 prosent. I første halvår av 2009 var det en nedgang på 3,4 prosent og for siste 12-månedersperiode en nedgang på 2,0 prosent, sammenlignet med samme periode foregående år.

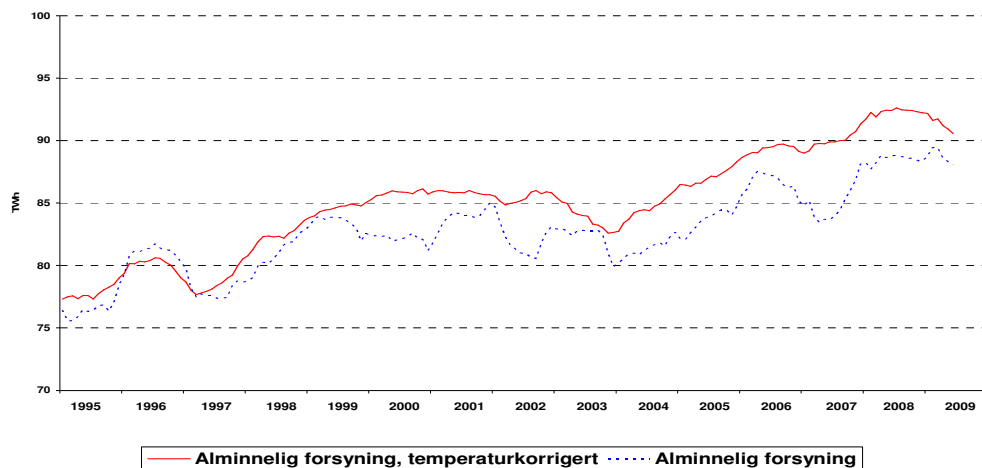
Figur 1.4.5 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, andre kvartal 1995-2009. TWh. Kilde: NVE



Figur 1.4.5 viser at det temperaturkorrigerede forbruket i alminnelig forsyning i andre kvartal stort sett har økt jevnt i hele perioden 2004-2008. I 2009 ser vi en nedgang i forbruket, noe som først og fremst har sammenheng med finanskrisen og dens virkninger. Det temperaturkorrigerede

forbruket i alminnelig forsyning i andre kvartal 2009 er likevel det femte høyeste som er blitt registrert i dette kvartalet.

Figur 1.4.6 Forbruk i alminnelig forsyning, med og uten temperaturkorrigering, sum for de siste 12-måneder, 1995-2009. TWh. Kilde: NVE

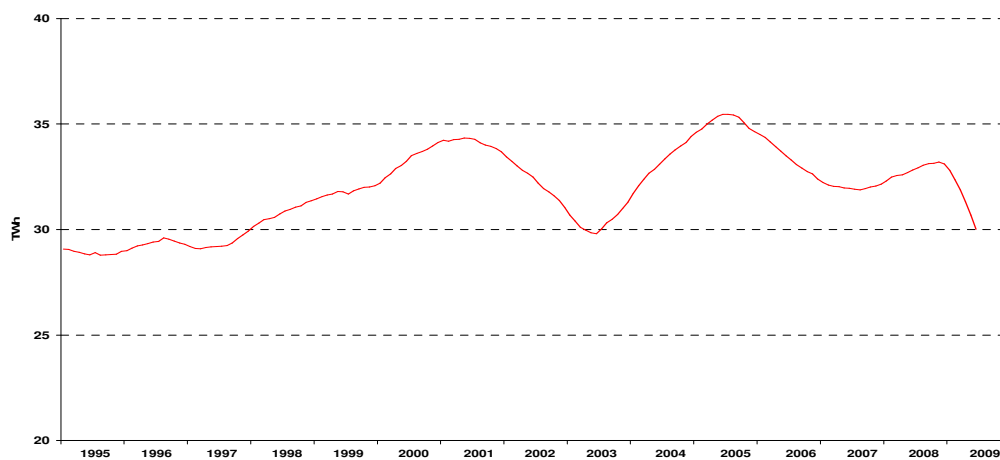


Figur 1.4.6 viser at det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning de siste 12 måneder er i ferd med å falle etter å ha steget fra februar 2007 til juli 2008.

Kraftforbruket i kraftintensiv industri har siden høsten 2005 falt på grunn av blant annet redusert aktivitet og nedleggelse for deler av industrien som følge av høye kraftpriser og lave produktpriser. Fra høsten 2007 var det igjen økning i denne forbrukssektoren, mens vi i 2009 ser en sterk nedgang. En viktig forklaring på nedgangen finner vi i lave produktpriser grunnet det kraftige fallet i verdensøkonomien. Forbruket i kraftintensiv industri var i andre kvartal 22,4 prosent lavere enn i samme periode i 2008, dvs. en reduksjon på 1,8 TWh til 6,3 TWh.

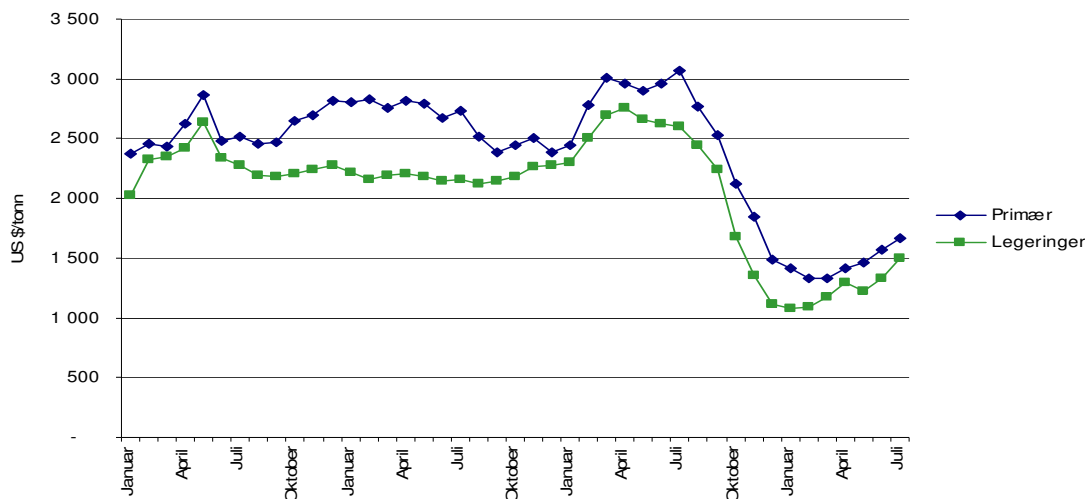
De siste 12 månedene har forbruket i kraftintensiv industri vært 30,0 TWh referert kraftstasjon. Det er en nedgang på 8,6 prosent fra året før.

Figur 1.4.7 Forbruk i kraftintensiv industri, sum for de siste 12-måneder, 1995-2009. TWh. Kilde: NVE



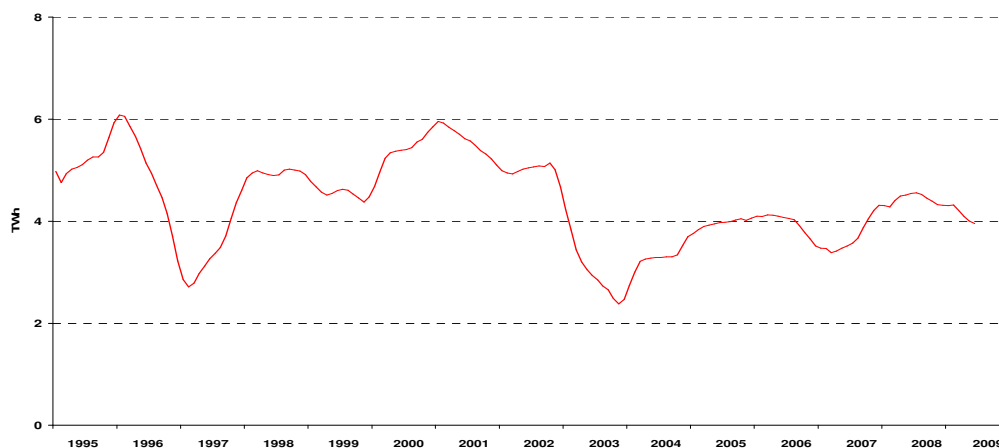
En stor del av reduksjonen i kraftintensiv industri har kommet innen næringen som produserer aluminium. Som nevnt i forrige kvartalsrapport har Hydro valgt å forsere utfasingen av den såkalte søderbergteknologien på Karmøy. Dette tilsvarer elektrisitetsforbruket på årsbasis på over 1,5 TWh. I tillegg har Hydro midlertidig valgt å stenge den eldste produksjonslinjen på Sunndalsøra. Denne linjen har et årsforbruk på 1,6 TWh. I tillegg har Sør-Norge Aluminium redusert produksjonskapasiteten med 50 prosent. Hvor lenge de midlertidige reduksjonene vil vare er usikkert, sett i lys av at sluttprisene på aluminium har vist tegn til bedring de siste månedene.

Figur 1.4.8 Pris på aluminium og legeringer per måned \$/tonn, januar 07 – juni 09. Kilde: LME



Forbruket av kraft til elektrokjeler var i andre kvartal 25,2 prosent lavere enn i tilsvarende periode i 2008. I første halvår var det en nedgang på 14,6 prosent. De siste 12 månedene har forbruket vært 4,0 TWh som er 13,0 prosent lavere enn i samme periode ett år tidligere. 12-månedersforbruket er vel 65 prosent av hva det var i 1995 og 2000. I begge disse årene nådde forbruket opp i ca 6 TWh.

Figur 1.4.9 Forbruk av kraft til elektrokjeler, sum for de siste 12 månedene, 1995-2009. TWh. Kilde: NVE



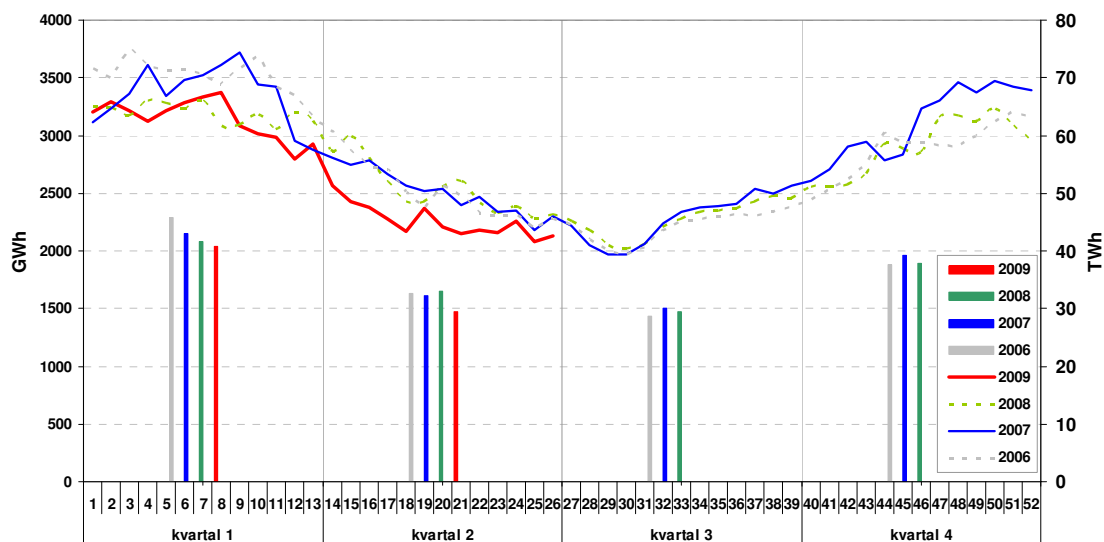
Fra høsten 2008 har oljeprisen falt kraftig og har siden holdt seg på et lavt nivå, selv om den har steget noe den siste tiden. Kraftprisene har også falt i denne perioden, men relativt sett ikke så mye som oljeprisen. Dette antas å være hovedgrunnen til den sterke nedgangen i kraftforbruket til elektrokjeler.

1.4.2 Kraftforbruket i de andre nordiske landene

Det svenske kraftforbruket var 29,4 TWh i andre kvartal. Det er 3,6 TWh mindre enn i andre kvartal 2008. Korrigert for temperaturer var nedgangen like stor. Det temperaturkorrigerte, svenske kraftforbruket var 33,3 TWh i andre kvartal.

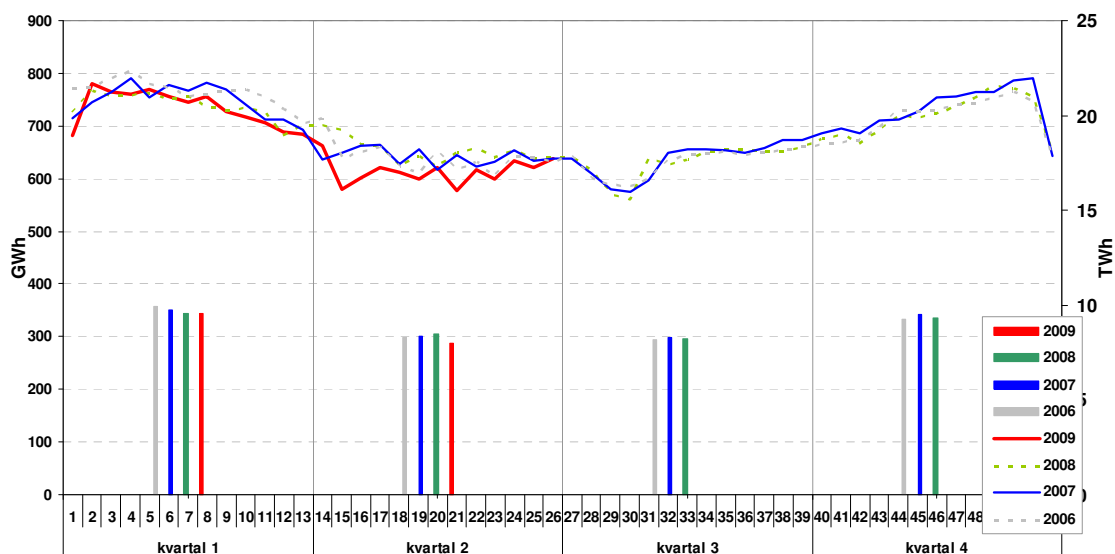
Det svenske kraftforbruket var 137,4 TWh i sum for de siste 52 ukene. Det er det laveste svenske årsforbruket som er registrert siden 1990-tallet.

Figur 1.4.11 Svensk forbruk, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



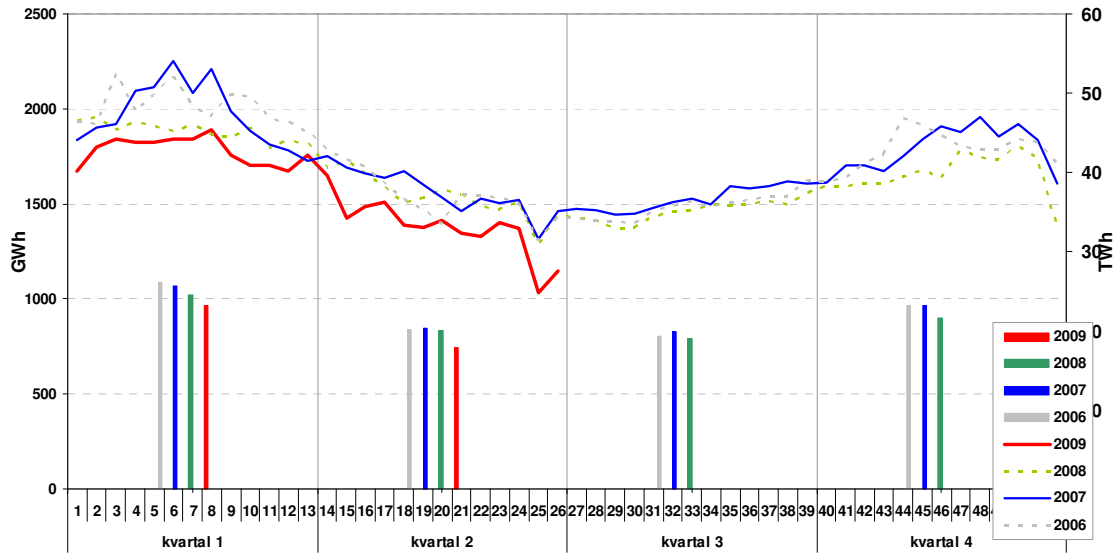
Kraftforbruket i Danmark var 8,0 TWh i andre kvartal i år. Det er 0,3 TWh mindre enn i andre kvartal 2008. Forbruket var 4,7 TWh på Jylland og 3,2 TWh på Sjælland. I sum for de siste 52 ukene var det danske kraftforbruket 35,1 TWh. Det er en nedgang på 0,8 TWh sammenlignet med de foregående 52 ukene.

Figur 1.4.12 Dansk forbruk, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Det finske kraftforbruket var 17,9 TWh i første kvartal. Det er 2,1 TWh mindre enn i tilsvarende kvartal i fjor. Det er det laveste kraftforbruket i Finland i andre kvartal som er registrert siden 2001. De siste 52 ukene var det finske kraftforbruket 81,6 TWh. Det er 6,0 TWh mindre tilsvarende periode året før. Mindre elektrisitetsforbruk i finsk papirindustri bidrar til å forklare den sterke nedgangen i Finland.

Figur 1.4.13 Finsk forbruk, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



1.5 Andre energibærere i Norge

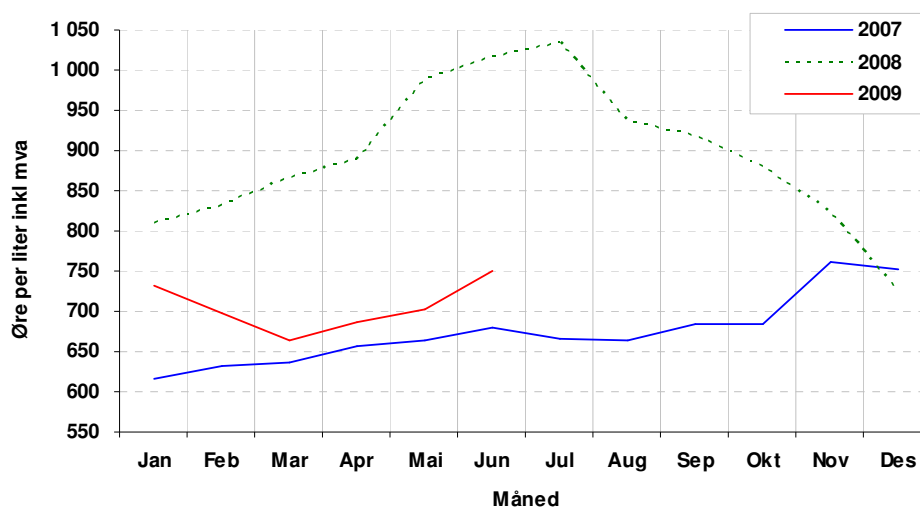
I tillegg til elektrisitet er olje, parafin, gass og biobrensel viktige energibærere til stasjonær sluttbruk, og fjernvarme har økende utbredelse. For andre energibærere enn elektrisitet foreligger ikke offisiell statistikk for kvartalsvis forbruk. Salgstall for petroleumsprodukter kan imidlertid benyttes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

Fyringsoljer

Av petroleumsprodukter til oppvarming i stasjonær sektor benyttes i hovedsak fyringsparafin og fyringsolje. Fyringsparafin benyttes stort sett i husholdningene. Lett fyringsolje benyttes i flere sektorer, men vi fokuserer her på stasjonære formål innenfor industri, bergverk og kraftforsyning, husholdninger, næringsbygg mv og offentlig virksomhet. Bruken av petroleumsprodukter til oppvarming avhenger i stor grad av prisforholdet mellom olje og elektrisitet fordi mange sluttbrukere har utstyr som tillater veksling til den til enhver tid rimeligste energibæreren.

Ikke volumveid gjennomsnittspris³ på lett fyringsolje har i andre kvartal 2009 vært rundt 26 prosent lavere enn for tilsvarende periode i fjor. Grafen under viser at prisen steg kraftig i første halvdel av 2008, mens den siden forrige sommer har sunket. Prisene viser en svak stigning i andre kvartal 2009.

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

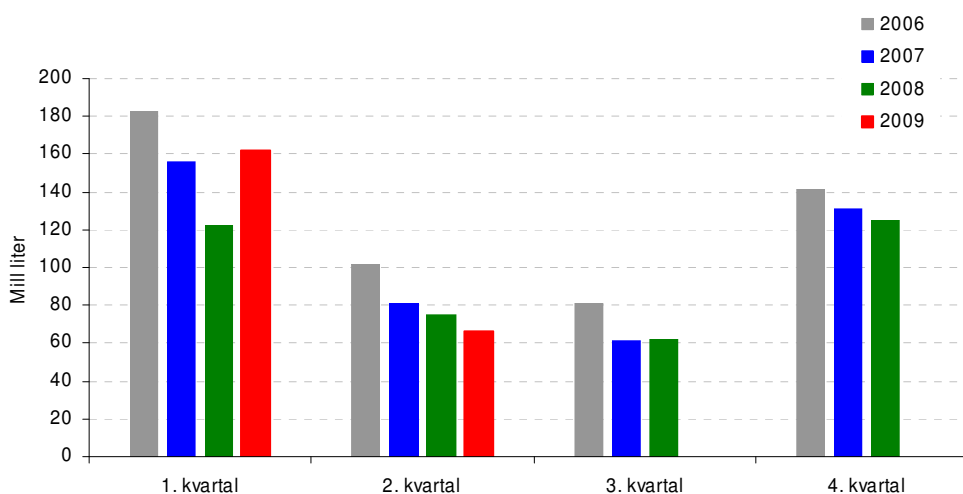


³ Priser fra Norsk petroleumsinstitutt, som bruker priser SSB samler inn i forbindelse med konsumprisindeksen. For fyringsolje er det levering av olje med standard kvalitet fra oljeselskapene til fem ulike steder i Norge som samles inn. Prisene er medregnet dropptillegg, kjøretillegg og gjennomsnittlig rabatt ved leveranse på 2000 liter. På grunnlag av disse prisene regnes et veid gjennomsnitt.

Figuren under viser at det i andre kvartal 2009 ble solgt 66 millioner liter lett fyringsolje til sektorene industri, bergverk og kraftforsyning, boliger, næringsbygg m.v, og offentlig virksomhet. Dette er en nedgang på ca. 12 prosent fra andre kvartal 2008, og en nedgang på 19 prosent i forhold til andre kvartal 2007. Det er særlig industri, bergverk og kraftforsyning som har redusert sitt forbruk.

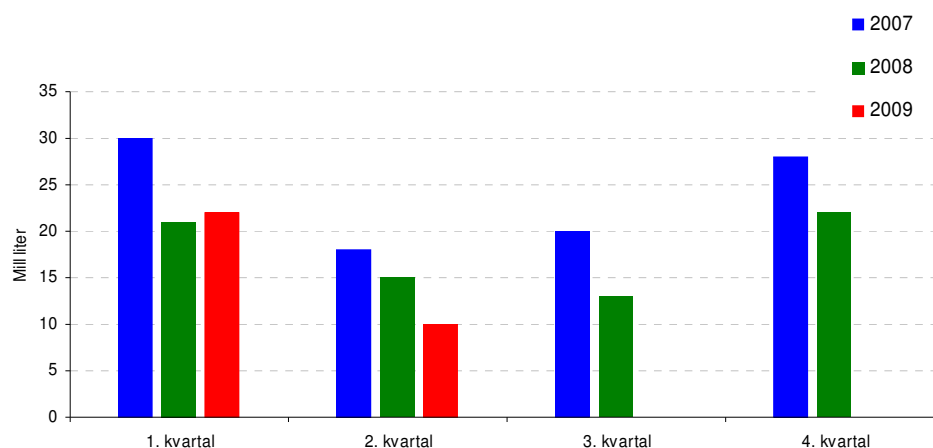
Utviklingen i salget viser nå samme trend som tidligere. I første kvartal var forbruket av fyringsolje en del over normalt, men dette kan ha hatt sammenheng med en kuldeperiode i februar, samt at prisen på fyringsolje sank kraftig høsten 2008 og våren 2009, mens prisen på el var høy og ikke sank like raskt som prisen på fyringsolje.

Figur 1.5.2 Kvartalsvis salg av lett fyringsolje for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, boliger, næringsbygg m.v, og offentlig virksomhet, 2006-2009. Kilde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



I andre kvartal 2009 ble det solgt 10 millioner liter fyringsparafin, mot 15 millioner liter i andre kvartal 2008, og 18 millioner i andre kvartal 2007. Det er en reduksjon på ca 33 prosent i forhold til tilsvarende kvartal i fjor. Salget i første kvartal var langt over normalen, noe som trolig skyldes en kuldeperiode i februar, relativt lave priser på olje og høyere priser på el. Salget av fyringsparafin har jevnt over gått ned siden 2003.

Figur 1.5.3 Kvartalsvis salg av fyringsparafin for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, boliger, næringsbygg m.v, og offentlig virksomhet, 2007-2009. Kilde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



Ved

SSBs tall for 2008 viser at vedforbruket i norske boliger og fritidsboliger i 2008 var 1,44 millioner tonn. Om lag 1,25 millioner tonn ble brent i boliger, og i underkant av 192 500 tonn i fritidsboliger. Til sammen utgjør dette et teoretisk energiinnhold på ca 6,7 TWh, og nyttiggjort energi på ca 3,6 TWh. Nye rentbrennende ovner gjør at husholdningene får nyttiggjort opp mot 0,9 TWh ekstra energi av den brente veden i 2008, i forhold til en situasjon der all veden ble brent i "gamle" ovner.

Mer enn 45 prosent av veden ble brent i rentbrennende ovner i boliger i 2008. Andelen som brennes i rentbrennende ovner er stigende. I 2007 var andelen 41 prosent, og i 2006 var den 38 prosent. I tillegg ble 50 prosent brent i gamle ovner, og 4 prosent ble brent i peis.

For fritidsboligene regner en at 31 prosent av veden ble brent i nye, rentbrennende ovner, 58 prosent i gamle ovner og 11 prosent i peis. Disse tallene er omtrent det samme som i 2006 og 2007.

Dersom veden som brennes i rentbrennende ovner i boliger og fritidsbygg hadde vært brent i gamle ovner ville utslippene av svevestøv vært 17 500 tonn høyere enn de er i dag.

Tallene fra SSB viser en svak oppgang i vedforbruket fra 2007 til 2008, men en reduksjon på 8 prosent i forhold til 2006.

Annen bioenergi

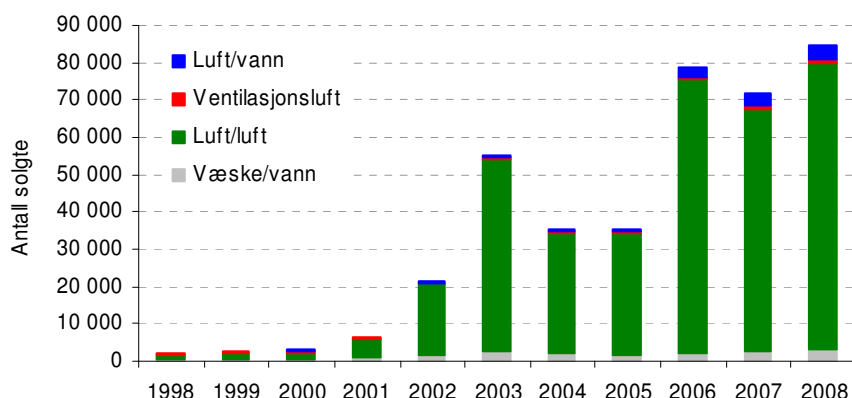
Se Kvartalsrapport 1/2009 for utvikling av produksjon, salg og priser for av pellets og briketter.

Varmepumper

Statistikk fra NOVAP viser at salget av varmpumper har økt fra 2007 til 2008. Salget i segmentet Ventilasjonsluft ble redusert med 25 prosent, mens salget i de tre andre segmentene økte med 20-30 prosent. Salget av varmpumper holder seg på et høyt nivå, og NOVAP regner med at mer enn 400 000 husholdninger har varmpumpe installert. I følge utregninger fra NOVAP bidro varmpumpene som ble solgt i 2008 med en energisparing på ca 850 GWh i

2008. Totalt bidro varmepumpene med en energisparing på ca. 7 TWh ved utgangen av 2008 i følge tall fra NOVAP.

Figur 1.5.4 Salg av varmepumper, 1998-2008. Kilde: NOVAP



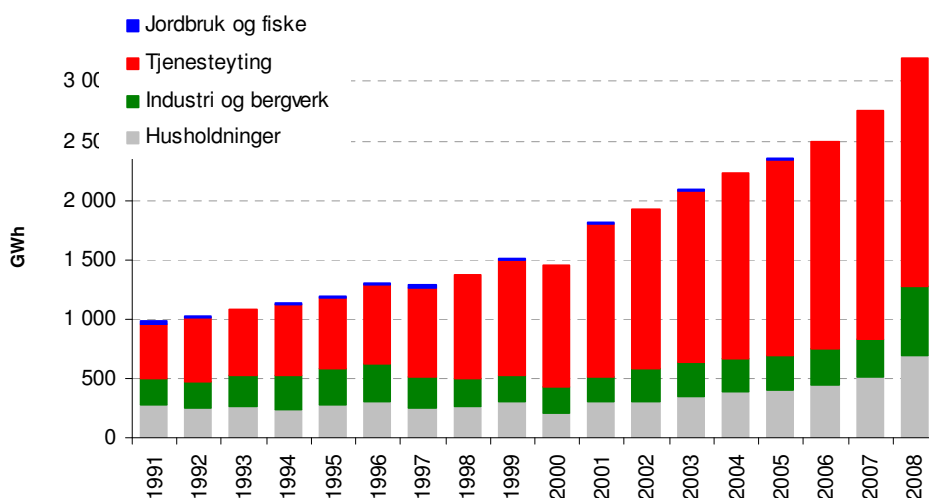
Fjernvarme

Statistikken for fjernvarme er *foreløpige* tall for produksjonen og sammensetningen i 2008. Tallene for 2008 baserer seg på ca 75 prosent på innhentede tall og 25 prosent på estimater fra Norske Fjernvarme.

Norsk Fjernvarme estimerer at det i 2008 ble levert 3,2 TWh, inkludert noe damp til industri. Leveransen har gått til husholdninger (21 prosent), næringsbygg i offentlig og privat tjenesteytende sektor (60 prosent) og industri (18 prosent). For 2009 forventer Norsk Fjernvarme en leveranse på 3,9 TWh, og at leveransen passerer 4 TWh i 2010.

Figuren viser hvordan forbruket fordeler seg på ulike sektorer.

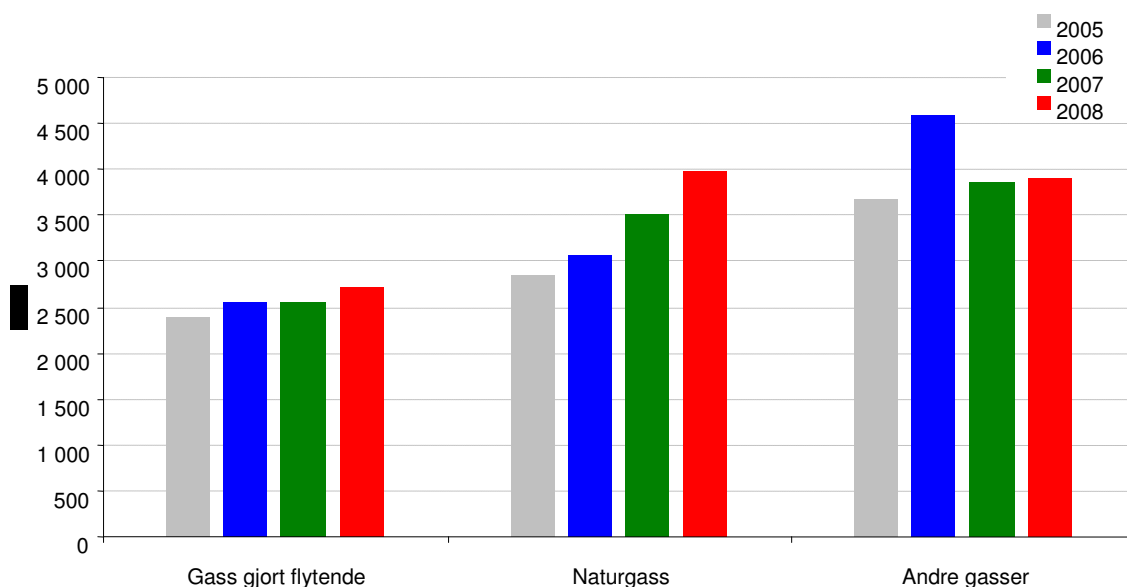
Figur 1.5.5 Forbruk fjernvarme frem til 2008, foreløpige tall. Oppdeling i forbruksgrupper. Kilde: Norsk Fjernvarme



Gass

Gass til stasjonære formål benyttes hovedsaklig i industri. Bruken av gass har økt noe fra 2006 til 2007 og 2008. Bruk av naturgass har økt, mens posten Andre gasser er redusert. Samlet forbruk av gass i stasjonære sektorer tilsvarte rundt 10,6 TWh i 2008 i henhold til den foreløpige energivarebalansen fra SSB. I 2006 var forbruket 10,1 TWh, og i 2007 var det 9,9 TWh.

Figur 1.5.6 Utvikling i bruk av gass 2005-2008, Kilde: SSB

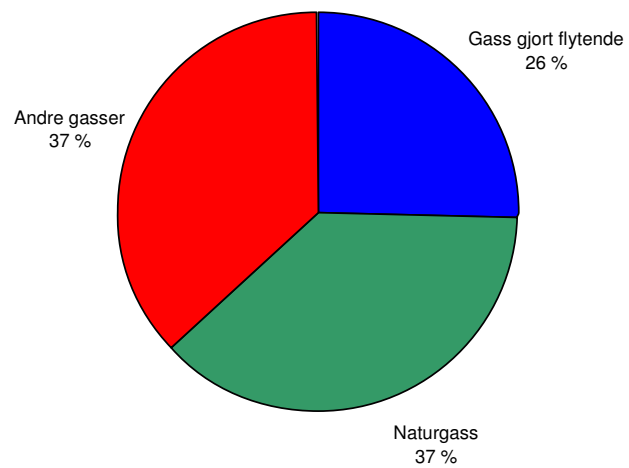


Definisjoner⁴:

- Gass gjort flytende: LPG (propan og butan) og NGL (propan, butan og etan).
- Naturgass: Naturgass i gassform og LNG (flytende naturgass).
- Andre gasser: Raffinerigass, brenngass (overskuddsgass fra kjemisk industri), deponigass/metan og CO-gass.

⁴ Kilde: SSB

Figur 1.5.7 Bruk av ulike typer gass 2008, Kilde: SSB



1.6 Kraftutveksling

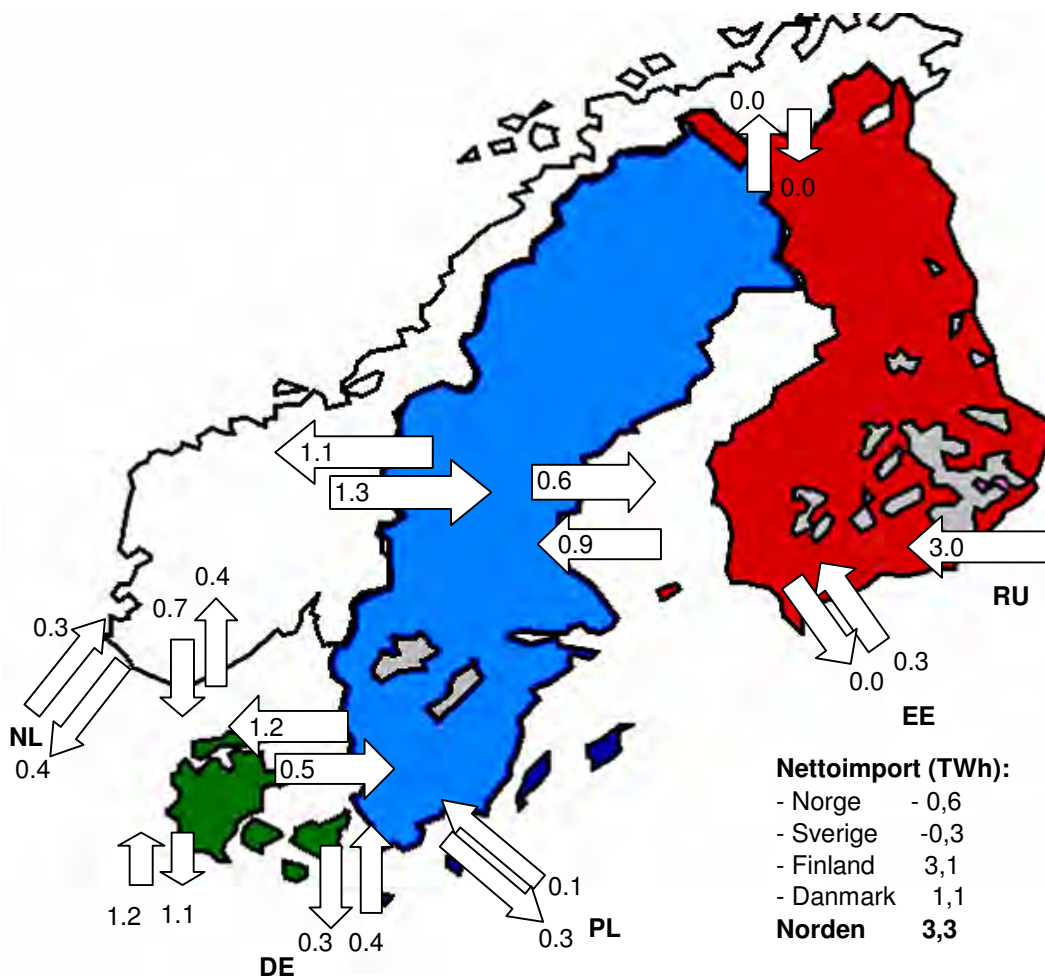
I andre kvartal var det 3,3 TWh nordisk nettoimport. I tilsvarende kvartal i fjor var det 1,4 TWh nettoeksport. Det er først og fremst lavere vannkraftproduksjon som følge av mindre tilsig og lav magasinifylling som har bidratt til høyere nordisk

nettoimport. Norge og Sverige var nettoeksportører av elektrisk kraft i andre kvartal, mens Finland og Danmark var nettoimportører.

De siste 52 ukene har det vært 4,3 TWh nordisk nettoimport. I de 52 foregående ukene var det 0,3 TWh nettoeksport. De siste årene har det vært normalt med nordisk nettoimport. Høy vannkraftproduksjon de to første kvartalene i 2008 bidro til at den nordiske eksporten var noe høyere den nordiske importen i foregående 52-ukersperiode.

Utveksling (import(+)/eksport (-), TWh)	2.kv. 2009	2.kv. 2008	Siste 52 uker	Foregående 52 uker
Norge	-0,6	-3,1	-9,6	-13,6
Sverige	-0,3	-3,3	3,9	-0,6
Finland	3,1	3,4	9,8	13,1
Danmark	1,1	1,5	0,2	0,7
Norden	3,3	-1,4	4,3	-0,3

Figur 1.6.1 Import og eksport i Norden i første kvartal 2009, TWh. Kilde: Nord Pool

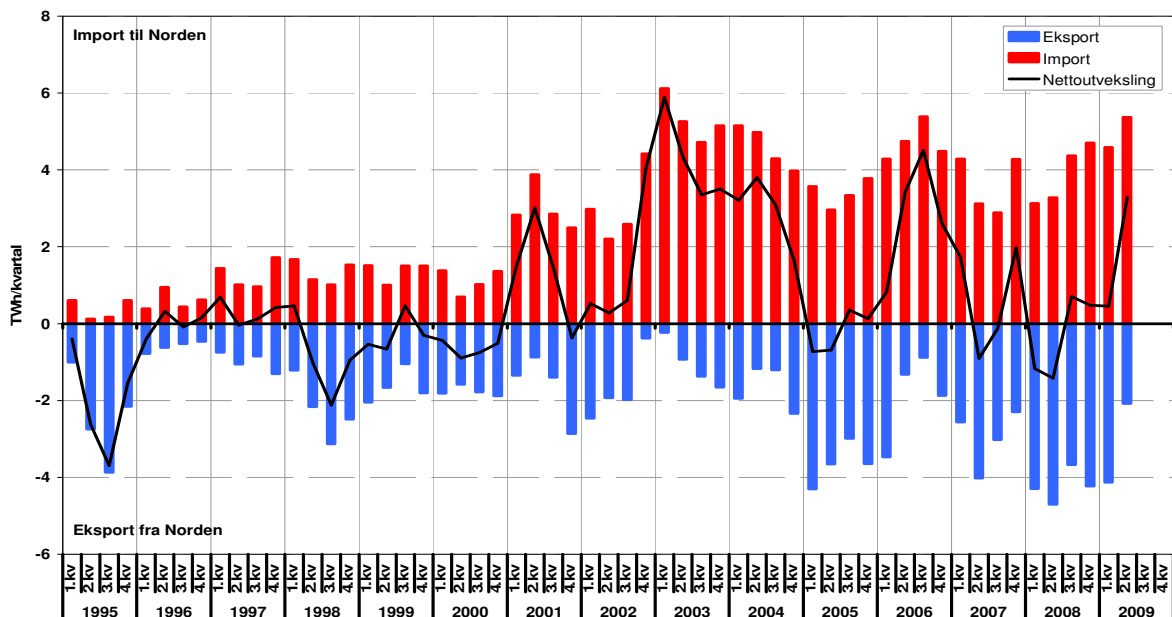


Samlet nordisk nettoimport fra Russland og Estland var i andre kvartal 3,3 TWh, noe som er 0,3 TWh mer enn i samme kvartal i fjor og en liten reduksjon sammenliknet med første kvartal i år. I samme periode var det 0,2 TWh samlet nordisk nettoimport fra Tyskland. Nettoutvekslingen med Tyskland skiftet retning sammenliknet med både foregående kvartal og tilsvarende kvartal i fjor, da det var mellom 2 og 3 TWh nordisk nettoeksport til Tyskland. Lavere priser i Tyskland i andre kvartal i år har medvirket til dette. Sverige eksporterte netto 0,2 TWh til Polen i andre kvartal i år, mot 0,6 TWh i tilsvarende kvartal i fjor. Økt svensk importkapasitet sammenliknet med i fjor bidrar til å forklare dette.

NorNed-kabelen kom i drift i mai i fjor. I andre kvartal var det 0,1 TWh nettoeksport til Nederland. Det er 0,4 TWh mindre enn foregående kvartal. Kabelen var ute av drift i fem uker i begynnelsen av kvartalet på grunn av tekniske problem på nederlandsk side. De første månedene kabelen var i drift frem mot høsten 2008, var det tilnærmet ensidig eksport til Nederland. Det skyldes svært lave priser i Sør-Norge som følge av mye vann i magasinene og lite tilgjengelig overføringskapasitet til resten av Norden. I slutten av 2008 og utover i 2009 har den gjennomsnittlige prisforskjellen mellom Nederland og Sør-Norge blitt mindre og kraftoverføringen skifter oftere retning. Norge har i større grad importert kraft fra Nederland om natten og eksportert om dagen, mens det var eksport hele døgnet i starten av kabelens levetid.

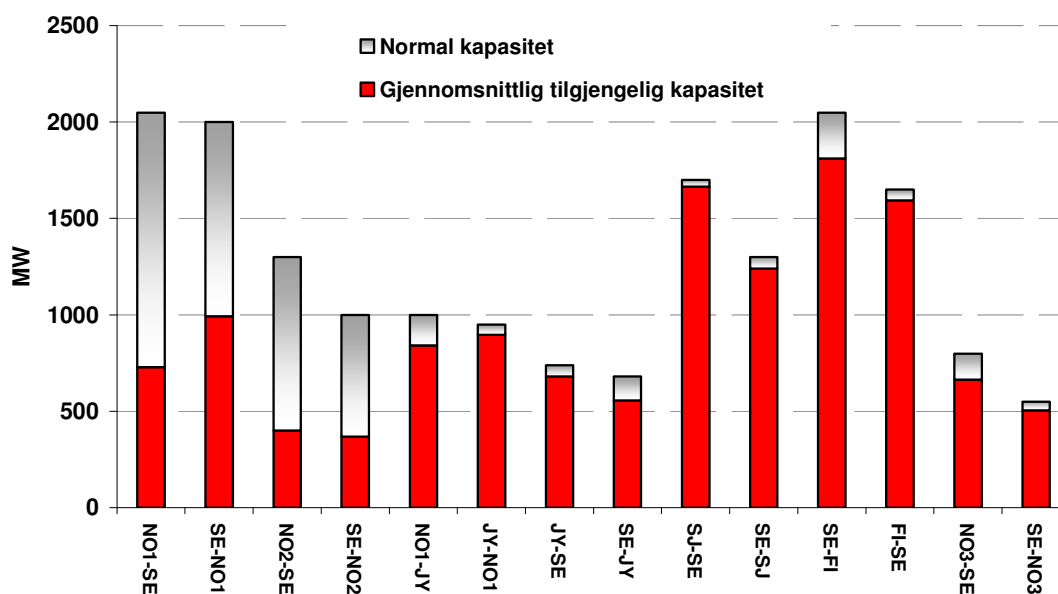
I motsetning til resten av det nordiske kraftmarkedet der kraftflyten mellom de ulike børsområdene bestemmes implisitt sammen med kraftprisene, er det eksplisitte auksjoner på overføringskapasitet på NorNed-kabelen. Det betyr at markedsdeltakerne må by på overføringskapasitet før de kjenner prisene i Norge og Nederland. Hvis markedsdeltakerne ikke har riktige antakelser om hvilken retning det er lønnsomt å overføre kraft kan det oppstå timer hvor kraften overføres fra området med høyest pris til området med lavest pris. Fra mai og ut første kvartal i fjor var dette et lite problem. Prisen i Sør-Norge var stabilt lavere enn i Nederland. Andelen timer med flyt i ulønnsom retning var da under 3 prosent. Siden har andelen økt, og den var 12 prosent i andre kvartal i år på tross av det ikke var handel på kabelen i fem uker. De fire siste ukene av kvartalet var andelen timer med feil flyt over 20 prosent.

Figur 1.6.2 Nordens netto kraftimport, 1995-2009. TWh. Kilde: Nord Pool



Det har vært begrenset overføringskapasitet på flere av forbindelsene i det nordiske kraftsystemet i andre kvartal. Det er fremdeles redusert kapasitet mellom Sør-Norge og Sverige. På grunn av feil på kabler over Oslofjorden har det vært redusert kapasitet mellom Sør-Norge og Sverige siden mars i fjor. Kapasiteten fra Sør-Norge til Sverige var i snitt 1320 MW i andre kvartal mot 2050 MW som er normalt. Fra Sverige til Sør-Norge har kapasiteten vært halvert til 1000 MW. På grunn av arbeidet på linja mellom Nea og Järpströmmen har det ikke vært tilgjengelig kapasitet mellom Midt-Norge og Sverige siden 15. juni. Dette har også ført til mindre reduksjoner mellom Nord-Norge og Sverige.

Figur 1.6.3 Tilgjengelig og maksimal kapasitet på utvalgte nordiske overføringsforbindelser i andre kvartal 2009, MW. (fra – til) Kilde: Nord Pool

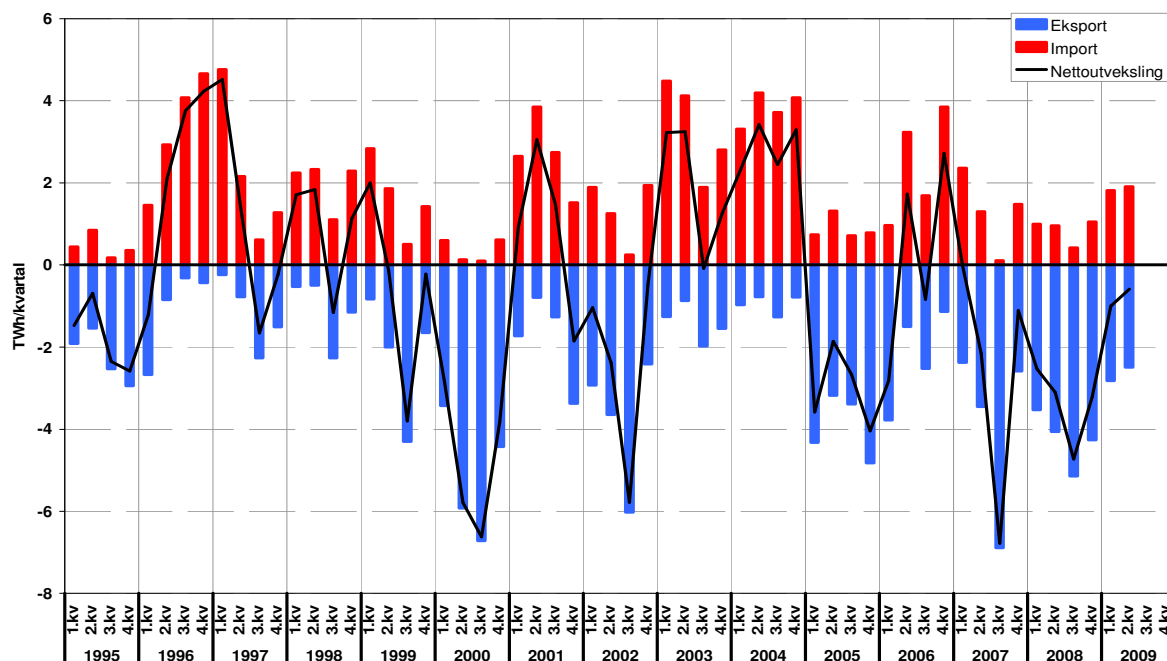


1.6.1 Norge

Den norske nettoeksporten var 0,6 TWh i andre kvartal. Det er 0,3 TWh mindre enn i første kvartal i år og 2,5 TWh mindre enn i andre kvartal i fjor. Lavere magasinifylling og lavere tilsig forklarer nedgangen i eksporten. Det var 1,1 TWh nettoimport i Sør-Norge. Fra og med uke 16 var Nord-Norge et eget elspotområde adskilt fra Midt-Norge. Det var nettoeksport ut fra Nord-Norge, mens det var nettoimport inn til Midt-Norge.

Handelsvolumet mot Sverige økte sammenliknet med i tilsvarende kvartal i fjor. Overføringskapasiteten var enda mer redusert i andre kvartal i fjor sammenliknet med i år. I fjor var Skagerak 3-kabelen ute av drift, og dette førte til halv kapasitet på forbindelsen mellom Norge og Danmark. Kabelen ble hovedsakelig benyttet til eksport og det var totalt 0,1 TWh eksport til Danmark. I andre kvartal i år var det 0,7 TWh eksport, hovedsaklig på dagtid, og 0,3 TWh import fra Danmark, hovedsakelig om dagen.

Figur 1.6.4 Norsk kraftutveksling, 1995-2009. TWh. Kilde: Nord Pool



1.6.2 Andre nordiske land

Det var 0,3 TWh svensk nettoeksport i andre kvartal. Det er 3 TWh mindre enn i tilsvarende kvartal i fjor. Betydelig mindre nordisk eksport til kontinentet har redusert etterspørselen fra Danmark. Det var 2,6 TWh svensk nettoeksport til Danmark i andre kvartal, mens det var 0,7 TWh i andre kvartal. Det var 0,1 TWh svensk nettoimport andre kvartal i år, mot 0,7 TWh svensk nettoeksport tilsvarende kvartal i fjor.

I andre kvartal ble det til sammen 1 TWh dansk nettoimport fra Norge og Sverige, mens det var 0,1 TWh dansk nettoimport fra Tyskland. Det var mest import fra Tyskland til Sjælland. Mellom Jylland og Tyskland var det dansk nettoeksport. Det var ikke tilgjengelig overføringskapasitet mellom Sjælland og Tyskland i perioden fra 20. april til 8. mai, og det kan ha dempet importen fra Tyskland.

Det var 0,3 TWh finsk nettoeksport til Sverige i andre kvartal. Det er 0,7 TWh mindre enn i kvartalet før. I andre kvartal i fjor var det 0,4 TWh finsk nettoimport. Det var 0,5 TWh mindre finsk import fra Russland i andre kvartal i fjor sammenlignet med samme kvartal i år. Det kan delvis forklares med redusert kapasitet fra Russland som følge av vedlikehold i siste del av andre kvartal i fjor. Den finske importen fra Estland gikk ned med 0,2 TWh sammenlignet med andre kvartal i fjor. Totalt var det 3,1 TWh finsk nettoimport i andre kvartal.

1.7 Kraftpriser i engrosmarkedet

1.7.1 Spotmarkedet

Gjennomsnittlig elspotpris gikk ned i alle de nordiske elspotområdene fra første til andre kvartal i 2009. Av områdene hadde Sør-Norge (NO1) lavest gjennomsnittlig pris på 297 kr/MWh, mens Midt-Norge (NO2) hadde høyest pris med 310 kr/MWh. Snittprisen for kvartalet gikk mest ned i Sjælland, ned 17 prosent fra første til andre kvartal.

Fra 17. november 2008 til 13. april 2009 var Midt- og Nord-Norge slått sammen til et prisområde. I første kvartal var

gjennomsnittlig spotpris i dette området 348 kr/MWh. Prisendringen fra første til andre kvartal for Midt- og Nord-Norge var derfor 11 og 12 prosent.

Elspotpriser kr/MWh	2. kv. 2009	Endring fra 2.kv. 2008	Endring fra 1.kv. 2009	Siste 12 mnd.	Endring fra foregående 12 mnd.
Sør-Norge (NO1)	297	74 %	-14 %	369	65 %
Midt-Norge (NO2)	310	-16 %	-	-	-
Nord-Norge (NO3)	307	-19 %	-	-	-
Sverige	303	-17 %	-13 %	412	33 %
Finland	303	-17 %	-12 %	411	34 %
Sjælland (DK2)	306	-31 %	-17 %	440	27 %
Jylland (DK1)	305	-34 %	-13 %	421	19 %
Tyskland (EEX)	286	-44 %	-33 %	477	14 %

Sammenlignet med andre kvartal i 2008 hadde alle prisområdene, bortsett fra Sør-Norge, lavere priser i andre kvartal 2009. I Midt- og Nord-Norge var snittprisen 16 og 19 prosent lavere. I Sør-Norge var derimot snittprisen hele 74 prosent høyere enn i andre kvartal 2008. Svært mye tilsig sammen med lav tilgjengelig kapasitet mot Sverige ga unormalt lave priser i Sør-Norge i andre kvartal 2008.

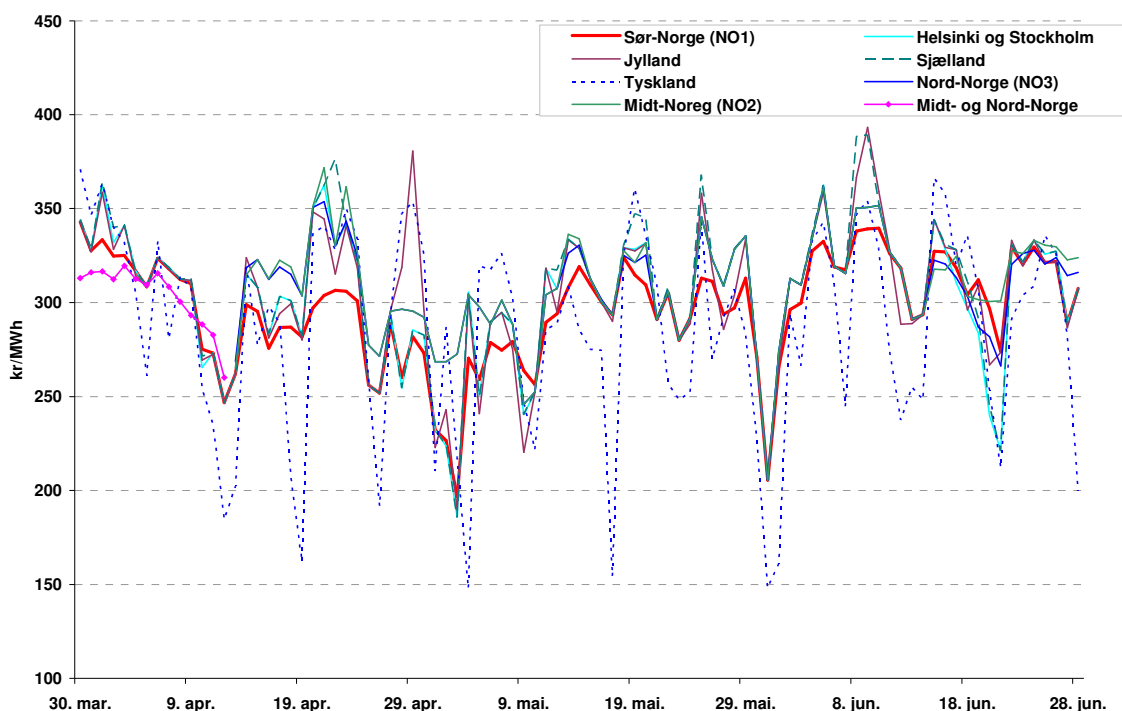
Utviklingen i Europa har særlig preget den tyske kraftprisen. I andre kvartal 2009 var den gjennomsnittlige kraftprisen 286 kr/MWh. Bortsett fra kraftprisen i Sør-Norge er dette lavere enn snittprisen i alle de nordiske elprisområdene.

Lavere kraftpriser i forhold til samme tid i fjor har sammenheng med at den økonomiske aktiviteten i Norden og på kontinentet har vært lavere. Prisene på fossile brensel og CO₂-kvoter har gått betydelig ned i forhold til samme periode i fjor, noe som gir utslag i kraftprisene. På den tyske kraftbørsen European Energy Exchange var den gjennomsnittlige spotprisen i andre kvartal 2009 hele 44 prosent lavere enn i samme kvartal i 2008. Når kraftprisen på kontinentet er relativt lav i forhold til nordiske kraftpriser, går etterspørselen etter nordisk produsert kraft ned og det importeres mer kraft produsert fra kontinentet. Så lenge det er nok tilgjengelig kapasitet på overføringene mellom områder går kraftflyten i retning av der det er høyest pris.

Den gjennomsnittlige kraftprisen de siste tolv månedene økte i alle elspotområdene sammenlignet med foregående 12 måneder. I Sør-Norge var oppgangen 65 prosent. Midt- og Nord-Norge hadde en økning på 35 og 31 prosent, da er områdeprisen som gjaldt i Midt- og Nord-Norge mellom 17. november 2008 og 13. april 2009 inkludert. I Sverige, Finland og i de to danske områdene økte kraftprisene med mellom 19 og 34 prosent.

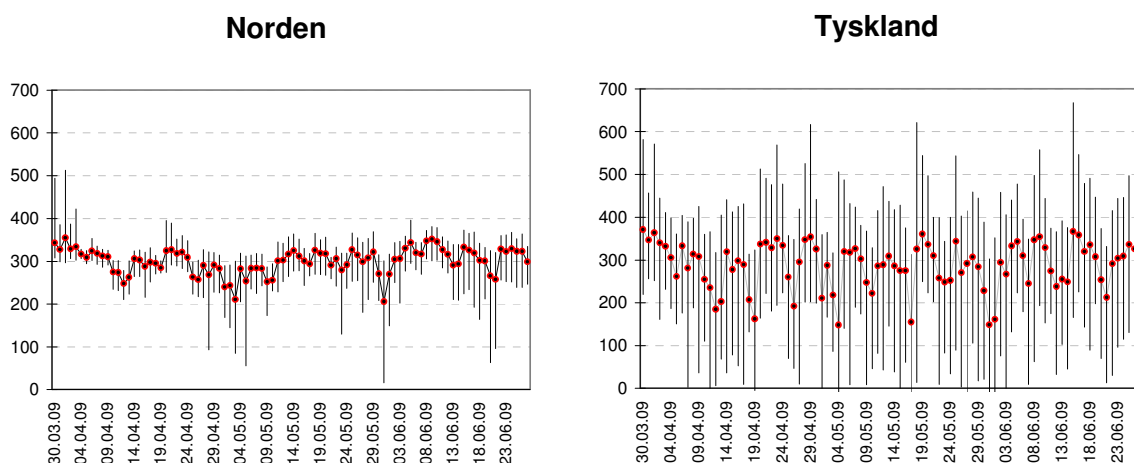
Gjennom andre kvartal 2009 var det en del prisforskjeller mellom de tre norske elspotområdene. I de to første ukene av kvartalet var Midt- og Nord-Norge slått sammen til et prisområde. Spotprisen her lå da i snitt 6 kr/MWh under prisen i Sør-Norge (NO1). Etter dette var prisen i Midt- og Nord-Norge lik eller over den sørnorske kraftprisen. De norske kraftprisene varierte over døgnet, lavere på natten enn på dagtid. Midt- og Nord-Norge har ofte samme pris som Sverige og Finland. På grunn av arbeid på linja mellom Nea og Jærpstrømmen var det likevel en del prisforskjeller gjennom andre kvartal. Kapasiteten på linja mellom Midt-Norge og Sverige var 0 i retning Sverige og 100 MW i retning Midt-Norge. Kapasiteten mellom Nord-Norge og Sverige var også noe redusert i løpet av andre kvartal. Prisforskjellene gjenspeiles i figur 1.7.1.

Figur 1.7.1 Spotpriser i andre kvartal 2009, døgngjennomsnitt, kr/MWh. Kilde: Nord Pool og EEX



Den tyske kraftprisen EEX viser større variasjon gjennom døgnet enn den nordiske systemprisen. I Norden er det mye vannkraft som er billigere å regulere enn termisk kraft som dominerer den tyske kraftproduksjonen. I andre kvartal var den gjennomsnittlige døgnavariasjonen i den nordiske systemprisen 106 kr/MWh. Det er 28 kroner mer enn i første kvartal. Ved den tyske kraftbørsen EEX var den gjennomsnittlige døgnavariasjonen 345 kr/MWh. Det er 90 kroner mer enn i kvartalet før.

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



Spotprisen i Sør-Norge (NO1) var lavere enn i de andre nordiske elspotområdene i over 30 prosent av timene i andre kvartal 2009. Til sammenligning var spotprisen i Sør-Norge lavere enn i de andre områdene i ca 23 prosent av timene i første kvartal 2009. Siden Midt- og Nord-Norge var slått sammen til ett prisområde i perioden 17. november 2008 til 13. april 2009, er ikke tall for prisforskjeller for disse områdene med i tabellen. Prisforskjeller mellom elspotområdene forårsakes av flaskehalsen i nettet.

Tabell 1.7.1 Omfanget av prisforskjeller mellom prisområdene, andre kvartal 2009. Kilde: Nord Pool

2. kvartal 2009		Lavest elspot-pris							
		NO1	NO2	NO3	Sverige	Finland	Jylland	Sjælland	Kontek
Høyest elspot-pris	NO1	-	-	-	6.1 %	6.9 %	12.2 %	6.0 %	34.2 %
	NO2	-	-	-	-	-	-	-	-
	NO3	-	-	-	-	-	-	-	-
	Sverige	30.6 %	-	-	-	0.8 %	13.1 %	0.0 %	32.7 %
	Finland	30.5 %	-	-	0.0 %	-	13.1 %	0.0 %	32.7 %
	Jylland	33.4 %	-	-	16.0 %	16.8 %	-	14.0 %	27.4 %
	Sjælland	31.1 %	-	-	6.1 %	6.9 %	16.8 %	-	33.2 %
Kontek	38.6 %	-	-	28.5 %	29.3 %	20.7 %	25.0 %	-	

1.7.2 Terminmarkedet

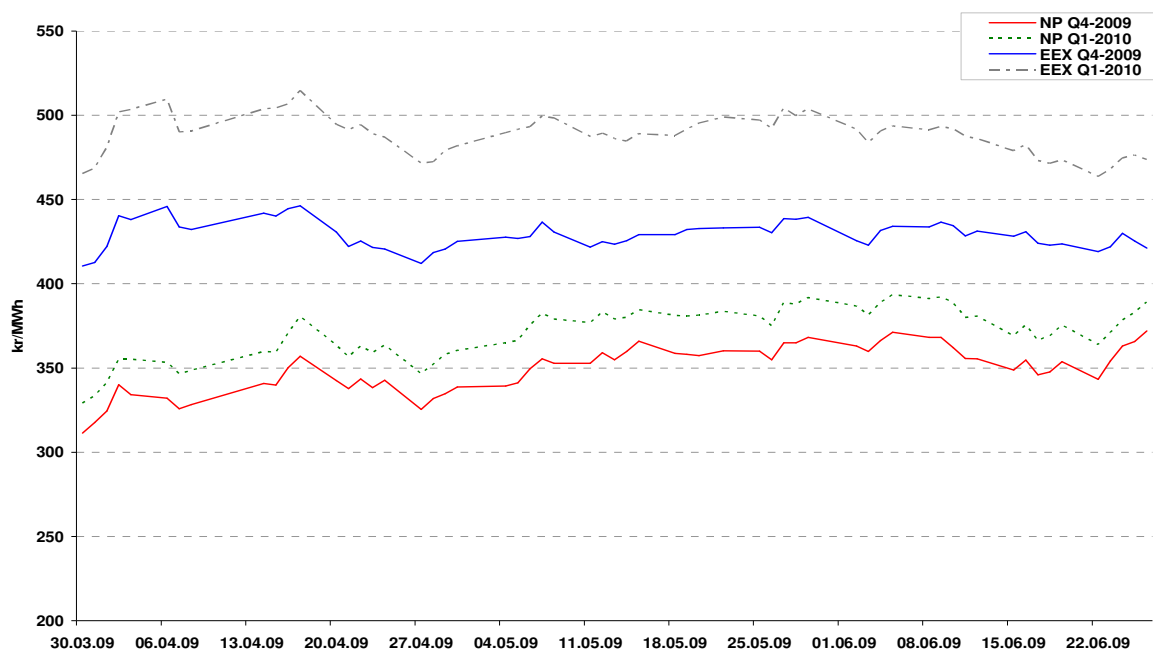
Terminprisene på de nærmeste kvartalskontraktene på Nord Pool økte gjennom andre kvartal 2009. Ved starten av kvartalet kunne en kontrakt for fjerde kvartal 2009 handles for 311 kr/MWh. På slutten av kvartalet var prisen på samme kontrakt 372 kr/MWh. Terminprisen på kontrakten for første kvartal 2010 var priset til 329 kr/MWh på begynnelsen av andre kvartal. På slutten av kvartalet kunne kontrakten handles for 389 kr/MWh. Prisstigningen på de nærmeste terminkontraktene på Nord Pool gjennom andre kvartal kan hovedsakelig forklares av utviklingen i de hydrologiske forholdene. Vinteren 2009 var magasinutfyllingen godt under normalt. Mild vår ga tidlig snøsmelting, og det ble mindre tilsig enn normalt ved vårkulminasjon.

Det var mindre prisendringer i de tilsvarende kontraktene på den tyske kraftbørsen European Energy Exchange fra begynnelsen av andre kvartal til slutten. I begynnelsen av kvartalet ble kontraktene handlet for 411 og 465 kr/MWh. De samme kontraktene kunne kjøpes og selges for 421 og 474 kr/MWh på slutten av andre kvartal 2009.

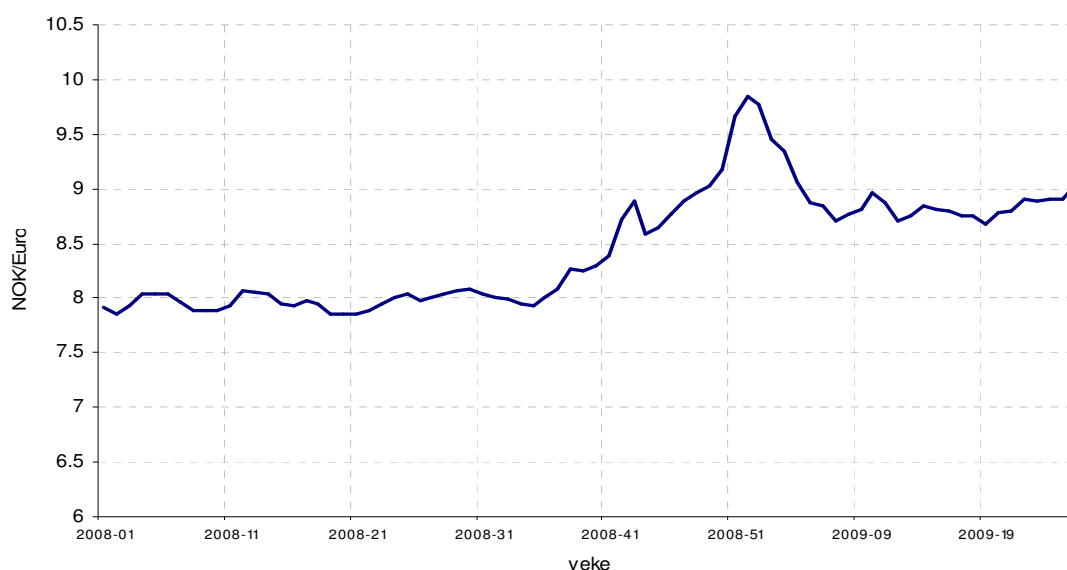
Kontraktene på Nord Pool og EEX prises i euro. Noe av prisøkningen på de nærmeste terminkontraktene kan forklares av valutaendringer. I løpet av andre kvartal svekket kronen seg noe mot euro. I uke 14 kostet en euro 8,6 kroner, mens den i uke 26 kostet 9,0 kroner.

Figur 1.7.3 viser prisutvikling på terminkontraktene på Nord Pool og EEX for siste kvartal i 2009 og første kvartal 2010 gjennom andre kvartal 2009.

Figur 1.7.3 Prisutvikling på utvalgte finansielle kraftkontrakter i andre kvartal 2009, kr/MWh. Kilde: Nord Pool Spot

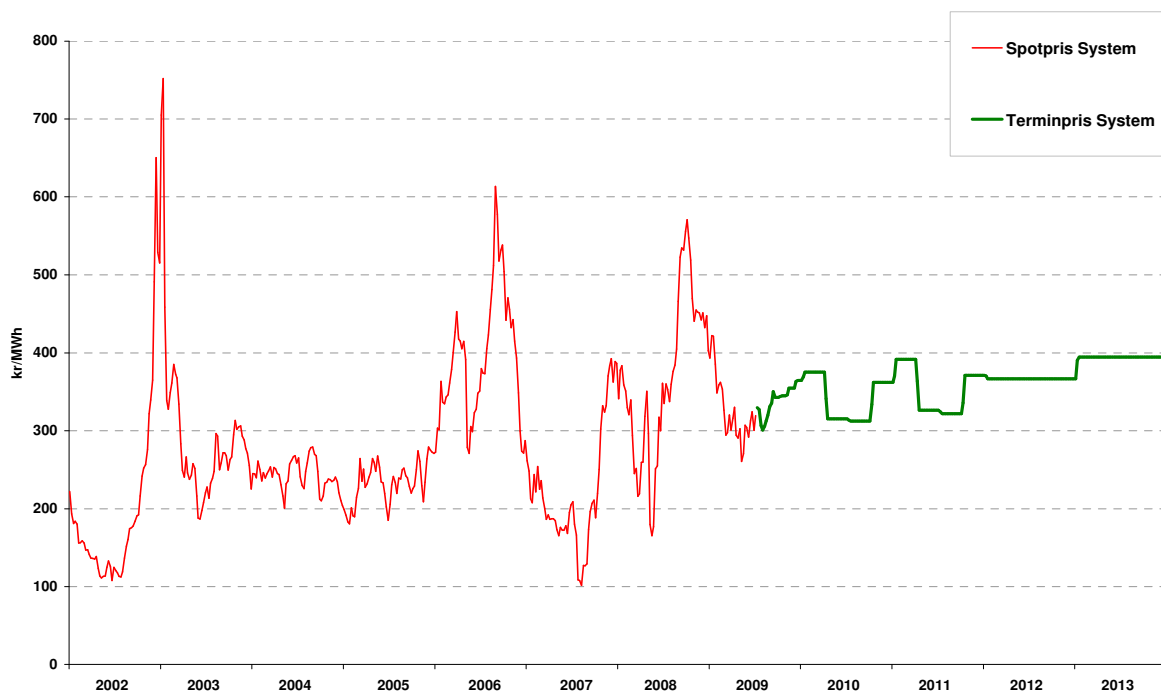


Figur 1.7.4 Valutakurs, norske kroner mot euro. Kilde: Nord Pool Spot



I slutten av andre kvartal 2009 lå prisen på terminkontrakter for 2009 på Nord Pool i snitt på 340 kr/MWh. For 2010 lå snittprisen på ca det samme. Terminkontraktene for 2011 og 2012 ble handlet for rundt 352 og 366 kr/MWh, mens kontraktene for 2013 lå rundt 394 kr/MWh. Til sammenligning kunne kontraktene for 2011, 2012 og 2013 handles for 314, 335 og 370 kr/MWh i slutten av første kvartal 2009. Nedgangen skyldes at lavere etterspørsel etter kraft er priset inn.

Figur 1.7.5 Nordisk systempris og priser i terminmarkedet, kr/MWh. Kilde: Nord Pool Spot



Prisen på utslippsretter for CO₂ til og med 2012 økte mot midten av andre kvartal 2009 for så å gå litt ned igjen mot slutten. På slutten av kvartalet endte prisen på disse fire høyere enn i starten av kvartalet. Prisen på utslippsretter for CO₂ i 2009 ble handlet for 11 euro per tonn i starten for så å bli handlet for 13 euro på slutten. Kontrakten var på sitt høyeste 11. mai med 16 euro/tonn. Prisen for utslippsretter for CO₂ for 2010, 2012 og 2013 endte på 14, 15 og 16 euro/tonn i slutten av andre kvartal.

Utslippsretter for CO₂ påvirker prisen på elektrisk kraft da utslippsrettene er en del av kraftprodusentenes kostnader. Lavere pris på utslippsretter gir derfor en lavere kraftpris og vice versa.

Figur 1.7.6 Prisutvikling på utslippsrettigheter for CO₂ i EU ETS, Euro/tonn. Kilde: Nord Pool Spot



På slutten av fjoråret falt prisen på naturgass på de tre største handelsplassene; National Balancing Point i Storbritannia, Zeebrugge i Belgia og Title Transfer Facility i Nederland, betydelig. Den nedadgående trenden fortsatte gjennom første kvartal 2009, for så å stabilisere seg på rundt 100 øre pr. standard kubikkmeter (Sm³) i andre kvartal.

På National Balancing Point (NBP) var prisen på kontrakten for nærmeste kvartal (tredje kvartal – Front Quarter), i kvartalets siste uke på 99 øre/Sm³. Prisen på naturgass levert i Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) var på 102 og 99 øre/Sm³.

Tar man utgangspunkt i et kraftverk i Storbritannia med en virkningsgrad på 55 prosent, ville kostnadene for gass handlet på spotmarkedet (eksklusiv rørtariff innenlands) i andre kvartal i 2009 gitt en brenselkostnad i snitt på 181 kr/MWh. Dette er 75 kr/MWh mindre enn i første kvartal. Til sammenligning var brenselkostnaden i samme kvartal i 2008 på hele 408 kr/MWh.

Figur 1.7.7 viser utviklingen i prisen på kontrakten for nærmeste kvartal (tredje kvartal – Front Quarter) på gass levert i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) fra 2006 og ut andre kvartal 2009.

Figur 1.7.7 Gasspriser *front quarter* i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) 2006 – 2009, øre/Sm³. Kilde: Syspower og Spectron Group Limited



Også prisen på kull var mer stabil gjennom andre kvartal 2009 enn hva den var i første kvartal. I kvartalets første uke ble kontrakten for det nærmeste kvartalet (tredje kvartal – Front Quarter) handlet for 67 \$/tonn. Prisen var på sitt høyeste i uke 24 med 73 \$/tonn. I den siste uken av kvartalet gikk den samme kontrakten for 63 \$/tonn. Snittprisen for kontrakten var 67 \$/tonn.

Med en kullpris på 67 \$/tonn ville brenselkostnaden (eksklusiv transport fra Antwerpen/Rotterdam/Amsterdam til kraftverket) i et kullkraftverk som benytter importert kull med 40 prosent virkningsgrad vært 139 kr/MWh. Til sammenligning var denne kostnaden 154 kr/MWh i første kvartal og 258 i andre kvartal 2008.

Figur 1.7.8 viser kullprisen fra 2006 til og med andre kvartal 2009. API2 er en indeks for prisutvikling på kull der frakt- og forsikringskostnader er inkludert. API2 måler priser for kull levert til Antwerpen, Amsterdam og Rotterdam.

Figur 1.7.8 Kullpris (API2), \$/tonn, Europa. Kilde: Syspower og Spectron Group Limited



1.8 Sluttbrukermarkedet

1.8.1 Priser og prisutvikling

De landsdekkende leverandører av standard variabel kraftleveringskontrakt har i gjennomsnitt vært de billigste i andre kvartal 2009, med en pris på 38,4 øre/kWh. De dominerende leverandører av same type kontrakt hadde en snittpris på 40,1 øre/kWh. Prisdifferansen mellom disse leverandørtyper økte marginalt i forhold til forrige kvartal, men økningen var betydeligere sammenlignet med andre kvartal 2008.

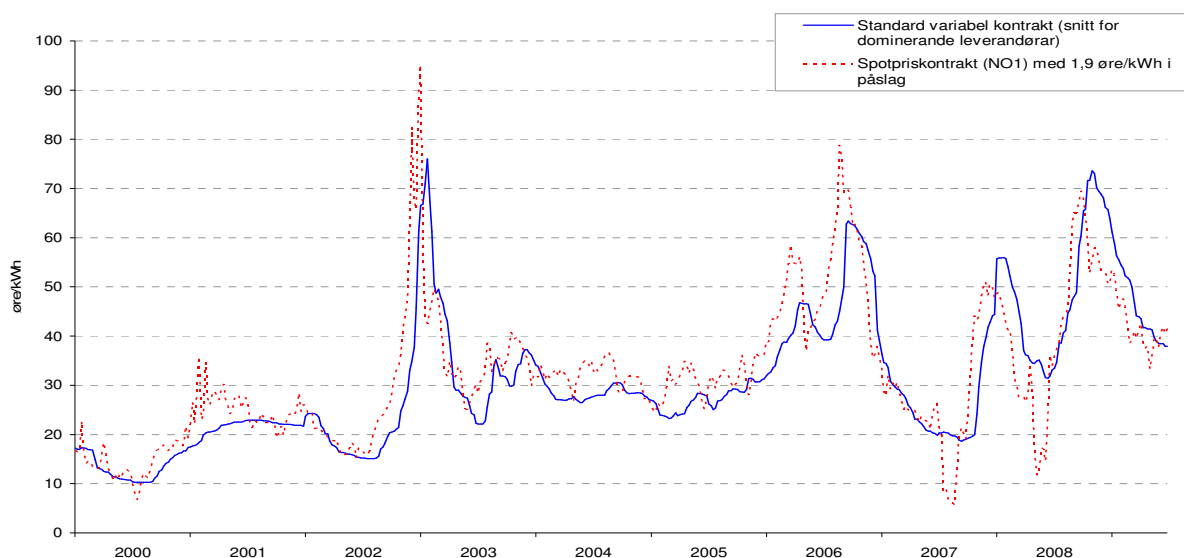
I andre kvartal 2009 var en spotpriskontrakt med 1,9 øre/kWh påslag i snitt billigst i Sør-Norge med 39,0 øre/kWh, mens Midt-Norge hadde høyest pris med 40,7 øre/kWh.

Alle spotområder hadde lavere snittpris i forhold til første kvartal 2009. Sett opp mot andre kvartal 2008 økte snittprisen i Sør-Norge med hele 15,8 øre. Dette kan forklares ved at det i andre kvartal 2008 var svært begrenset eksportkapasitet fra Sør-Norge, samtidig med at det var høye tilsig i dette spotområdet.

Husholdningene øre/kWh	2. kv. 2009	Endring fra 1. kv. 2009	Endring fra 2. kv. 2008
Markedspriskontrakt (spot):			
Sør-Norge (NO1)	39,0	-5,8	+15,8
Midt-Norge (NO2)	40,7	-4,6	-7,4
Nord-Norge (NO3)	40,5	-4,9	-8,6
Standard variabel:			
Dominerende leverandører ⁵	40,1	-12,2	+6,1
Landsdekkende ⁶	38,4	-12,3	+8,9
Antall leverandørskifter (1000 stk.)	45,0	-6,9	-1,7
Kontraktvalg (%):			
Markedspris/spot	48,2	-1,2	+8,4
Fastpris	7,2	+0,8	-3,0
Standard variabel	44,6	+0,4	-5,4

Figur 1.8.1 Standard variabel kraftpris- og spotpriskontrakt (NO1) med påslag, øre/kWh inkl. mva.

Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



⁵ Volumveid gjennomsnitt av de dominerende leverandørenes priser fra de 22 største nettområdene.

⁶ Gjennomsnitt av leverandørenes priser (ikke volumveid).

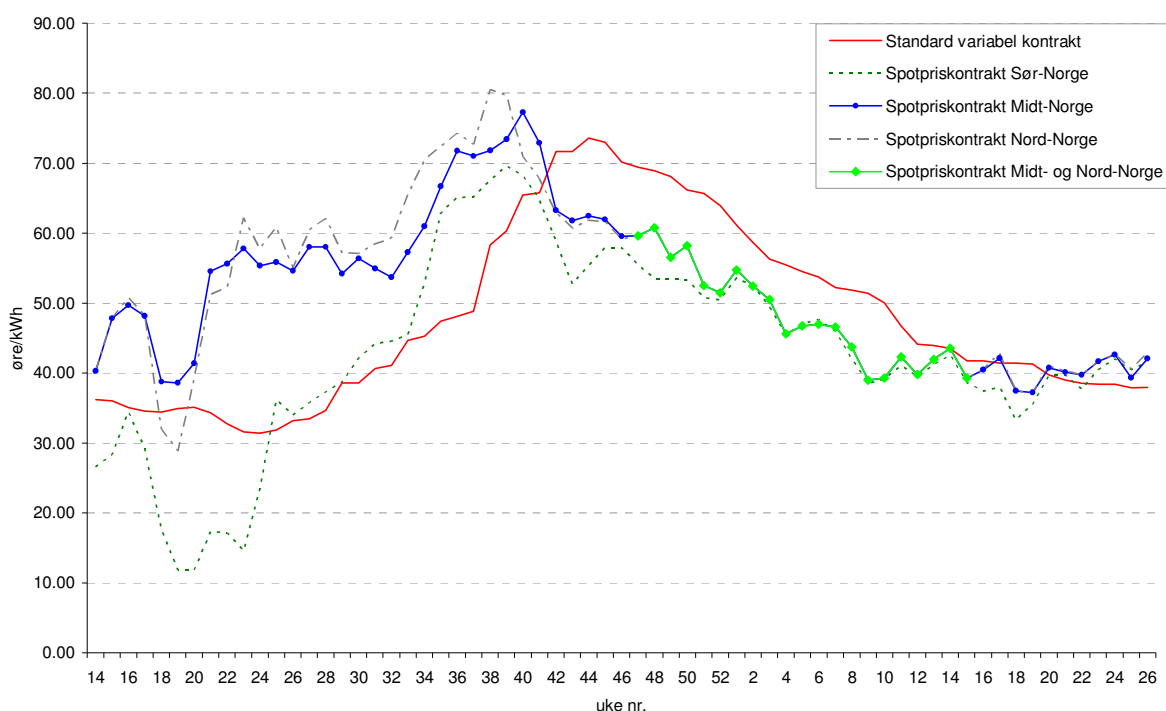
Figur 1.8.1 sammenligner snittprisen for standard variabel kraftpris for de dominerende leverandører med spotpris for Sør-Norge pluss 1,9 øre/kWh påslag for perioden 2000 til og med andre kvartal 2009.

Fra og med uke 16 gikk Norge tilbake til å ha tre spotområder ved at Midt-Norge (NO2) og Nord-Norge (NO3) igjen ble separate spotområder. I figur 1.8.2 sammenlignes standard variabel kraftpris for dominerende leverandører med spotpriskontrakt med 1,9 øre/kWh påslag i prisområdene Sør-Norge (NO1), Midt-Norge (NO2) og Nord-Norge (NO3) fra tredje kvartal 2008 til og med tredje kvartal 2009.

I andre kvartal 2009 hadde Sør-Norge hadde en prisvariasjon fra 33,0 til 42,6 øre/kWh. Midt- og Nord-Norge hadde like ukentlige snittpriser i om lag halvparten av andre kvartal 2009. Prisen i disse to spotområder svingte i intervallet 37,2 – 43,6 øre/kWh i løpet av andre kvartal 2009.

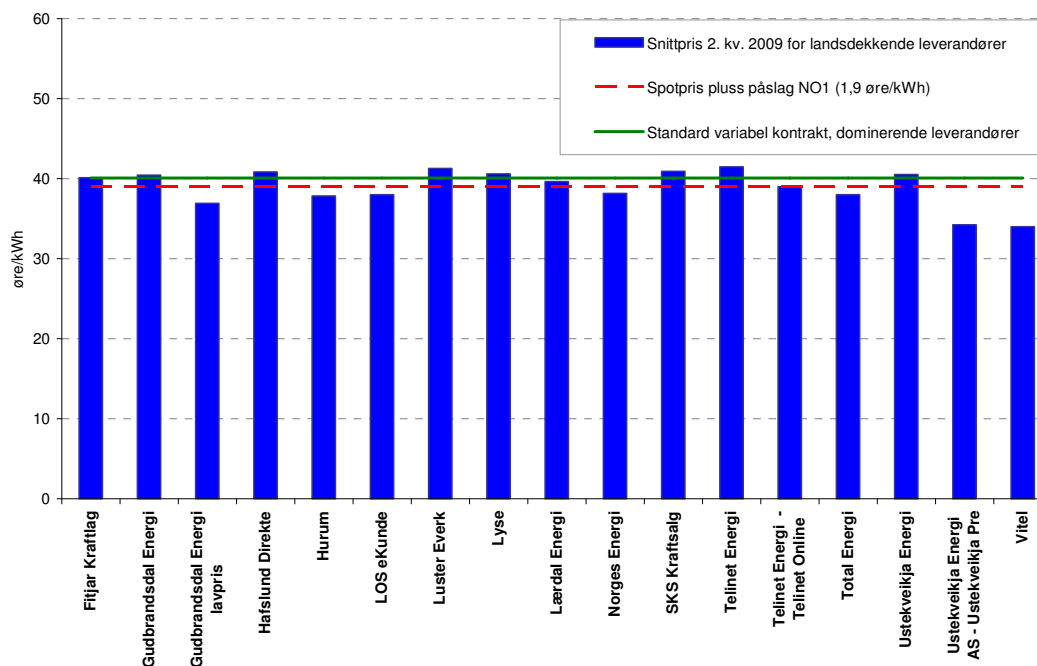
Prisen på standard variabel kontrakt levert av både dominerende og landsdekkende leverandører var fallende i andre kvartal 2009. I løpet av kvartal falt de dominerende leverandørenes pris fra 43,6 øre/kWh i uke 14 til 37,9 øre/kWh i uke 26. De dominerende leverandørene hadde priser i intervallet 35,4 – 41,9 øre/kWh.

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

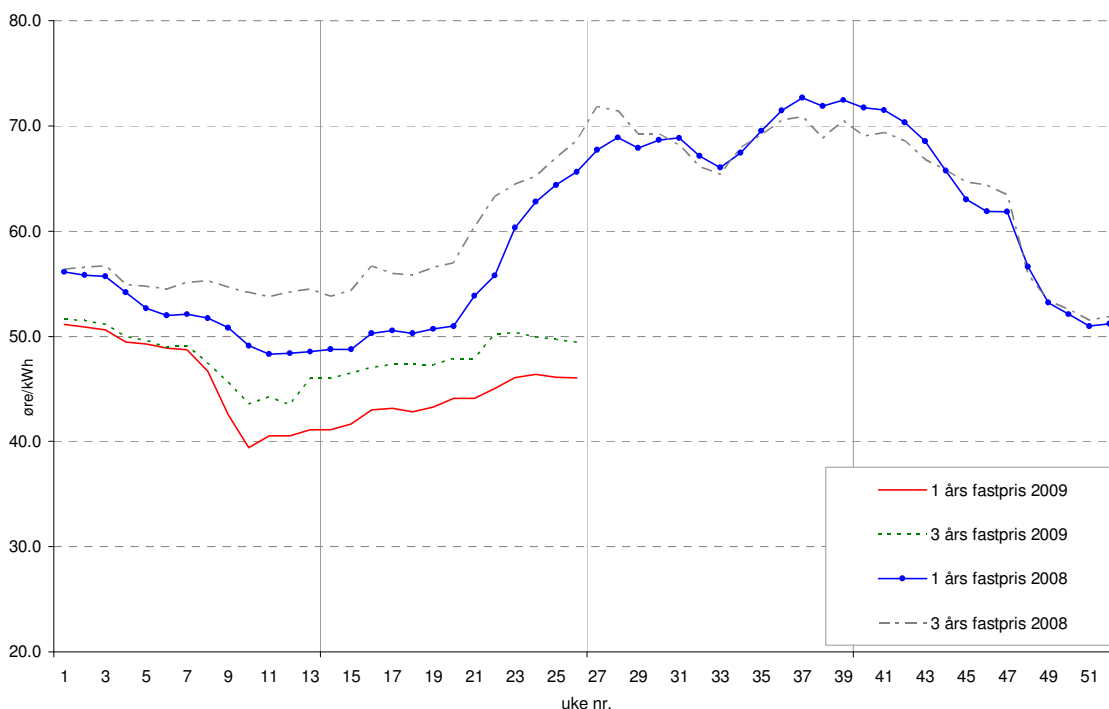


Av de 17 landsdekkende leverandører av standard variabel kontrakt var det 9 stykker som hadde lavere priser enn snittprisen for de dominerende leverandører (40,1 øre/kWh), mens det var 8 stykker som hadde lavere priser enn snittprisen for spotpriskontrakt med 1,9 øre/kWh påslag i Sør-Norge (39,0 øre/kWh)

Figur 1.8.3 Aritmetisk snitt for 16 landsdekkende kraftleverandører sammenlignet med gjennomsnittet for utvalget av dominerende leverandører, begge standard variabel kontrakt, og med en spotpriskontrakt med påslag på 1,9 øre/kWh, priser inkl. mva, øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



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



Gjennomsnittsprisen for de landsdekkende kraftleverandørenes ett års fastpriskontrakt var 44,1 øre/kWh i andre kvartal 2009. Det er en nedgang på 2,1 øre fra første kvartal 2009, og 10,8 øre lavere enn i andre kvartal 2008.

Gjennomsnittsprisen på en 3-års fastpriskontrakt var 48,2 øre/kWh i andre kvartal 2009. Det er en minimal økning fra forrige kvartal, mens det er en nedgang på 11,7 øre sammenlignet med andre kvartal 2008.

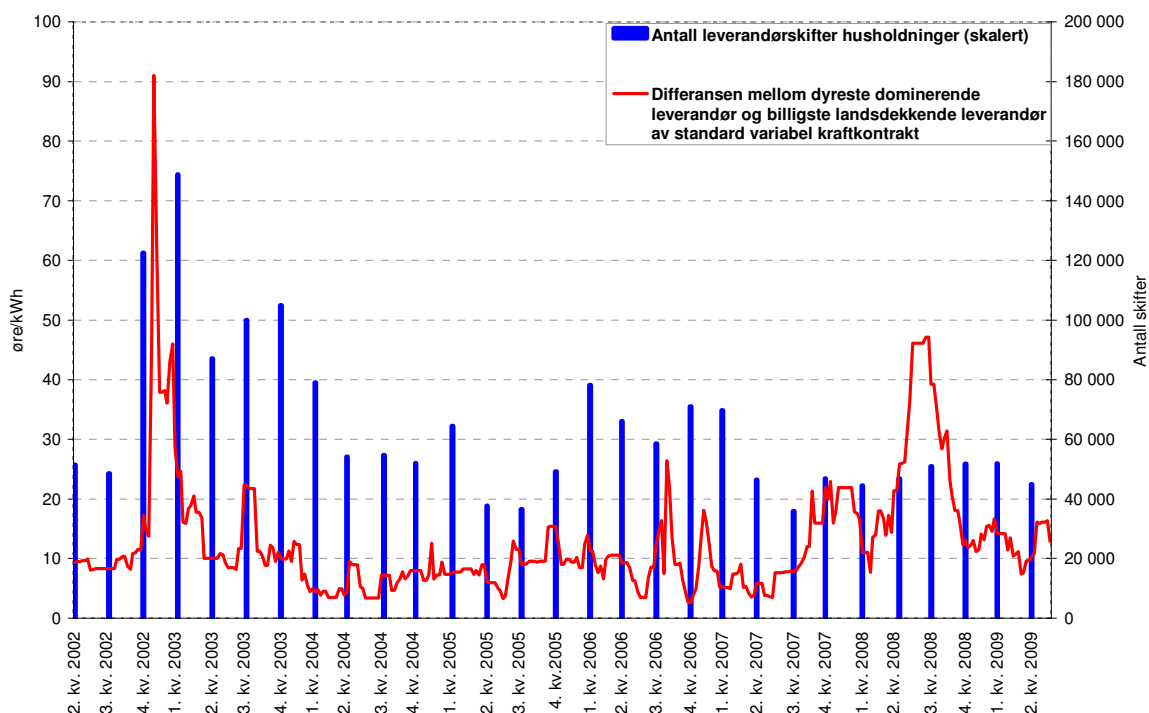
1.8.2 Leverandørskifter

Figur 1.8.5 gir en oversikt over antall leverandørskifter og prisdifferanser mellom den dyreste dominerende leverandøren av standard variabel kontrakt og den billigste av de landsdekkende leverandørene av samme type kontrakt.

I andre kvartal 2009 var det 45 000 husholdninger som skiftet leverandør. Det er 6 900 færre skifter enn i første kvartal 2009. Sammenlignet med andre kvartal 2008, da 46 700 skiftet leverandør, er antallet skifter også redusert.

Prisdifferansen mellom dyreste dominerende leverandør og billigste landsdekkende leverandør var i gjennomsnitt 12,3 øre/kWh i andre kvartal 2009. Denne differansen er lavere sammenlignet med både første kvartal 2009 og andre kvartal 2008.

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



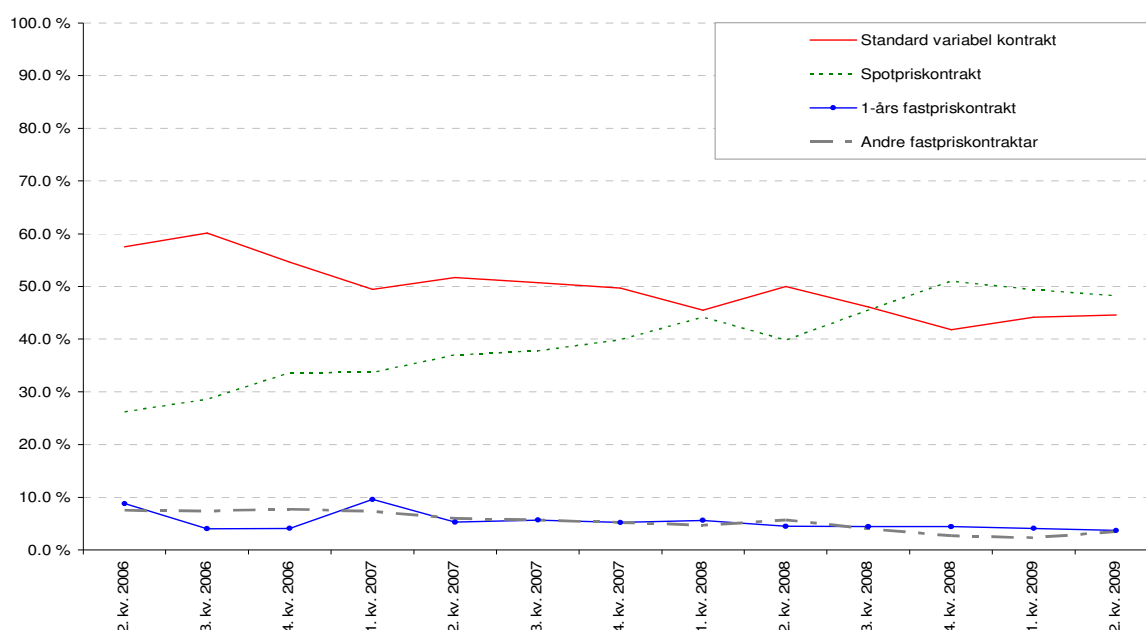
1.8.3 Kontraktvalg

Oversikten over hvilke typer kontrakter husholdningene velger er hentet fra en utvalgsundersøkelse gjennomført av SSB, basert på informasjon fra 50 av selskapene som opererer innenfor sluttbrukermarkedet. Det korrigeres ikke for manglede innrapportering, og det

er derfor grunn til å være forsiktig med å legge for mye vekt på den kvartalsvise utviklingen i undersøkelsen.

For andre kvartal 2009 viser undersøkelsen at 48 prosent av husholdningene var knyttet til spotpriskontrakt, mens om lag 45 prosent valgte standard variabel kontrakt. Figur 1.8.6 viser utviklingen av de to kontrakttypene over lengre tid. Figuren bekrefter den langsiktige tendensen i retning av stadig flere husholdningskunder velger spotpriskontrakter på bekostning av standard variabel kontrakt.

Figur 1.8.6 Prosentvis fordeling av ulike typer kontrakter i husholdningsmarkedet. Kilde: SSB⁷



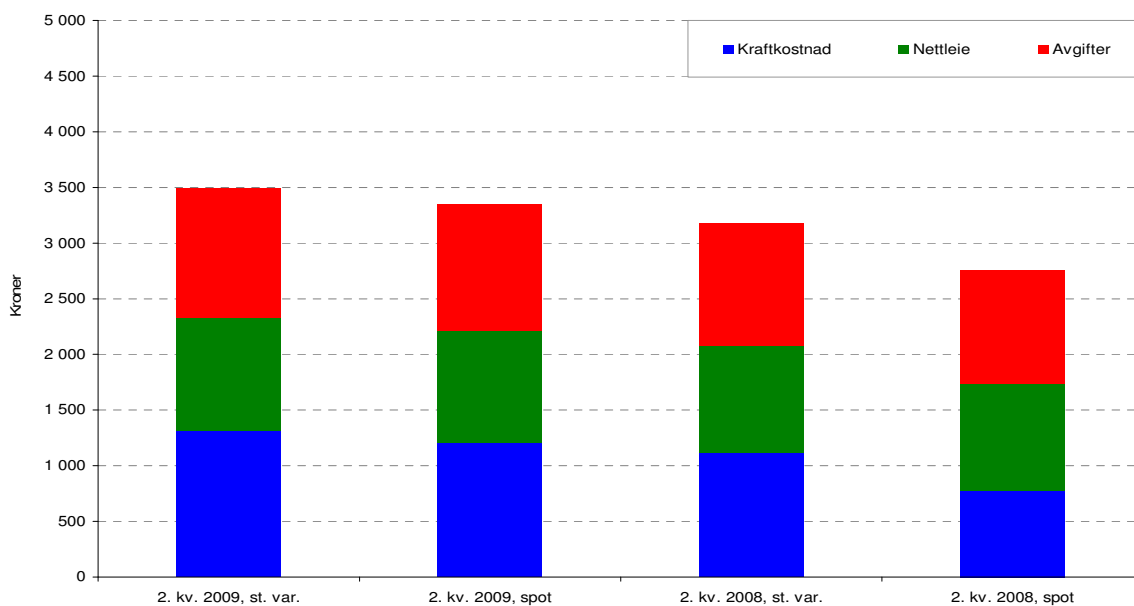
1.8.4 Husholdningenes samlede utgifter til elektrisk kraft

Totalprisen på elektrisitet for en forbruker er satt sammen av kraftpris, nettleie og avgifter. Den totale utgiften til elektrisk kraft for en husholdningskunde med et forbruk på 20 000 kWh var 3 492 kroner ved standard variabel kontrakt og 3 352 kroner ved spotpriskontrakt i Sør-Norge i andre kvartal 2009. Sammenlignet med samme kvartal i fjor var det en økning på 10,0 prosent for standard variabel kontrakt, mens for spotpriskontrakt var det en økning på 22,0 prosent.

Den totale kostnaden for en forbruker med standard variabel kontrakt var i andre kvartal 2009 satt sammen av følgende kostnader; 37,8 prosent kraftpris, 30,0 prosent nettleie og 34,0 prosent avgifter. Tilsvarende tall for andre kvartal i fjor var: 35,1 prosent i kraftpris, 30,2 prosent i nettleie og 34,7 prosent i avgifter.

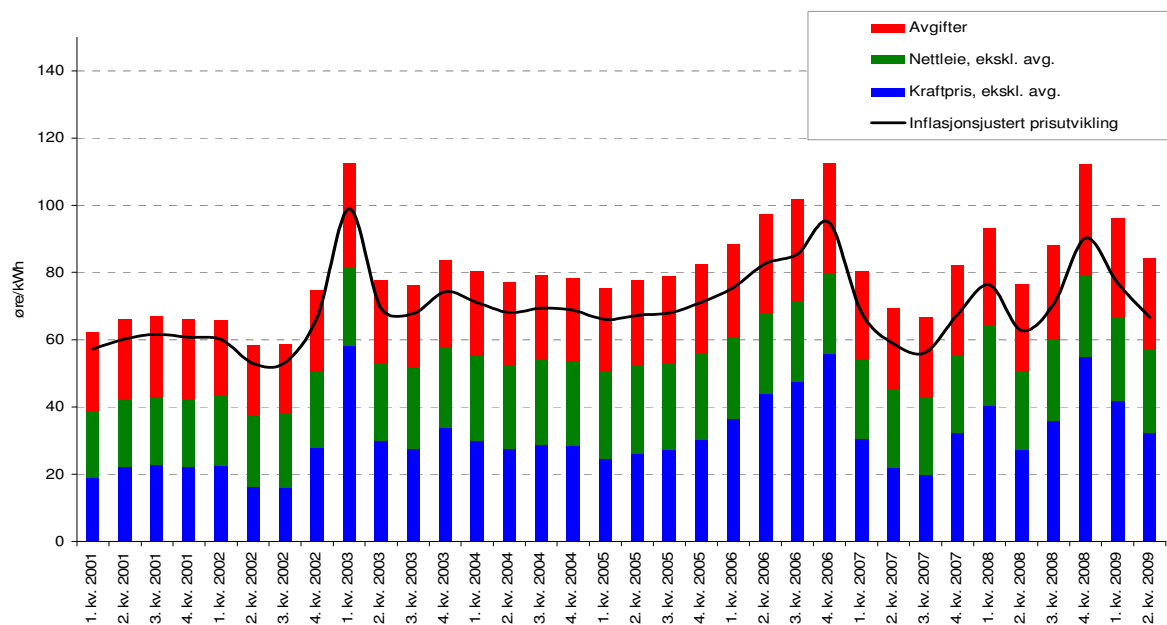
⁷ Hentet fra SSBs kvartalsvise prisstatistikk for kraftmarkedet.

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



Figur 1.8.8 viser utviklingen i kraftprisen, nettleie, avgifter og konsumrisindeksen fra 2001 til og med første kvartal 2009. Gjennomsnittsprisen på standard variabel kontrakt gikk ned. Gjennomsnittsprisen på standard variabel kontrakt er den viktigste faktoren som styrer den totale kraftprisen, da den også bidrar til endringer i prisen på avgiften.

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

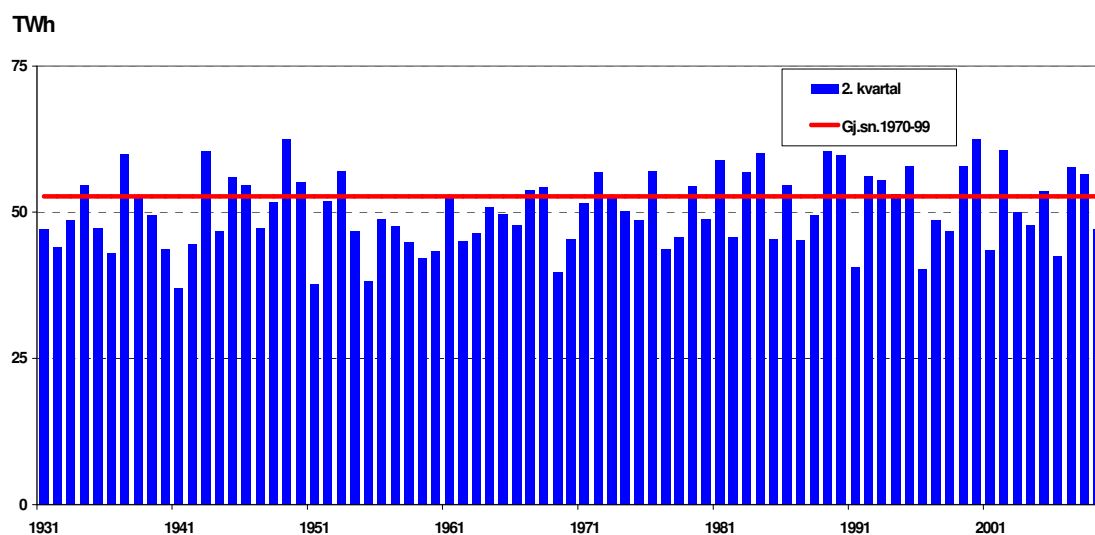


2 Vedlegg

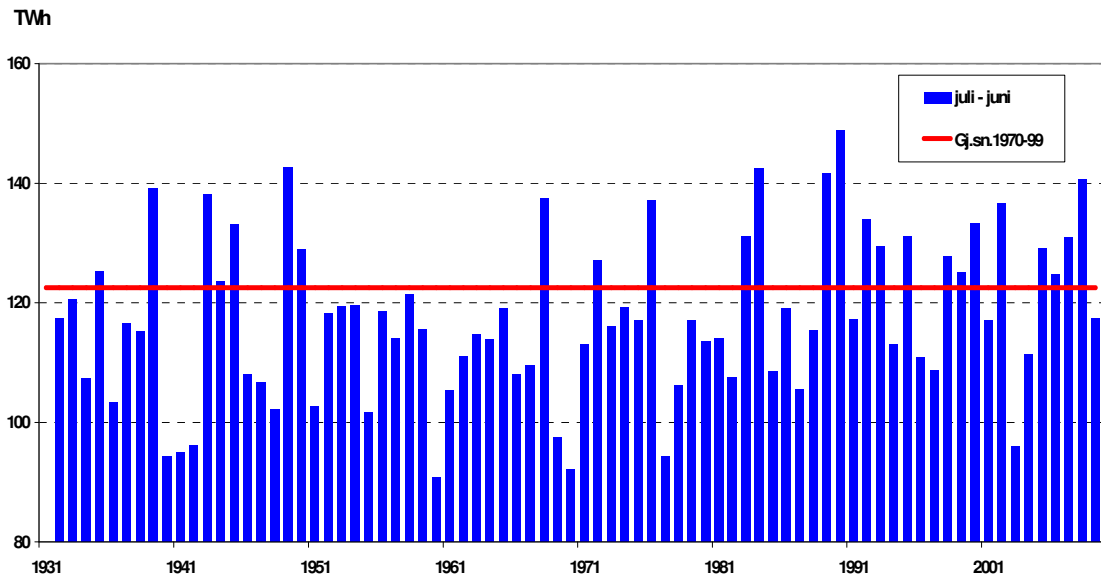
Tabell 2.1

	Jan - Jul			Tolvmånedersperioder			Juli		
	2008	2009	Endring i %	Aug2007	Aug2008	Endring i %	2008	2009	Endring i %
				t.o.m. Jul2008	t.o.m. Jul2009				
Total produksjon	83255	71915	-13,6	143006	131328	-8,2	10410	7849	-24,6
+ Import	2040	4092	100,6	3612	5466	51,3	109	372	241,3
- Eksport	9721	6252	-35,7	17237	13822	-19,8	2060	1060	-48,5
= Brutto totalforbruk	75574	69755	-7,7	129381	122972	-5,0	8459	7161	-15,3
- Elektrokjølforkbruk	2644	2246	-15,1	4556	3914	-14,1	201	159	-20,9
- Pumpeforbruk	1236	621	-49,8	1470	769	-47,7	379	288	-24,0
- Totale nettap	6180	5692	-7,9	10661	10120	-5,1	714	578	-19,0
= Nettoforbruk	65514	61196	-6,6	112694	108169	-4,0	7165	6136	-14,4
Kraftintensiv industri	18913	15226	-19,5	31961	28465	-10,9	2677	2009	-25,0
Alminnelig forsyning	46601	45970	-1,4	80733	79704	-1,3	4488	4127	-8,1
Bruttoforbruk	70742	66250	-6,4	121727	116994	-3,9	7694	6609	-14,1
Kraftintensiv industri	19480	15683	-19,5	32920	29319	-10,9	2757	2069	-25,0
Alminnelig forsyning	51262	50567	-1,4	88807	87675	-1,3	4937	4539	-8,1
Bruttoforbruk alminnelig forsyning, temperaturkorrigert	54436	52285	-4,0	92617	90084	-2,7	5174	4701	-9,1

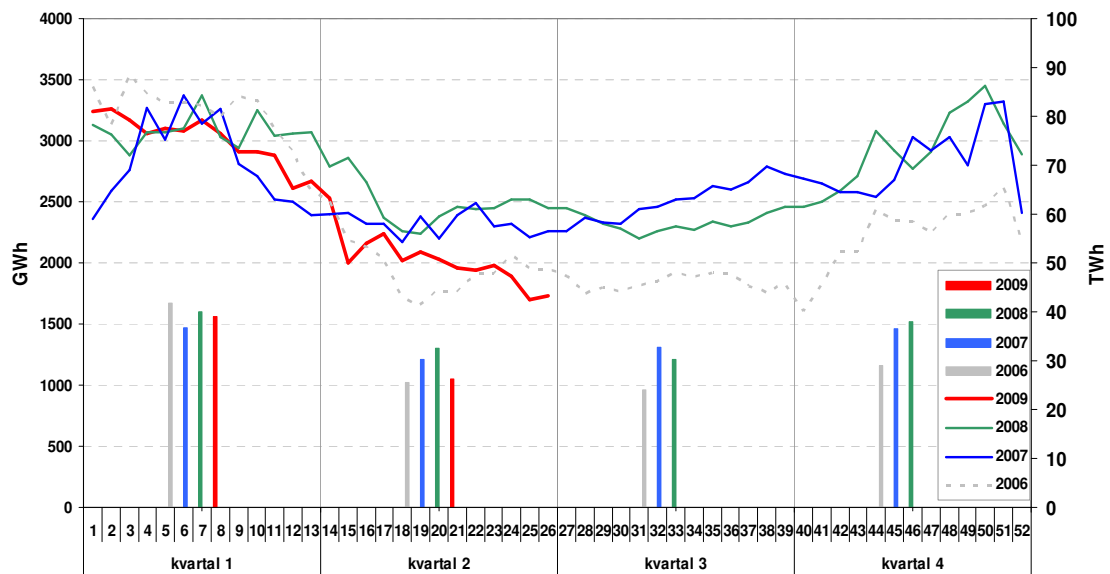
Figur 2.1 Nyttbart tilsig for andre kvartal 1931 - 2009. Kilde: NVE og Nord Pool Spot



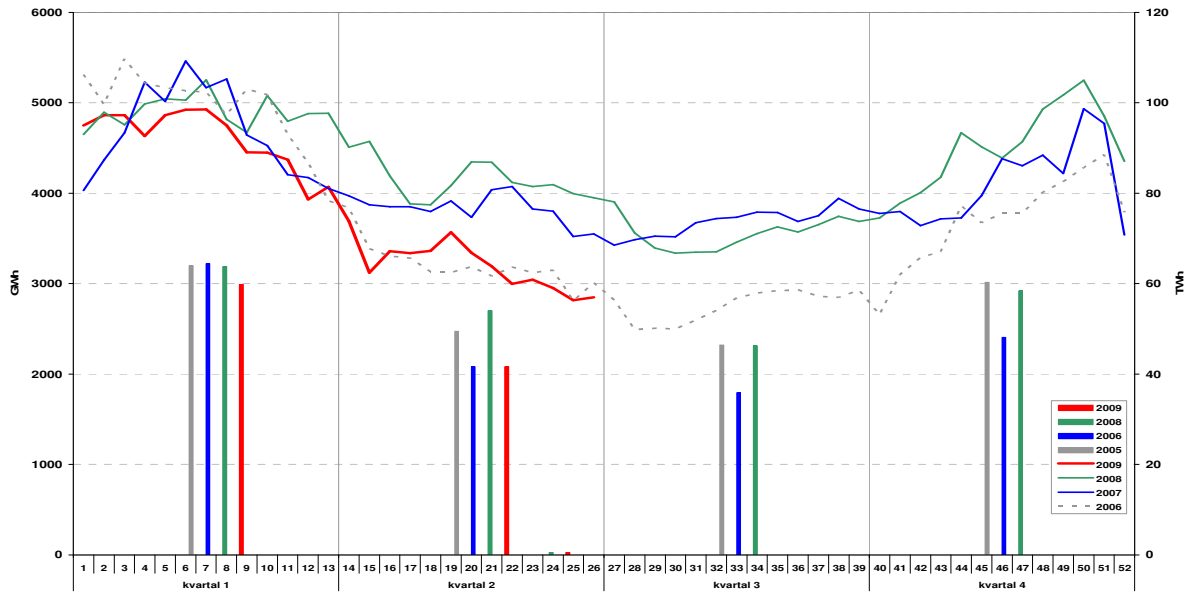
Figur 2.2 Nyttbart tilsig for 12 måneders perioden oktober til september fra 1931 til 2009. Merk at x-aksen krysser ved 80 TWh. Kilde: NVE og Nord Pool Spot



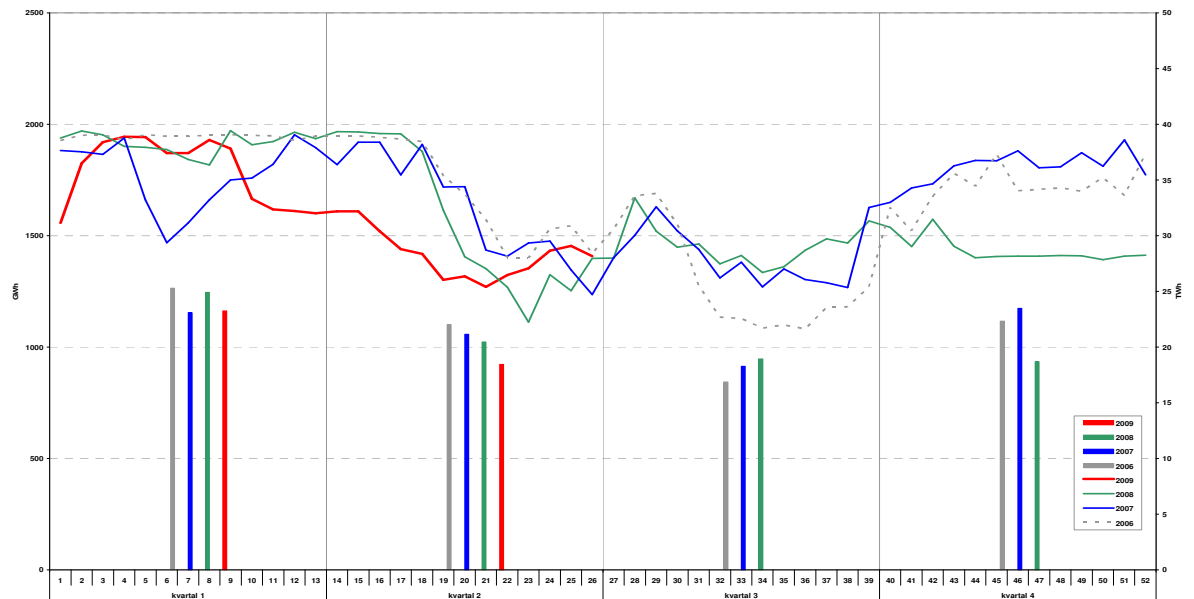
Figur 2.3 Norsk produksjon, 2006 – 2009, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



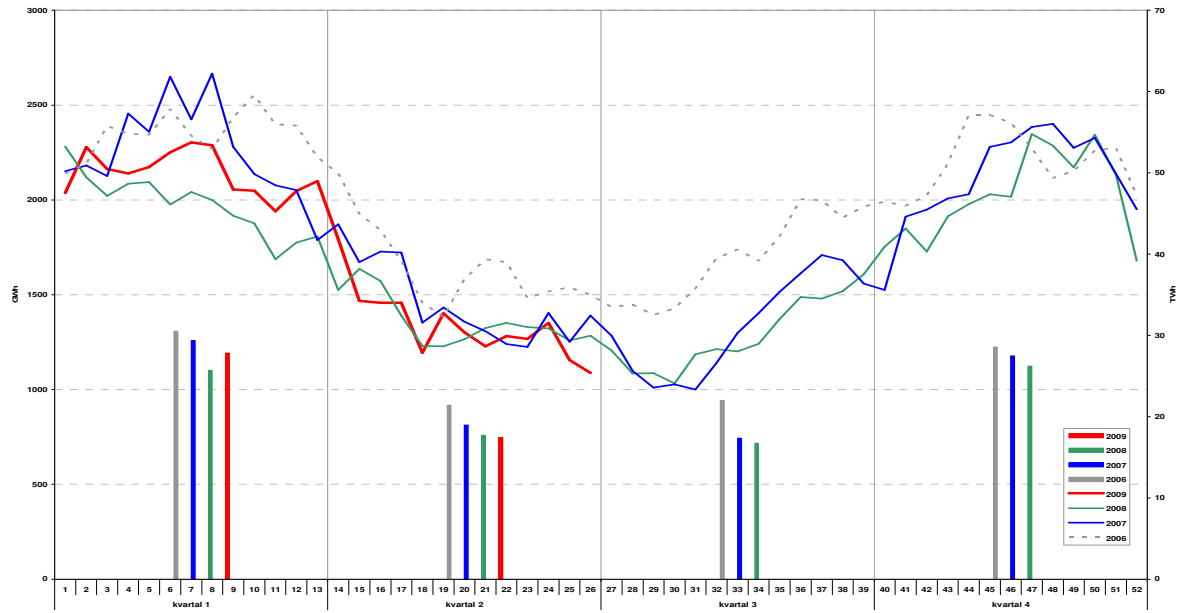
Figur 2.4 Nordisk vannkraftproduksjon, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



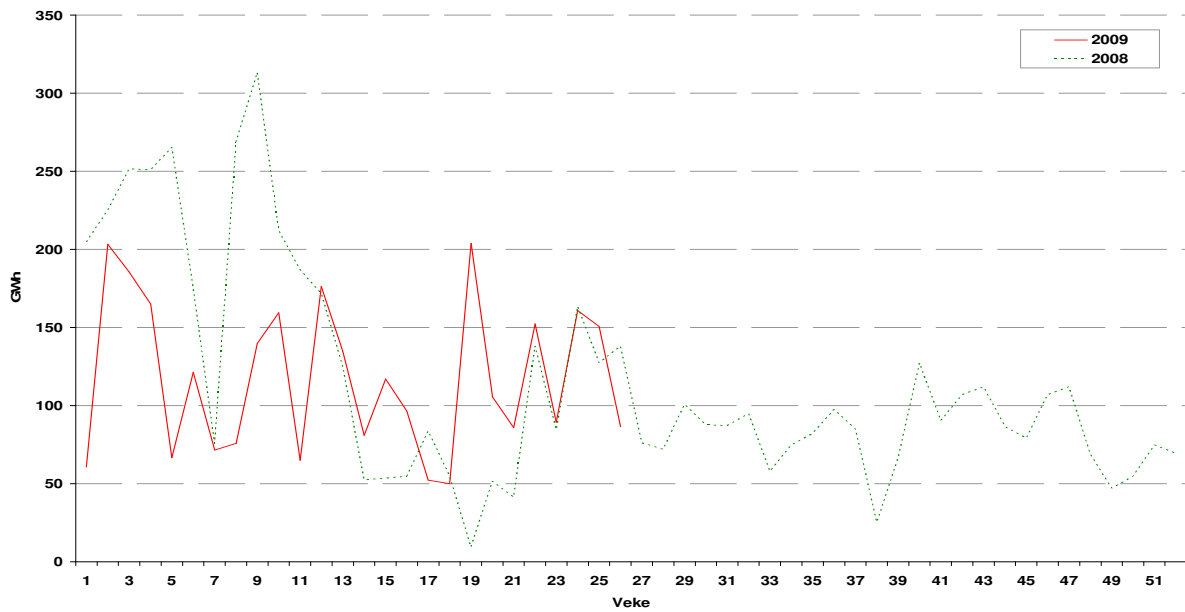
Figur 2.5 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



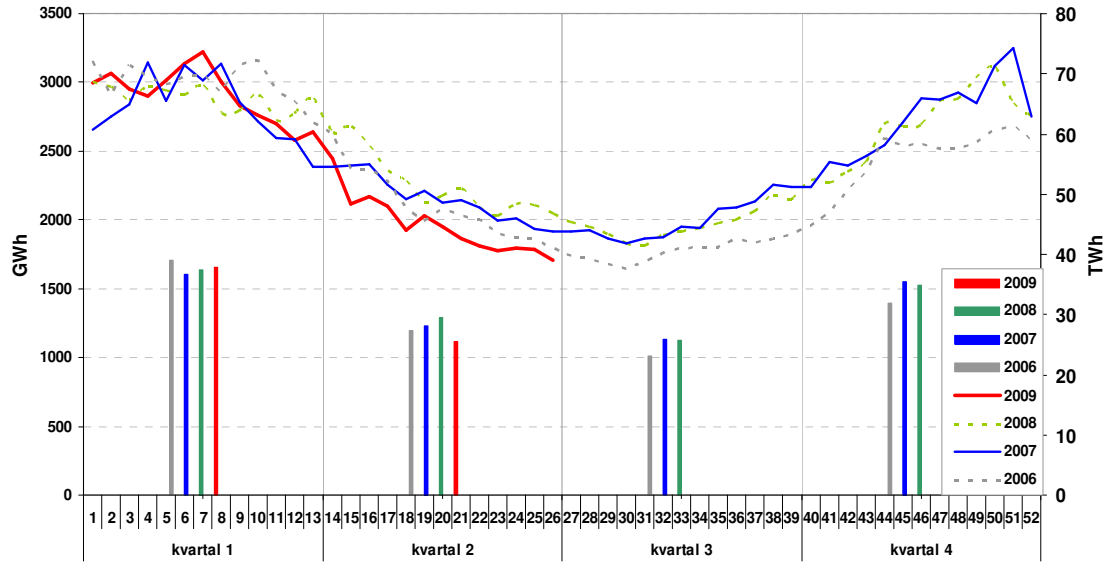
Figur 2.6 Øvrig nordisk kraftproduksjon, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



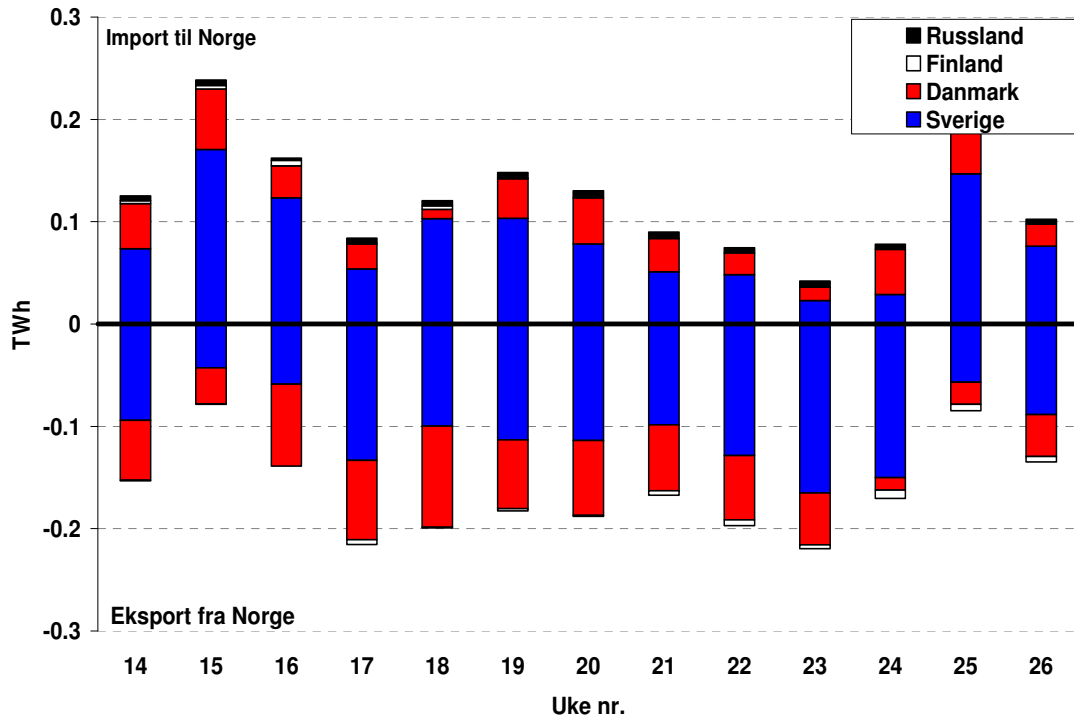
Figur 2.7 Dansk vindkraftproduksjon, 2008- 2009 GWh/uke. Kilde: Energinet.dk



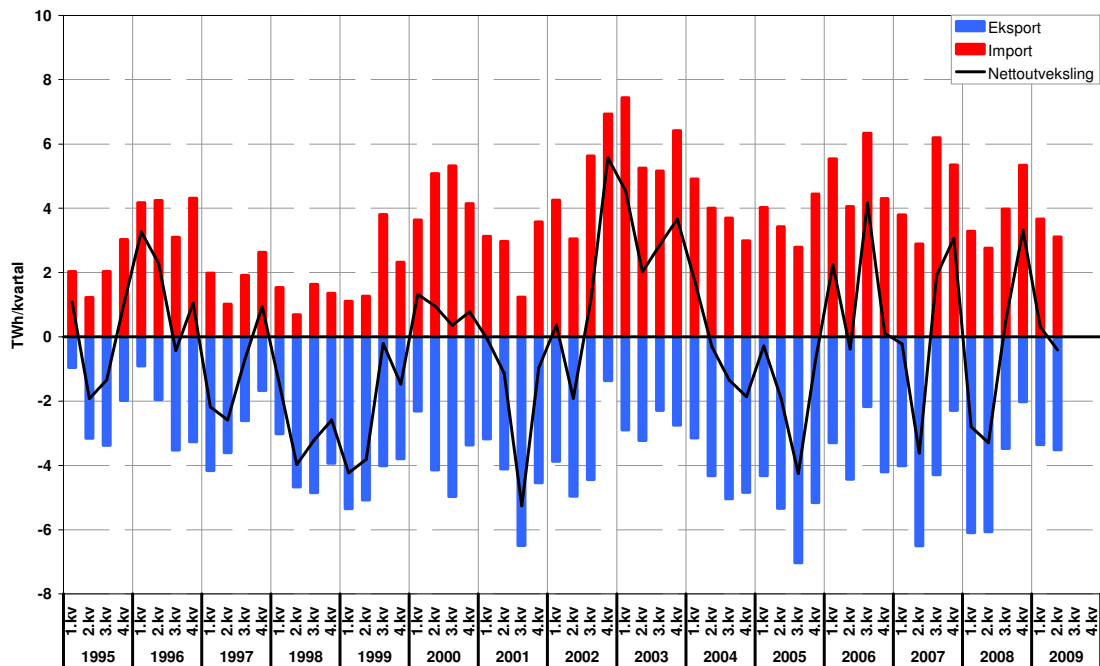
Figur 2.8 Norsk forbruk, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



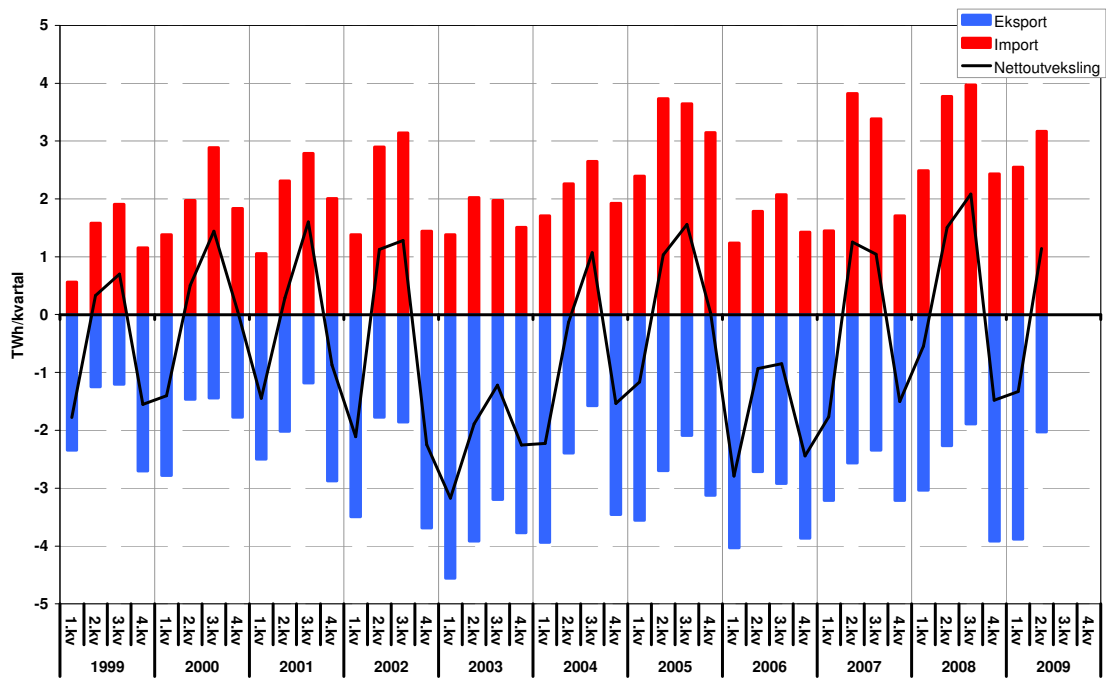
Figur 2.9 Norsk utveksling av kraft i andre kvartal. TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 2.10 Import/eksport Sverige, 1995 - 2009. TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 2.11 Import/eksport Danmark, 1999 - 2009, TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 2.12 Import/eksport Finland, 1997 – 2009, TWh. Kilde: Nord Pool

