



Kvartalsrapport for kraftmarknaden

1. kvartal 2011

Tor Arnt johnsen (red.)

7
2011

R
A
P
P
O
R
T



Kvartalsrapport for kraftmarknaden

1. kvartal 2011

Rapport nr. 7

Kvartalsrapport for kraftmarknaden

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Tor Arnt Johnsen

Forfattarar: Stian Henriksen, Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Kjerstin Dahl Viggen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Mats Øivind Willumsen, Margit Iren Ulriksen, og Tor Arnt Johnsen, som også har leia arbeidet.

Trykk: NVE sitt hustrykkeri

Opplag: 25

Forsidefoto:

ISBN: 978-82-410-0744-6

ISSN: 1501-2832

Samandrag: Magasinfyllinga i dei norske vassmagasina var 18,1 prosent ved utgangen av første kvartal 2011. Det er 21,4 prosent under normalt. Fyllingsgrada har aldri vore lågare til same tid i åra 1982-2011. Mildare vêr og høgare kraftprisar enn i første kvartal 2010 medverka til ein nedgang i kraftforbruket på 2,6 TWh til 38,1 TWh samanlikna med fjoråret. Det temperaturkorrigererte forbruket i alminneleg forsyning gjekk ned med 1,2 TWh til 29,9 TWh. Kraftproduksjonen, på 31,7 TWh, var den tredje lågaste registrerte i første kvartal for perioden 1995-2011. Låg magasinfylling og lite tilsig medverka til den låge produksjonen. Sidan ressursituasjonen var knapp verdsette produsentane vatnet sitt høgt og sparte på vatnet. Nettoimporten var derfor den høgaste registrerte nokosinne, 6,4 TWh. Det gjennomsnittlege kraftprisnivået i dei norske elspotområda låg rundt 520 kr/MWh. I terminmarknaden vart andre- og tredjekvartalskontraktane handla for 441 og 429 kr/MWh i slutten av kvartalet. For andrekvartalskontrakten var det eit prisfall på 1 prosent frå inngangen av kvartalet, noko som kan koplast til det milde vêret i slutten av kvartalet. Tredjekvartalskontrakten hadde derimot prisauke på 6 prosent, truleg grunna uvisse rundt utviklinga av ressursituasjonen framover året. I sluttbrukar marknaden vart spotpriskontraktar handla for 67,6; 66,5; 67,8; 66,5 og 53,5 øre/kWh i høvesvis Aust-, Sørvest-, Vest-, Midt- og Nord-Noreg.

Emneord: elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftmarknad, tilsig, magasinfylling, krafthandel, kraftforbruk, straumprisar

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

Innhald

Forord	iii
Samandrag	v
1 Kraftmarknaden i første kvartal 2011	1
1.1 Ressursgrunnlaget.....	4
1.1.1 Tilsig i Noreg	4
1.1.2 Tilsig i Sverige.....	5
1.1.3 Temperatur.....	5
1.1.4 Nedbør	6
1.1.5 Snø.....	7
1.1.6 Grunn- og markvatn	9
1.1.7 Venta tilsig våren/sommaren 2011.....	10
1.2 Magasinutviklinga	11
1.2.1 Rekordlåg magasinfylling	11
1.2.2 Magasinutviklinga i Sverige og Finland	11
1.3 Produksjon	14
1.3.1 Noreg – sterk nedgang i produksjonen	16
1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa.....	17
1.4 Forbruk	20
1.4.1 Noreg – lågare kraftforbruk i første kvartal.....	21
1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa	24
1.5 Andre energibærarar i Noreg	26
1.5.1 Fyringsoljar.....	26
1.5.2 Ved.....	28
1.5.3 Anna bioenergi	28
1.5.4 Varmepumper	28
1.5.5 Fjernvarme	28
1.5.6 Gass.....	28
1.6 Kraftutveksling	29
1.6.1 Noreg	31
1.6.2 Andre nordiske land	32
1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden	33
1.7.1 Spotmarknaden.....	33
1.7.2 Terminmarknaden	35
1.8 Sluttbrukarmarknaden	40
1.8.1 Prisar og kontraktar.....	40
1.8.2 Leverandørskifte, kontraktsval og samla utgifter.....	43
2 Eksogene prisrekker i Samkjøringsmodellen	47
2.1 Metodikk.....	47
2.2 En representativ profil	47
2.3 Terminprisene justerer profilen	48
2.4 Eksempel: prisprofil basert på historiske data.....	48
3 Vedlegg	51

Forord

Energiavdelinga i NVE presenterer her rapport for kraftmarknaden i første kvartal 2011. Kvartalsrapporten utarbeidast kvart kvartal, og dette er første utgåve i kvartalsrapportens 8. årgang. På grunn av datainnsamling og tilverking vert kvartalsrapporten vanlegvis publisert 4-5 veker etter utløpet av kvartalet.

Arbeidet med denne kvartalsrapporten er utført av medarbeidarar ved Energiavdelinga og Hydrologisk avdeling. Bidragsytarane for denne utgåva har vore Stian Henriksen, Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Kjerstin Dahl Vigger, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Mats Øivind Willumsen, Margit Iren Ulriksen, og Tor Arnt Johnsen, som også har leia arbeidet.

Oslo, 12. mai 2011


Marit L. Fossdal
avdelingsdirektør

Samandrag

I første kvartal 2011 var det nyttbare tilsiget til dei norske vassmagasina 7,7 TWh, som er 1,2 TWh mindre enn normalt, men likevel 1,9 TWh meir enn i første kvartal 2010. Mesteparten av tilsiget kom mot slutten av kvartalet då vêret vart mildare og snøsmeltinga byrja. Marsmånad var jamvel den tiande våtaste sidan 1900. Noko av nedbøren vart liggjande som snø i fjellet, og ved utgangen av kvartalet var snømagasinet omtrent 85 prosent av det normale. Det er vesentleg meir enn dei 65 prosent som utgjorde snømagasinet til same tid i 2010.

Fyllingsgrada i vassmagasina var 18,1 prosent ved utgangen av kvartalet. Det er 21,4 prosent under det normale for årstida og den lågaste magasininfyllinga målt på denne tida for perioden 1982-2011.

Kraftforbruket i første kvartal var 38,1 TWh som er 2,6 TWh lågare enn i første kvartal 2010. Nedgangen i forbruket skuldast truleg ein kombinasjon av mildare vêr og høgare kraftprisar. Korrigert til normale temperaturforhold var forbruket i allminneleg forsyning 29,9 TWh, eller 1,2 TWh mindre enn eit år tidlegare. Det er nedgangen i det temperaturkorrigerte forbruket som gjev grunn til å tru at høgare kraftprisar har medverka til lågare forbruk.

Samanlikna med fjoråret gjekk den norske kraftproduksjonen i første kvartal ned med 18 prosent til 31,7 TWh. For perioden 1995-2011 er det den tredje lågast registrerte kraftproduksjonen i førstekvartal. Det var lågt tilsig og låg magasininfylling ved inngangen til kvartalet som førte til den låge produksjonen. For eit vasskraftdominert system er det naturleg at variasjonar i tilsiget speglar seg i produksjonsutviklinga.

Den norske nettoimporten i første kvartal var 6,4 TWh, eller meir enn tre gangar så mykje som i same kvartal i fjor. Det er den høgaste nettoimporten i eit kvartal nokosinne. Høgt forbruk som følgje av det kalde vintervêret medverka i saman med den knappe ressursituasjonen til å sette importrekorden.

Det gjennomsnittlege kraftprisnivået i alle dei norske elspotområda låg rundt 520 kr/MWh. Elspotprisane var høgare i starten av januar, men fall utover kvartalet då vêret vart mildare. Dei elspotområda som var prega av svært høge prisar førre vinter, Midt- og Nord-Noreg, hadde lågare pris dette kvartalet. På liknande vis hadde dei elspotområda som låg utanfor høgprisområdet i fjor høgare snittpris i år. Vasskraftprodusentane verdsette vatnet sitt høgt dette kvartalet med bakgrunn i den låge magasininfyllinga. Prisane i den nordiske marknaden vart derfor høge slike at det vart utløyyst import ifrå kontinentet.

Terminkontraktane med levering i andre og tredje kvartal 2011 vart i slutten av kvartalet handla for 441 og 429 kr/MWh ved den nordiske kraftbørsen. For andrekvartalskontrakten tilsvarte det eit prisfall på 1 prosent, medan det for tredjekvartalskontrakten var ein prisoppgang på 6 prosent. Mildt vêr i slutten av første kvartal medverka sannsynlegvis til prisnedgangen for andrekvartalskontrakten. For tredjekvartalskontrakten kan prisauken knytast til uvisse rundt ressursituasjonen framover sommaren då magasininfyllinga, trass i mildt vêr, framleis var lågare enn normalt.

I sluttbrukarmarknaden følgde spotpriskontraktane utviklinga i elspotmarknaden. Det vil seie at det var lågare prisar i Aust-, Sørvest- og Vest-Noreg enn eit år tidlegare. Likeins låg prisane i Midt- og Nord-Noreg lågare enn i første kvartal 2010. Gjennomsnittleg spotpris i sluttbrukarmarknaden for Aust-, Sørvest-, Vest-, Midt- og Nord-Noreg var høvesvis 67,6; 66,5; 67,8; 66,5 og 53,5 øre/kWh.

1 Kraftmarknaden i første kvartal 2011

Mindre tilsig enn normalt

I første kvartal 2011 var det nyttbare tilsiget til dei norske vassmagasina 7,7 TWh. Det er 1,2 TWh mindre enn normalt, men 1,9 TWh meir enn i første kvartal 2010. Sjølv om det samla sett var mindre tilsig enn normalt sørgja mildt vêr og byrjande snøsmelting for høgt tilsig dei to siste vekene av kvartalet. Dei siste 12 månadane har det nyttbare tilsiget vore 102,5 TWh, eller 20 TWh mindre enn normalt.

Mild januar- og marsmånad

Gjennomsnittstemperaturen for Noreg var 1,3 grader Celsius over normalen både i januar og i mars. Februar var ein kaldare månad med temperaturar ned mot 6 grader under normalen.

Meir nedbør enn normalt

Det var 20 prosent større nedbørmengder i januar enn det normale for månaden. Februar og mars hadde også meir nedbør enn normalt, høvesvis 15 og 45 prosent. For marsmånad er dette er den tiande våtaste sidan 1900. Totalt for kvartalet kom det 38 TWh nedbørenergi, omlag 20 prosent meir enn normalt.

Litt mindre snømagasin enn normalt

Snømagasina var større ved utgangen av første kvartal 2011 enn til same tid i 2010. Unntaket er Austlandet som hadde mindre snø enn eit år tidlegare. For landet sett under eitt var snømagasinet omlag 85 prosent av normalt ved utgangen av kvartalet.

Rekordlåg magasinifylling

Året starta med ei fyllingsgrad på 45,3 prosent, som er 26,3 prosenteningar under normalen. Ved utgangen av kvartalet var magasinifyllinga 18,1 prosent. Det er 21,4 prosenteningar under normalen. I perioden 1982-2011 er dette den lågaste registrerte magasinifyllinga ved utgangen av første kvartal. Sjølv om fyllingsgraden var låg ved utgangen av kvartalet var nedtappinga i løpet av kvartalet mindre enn normalt grunna låg vasskraftproduksjon og høg import .

Lågare nordisk kraftforbruk

Samla sett var det nordiske kraftforbruket i første kvartal 114,4 TWh, som er 4,7 TWh lågare enn i første kvartal 2010. Forbruksnedgangen kan ha samanheng med mildare vêr enn til same tid i 2010. Med unntak av Danmark, gjekk kraftforbruket ned i alle dei nordiske landa. I Danmark nyttast mykje fjernvarme slik at berre ein liten del av krafttetterspurnaden går til oppvarming. Temperaturendringar har derfor mindre innverknad på kraftforbruket i Danmark enn på forbruket i dei andre nordiske landa.

Lågare nordisk kraftproduksjon

Kraftproduksjonen i Norden første kvartal 2011 var 107,5 TWh. Eit år tidlegare var produksjonen 4,8 prosent høgare. Reduksjonen i forhold til fjoråret skuldast lågare vasskraftproduksjon, men høgare kjernekraftproduksjon enn i fjor hadde ein dempende effekt på nedgangen. Størstedelen av produksjonsnedgangen kom då også i Noreg, som har mykje vasskraftproduksjon. Sverige, som har mykje kjernekraftproduksjon, auka derimot sin kraftproduksjon.

Det norske kraftforbruket i førstekvartal var 38,1 TWh mot 40,7 TWh i same kvartal 2010. Forbruket i første kvartal i år er det fjerde høgaste

Lågare norsk kraftforbruk

nokon gong. Nedgangen i forhold til fjoråret kan sjåast i samanheng med mildare vêr. Av totalforbruket gjekk 29,7 TWh til alminneleg forsyning. Korrigert til normale temperaturforhold var det alminnelege forbruket 29,9 TWh, mot 31,1 TWh i same kvartal 2010. Reduksjonen i det temperaturkorrigerde forbruket har samanheng med høgare kraftprisar.

Stor nedgang i den norske kraftproduksjonen

Noreg produserte 31,7 TWh kraft i første kvartal 2011. Dette er den tredje lågaste produksjonen registrert i første kvartal for åra 1995-2010. Samanlikna med førstekvartal 2010 er det ein nedgang på 18 prosent. Nedgangen heng saman med lågt tilsig og magasininfylling godt under normalt. Det er normalt at den norske kraftproduksjonen varierer med det nyttbare tilsiget.

Rekordhøg nordisk og norsk nettoimport

Den nordiske nettoimporten i første kvartal 2011 var rekordhøge 6,9 TWh. Importrekorden må sjåast i samanheng med den låge fyllingsgrada i dei nordiske vassmagasina. Som følgje av den knappe ressursituasjonen var det ei stram tilbodsside internt i Norden. Høgt forbruk medverka ytterlegare til importen.

Nettoimporten til Noreg var 6,4 TWh i første kvartal. Det er den høgaste nettoimporten til landet i løpet av eit kvartal nokosinne. Til same tid i fjor var nettoimporten 4,5 TWh lågare. Høgt forbruk som følgje av låge temperaturar har saman med den låge magasininfyllinga medverka til den rekordhøge nettoimporten.

Nokså jamt nordisk spotprisnivå

Låge temperaturar ved inngangen til 2011 og ein stram ressursituasjon gav høge kraftprisar i heile Norden i starten av første kvartal. Utover i kvartalet var det ei meir normal temperaturutvikling, og kraftprisane stabiliserte seg rundt 500 kr/MWh. Noreg, Sverige og Finland hadde nokså samanfallande spotprisar, medan det danske prisnivået var noko lågare.

Dei norske elspotområda hadde dei gjennomsnittleg høgaste spotprisane i Norden. Vest-Noreg (NO5) hadde ein snittpris på 527 kr/MWh, Aust-Noreg (NO1) 526 kr/MWh, Sørvest (NO2) - og Midt-Noreg (NO3) 517 kr/MWh og Nord-Noreg (NO4) 516 kr/MWh. Samanlikna med første kvartal 2010 var det prisnedgang i dei to elspotområda som var prega av svært høge prisar i fjor vinter (Midt- og Nord-Noreg). I Aust-, Sørvest- og Vest-Noreg, som låg utanfor høgprisområdet vinteren 2010, var det prisoppgang.

Den gjennomsnittlege spotprisen i Sverige og Finland var høvesvis 513 og 504 kr/MWh. På Jylland og Sjælland var dei tilsvarande prisane 421 kr/MWh og 426 kr/MWh.

Snittprisen ved den tyske kraftbørsen EEX var 409 kr/MWh i første kvartal. I starten av kvartalet var dei tyske prisane ofte lågare enn dei nordiske, men i mesteparten av kvartalet hadde Tyskland høgare spotpris på dagtid enn dei nordiske landa.

Prisauke for den nordiske tredjekvartalskontrakten

Prisen på terminkontraktar ved den nordiske kraftbørsen med levering i andre- og tredjekvartal 2011 enda på 441 og 429 kr/MWh i slutten av førstekvartal. Det vil seie at prisen på andrekvartalskontrakten gjekk ned

med ein prosent frå starten til slutten av kvartalet, medan prisen på tredjekvartalskontrakten auka med 6 prosent. Mildt vêr mot slutten av kvartalet betra ressursituasjonen framover våren og bidrog til prisnedgang i andrekvartalskontrakten. Det er stor uvisse knytt til utviklinga i det hydrologiske underskotet i Norden og det kan ha medverka til prisoppgangen i tredjekvartalskontrakten.

Betydelig prisauke for dei tyske terminkontraktane

Sluttprisane på kontraktane for andre- og tredjekvartal 2011 ved den tyske kraftbørsen EEX auka med 20 og 21 prosent frå starten til slutten av første kvartal. Prisoppgangen kom etter at det i midten av mars vart annonsert at alle tyske kjernekraftverk bygd før 1980 skulle stengast ned. Kontraktane vart handla for 442 og 456 kr/MWh på siste handledag i kvartalet.

Høgare sluttbrukarprisar i Aust-, Sørvest- og Vest-Noreg

For dei tre sørlege norske elspotområda, Aust-, Sørvest- og Vest-Noreg, var den gjennomsnittlege prisen på spotpriskontraktar for sluttbrukarar høvesvis 67,6; 66,5 og 67,8 øre/kWh i første kvartal. Prisane var dermed mellom 1,7 – 11,8 øre/kWh høgare enn i første og fjerde kvartal 2010. Midt- og Nord-Noreg hadde prisar på 66,5 øre/kWh og 53,5 øre/kWh for dei same kontraktane. Det tilsvare ein prisnedgang på mellom 2,3 – 10,6 øre/kWh frå både første og fjerde kvartal i fjor.

Lågare sluttbrukarprisar i Midt- og Nord-Noreg

Standard variabelkontrakt hadde i første kvartal ein gjennomsnittspris på 81,9 øre/kWh. Prisen var 23,3 og 16,3 øre/kWh lågare i første og fjerde kvartal 2010. Dei gjennomsnittlege prisane for fastpriskontraktar med 1-årig og 3-årigavtaletid var i same kvartal 61,6 og 55,7 øre/kWh. Også i desse kontraktstypene har det vore prisoppgang samanlikna med første og andre kvartal i 2010, høvesvis 7,8 og 4,5 øre/kWh og 3,9 og 2,3 øre/kWh.

1.1 Ressursgrunnlaget

1.1.1 Tilsig i Noreg

Tilsig under normalt

I første kvartal 2011 var det nyttbare tilsiget 7,7 TWh som er 1,2 TWh mindre enn normalt og 1,9 TWh meir enn i første kvartal 2010.

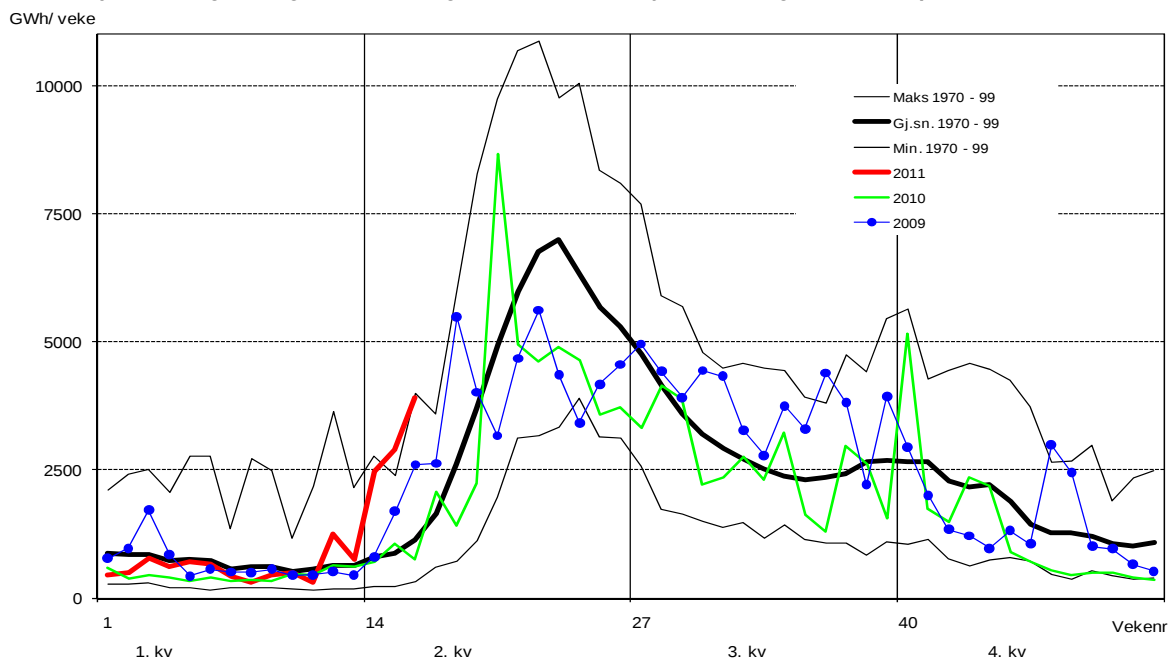
Dei siste 12 månadene har det nyttbare tilsiget vore 102,5 TWh. Det er 20 TWh mindre enn normalt.

Resurstilgang TWh	1.kv. 2011	Avvik frå normalt	Siste 12 månader	Avvik frå normalt
Tilsig Noreg	7,7	-1,2	102,5	-20
Tilsig Sverige	4,2	-0,7	63,6	0
Nedbør Noreg	38,0	6,2	119,5	-3
Snø Noreg		Utgang av 1. kv 2011 ca. -15 %		Utgang av 1. kv 2010 ca. -35 %

De siste 24 månadene har tilsiget vore nesten 225 TWh eller 20 TWh mindre enn normalt.

Fordelinga av tilsiget gjennom året er vist i Figur 1.1.1. Det låge tilsiget i fjerde kvartal 2010 haldt fram inn i 2011 med tilsig under normalt alle dei 11 første vekene i 2011. Det skuldast stabilt vintervær i det meste av landet. Mot slutten av første kvartal vart det mildare, spesielt i Sør-Noreg, noko som førte til byrjande snøsmelting og høgare tilsig.

Figur 1.1.1 Nyttbart tilsig i Noreg i 2009, 2010 og 2011. GWh/veke. Kjelde: NVE og Nord Pool Spot

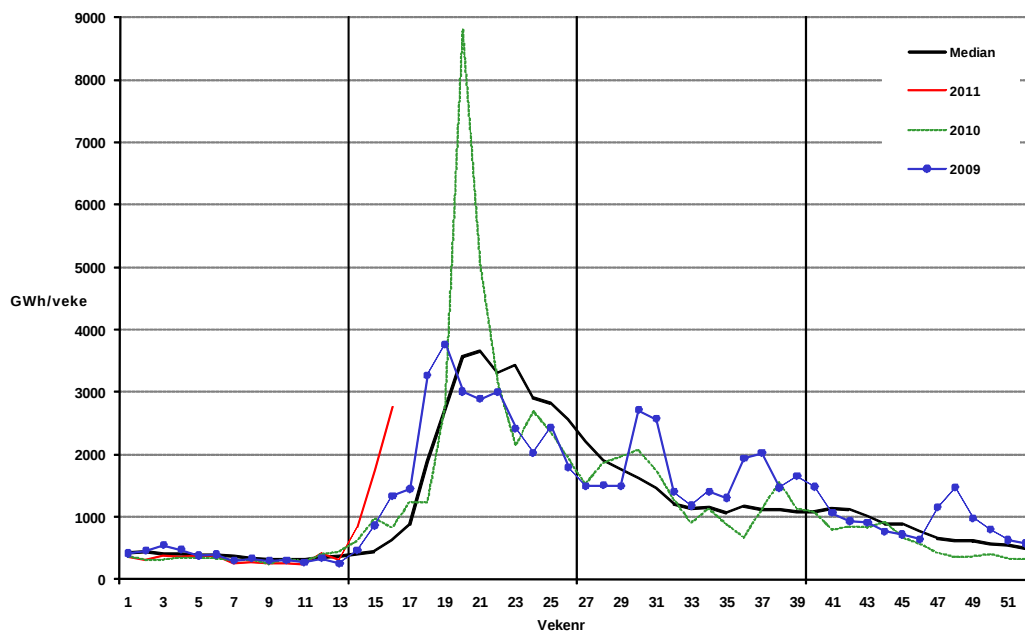


1.1.2 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vatn til svenske kraftmagasin var 4,2 TWh i første kvartal 2011, eller 0,7 TWh mindre enn normalt og omlag som i same periode i 2010.

Dei siste 12 månadene har tilsiget til dei svenske kraftmagasina vore 63,6 TWh. Det er omtrent som normalt og 3,6 TWh mindre enn i tilsvarande periode eit år tidlegare. Dei siste 24 månadene har tilsiget vore i underkant av 131 TWh. Det er 6 TWh meir enn normalt.

Figur 1.1.2 Tilsig i Sverige i 2009, 2010 og 2011. GWh/veke. Kjelde: Svensk energi

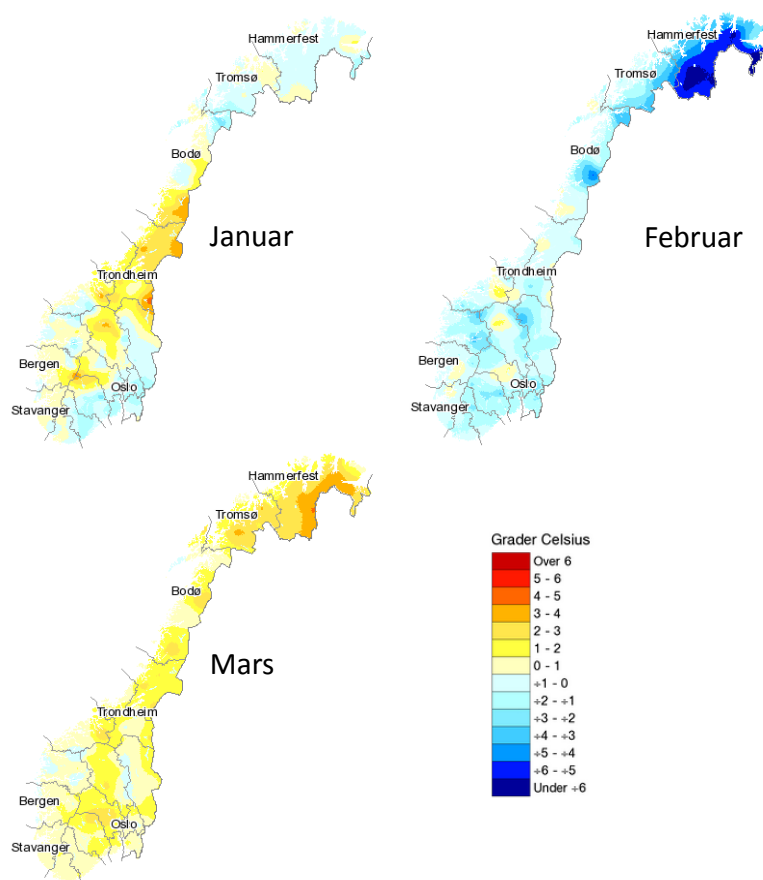


1.1.3 Temperatur

Etter rekordkulde mange stader i landet i november og desember i fjor, vart januar heller mild med ein temperatur på 1,3 grader over normalt for Noreg. Dei største positive avvika var i Midt-Noreg og i høgareliggande område i Sør-Noreg. I februar vart det kaldare igjen med temperaturar under normalt i heile landet. Dei største avvika var i Finnmark med 5 – 6 grader under normalt. Fleire stader på Finnmarksvidda, som Kautokeino og Karasjok, var månadsmiddeltemperaturen i februar mellom – 20 og – 21°C. Det var og på Finnmarksvidda at vinterens lågaste temperatur, – 42,5 °C midt i februar, vart registrert.

Mars var ein mild måned med temperaturar over normalt i det meste av landet. For Noreg var temperaturen 1,3 grader over normalt. Mot slutten av månaden var det spesielt mildt i Sør-Noreg, mens det i Midt- og Nord-Noreg vart kaldare enn tidligare i månaden. Den høgaste maksimumstemperaturen i mars vart registrert på Kongsberg med 16,0 °C den 21. mars (met.no).

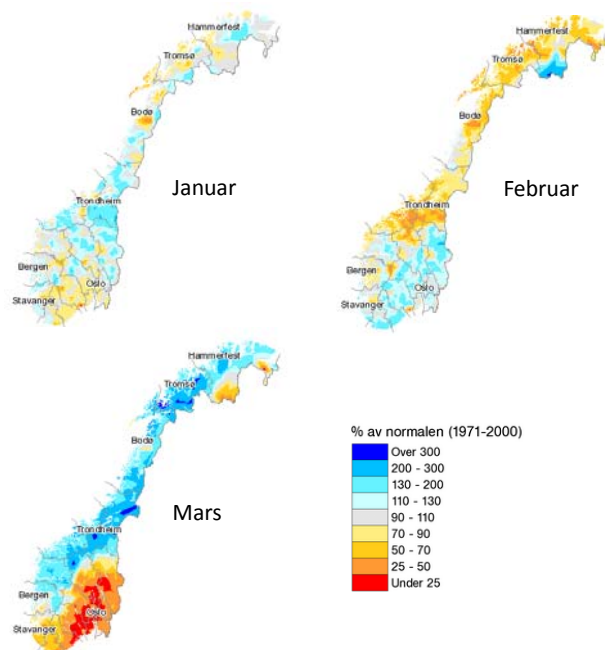
Figur 1.1.3 Temperatur, avvik i °C frå normalt (1971-2000) i januar, februar og mars 2011. Kjelde: www.seNorge.no



1.1.4 Nedbør

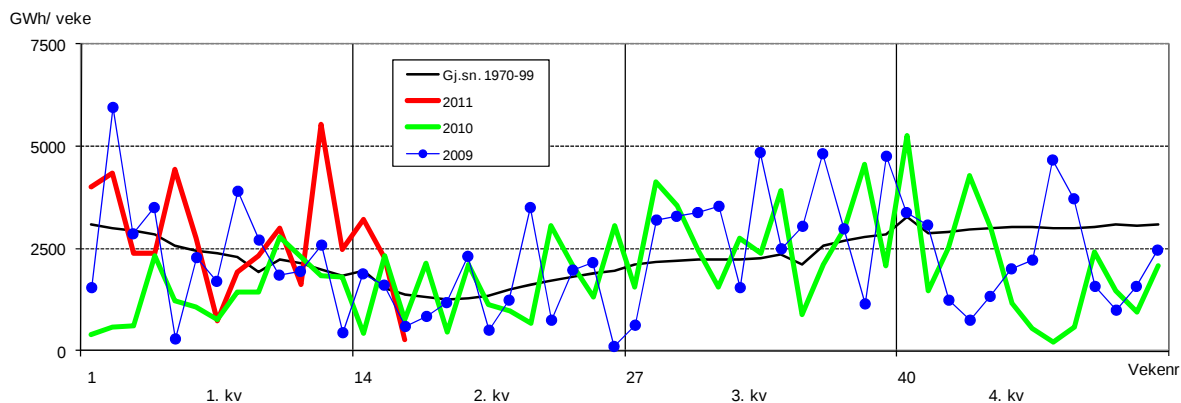
I januar var månadsnedbøren 20 prosent over normalt for Noreg. Medan delar av Trøndelag fekk omlag to gangar normal nedbør, kom det mindre enn normalt i store deler av Telemark og Aust-Agder. I februar var månadsnedbøren for landet 15 prosent over normalt. Det var spesielt Aust-, Sør- og Vestlandet, samt indre delar av Finnmark som fekk meir nedbør enn normalt. I resten av Nord-Noreg og i Midt-Noreg kom det mindre nedbør enn normalt. Mars vart ein måned med mykje vestavêr og nedbør. For heile landet kom det 45 prosent meir nedbør enn normalt. Dette er den tiande våtaste mars sidan 1900. Spesielt mykje nedbør kom det i Trøndelag, der årets mars er den 6. våtaste på drygt 100 år. På Aust- og Sørlandet kom det derimot mindre nedbør enn normalt denne månaden (met.no).

Figur 1.1.4 Nedbør, avvik i prosent frå normalt (1971-2000) i januar, februar og mars 2011. Kjelde: : www.seNorge.no



I første kvartal 2011 kom det 38 TWh nedbøreneergi. Det er om lag dobbelt så mykje nedbør som i første kvartal i fjor, og nesten 20 prosent eller drygt 6 TWh meir enn normalt. Dei siste 12 månadene har det kome vel 119 TWh eller 3 TWh mindre enn normalt.

Figur 1.1.5 Berekna nedbøreneergi per veke i 2009, 2010 og 2011. GWh/veke. Kjelde: NVE



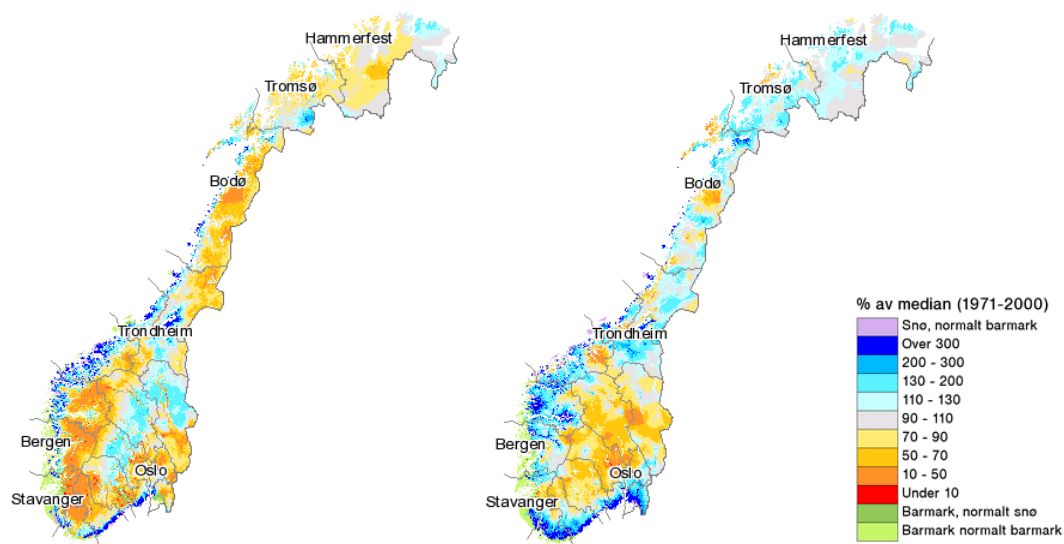
1.1.5 Snø

Snøsituasjonen ved utgangen av første kvartal 2011 og 2010 er vist i Figur 1.1.6. Dei store trekka viser at det er mykje meir snø i fjellet på Vestlandet og i Midt- og Nord-Noreg i år enn i fjor. Det er og meir snø i fjellet lengst sør i landet, medan det på Austlandet, med unntak av kystområda, er mindre snø enn for eitt år sidan.

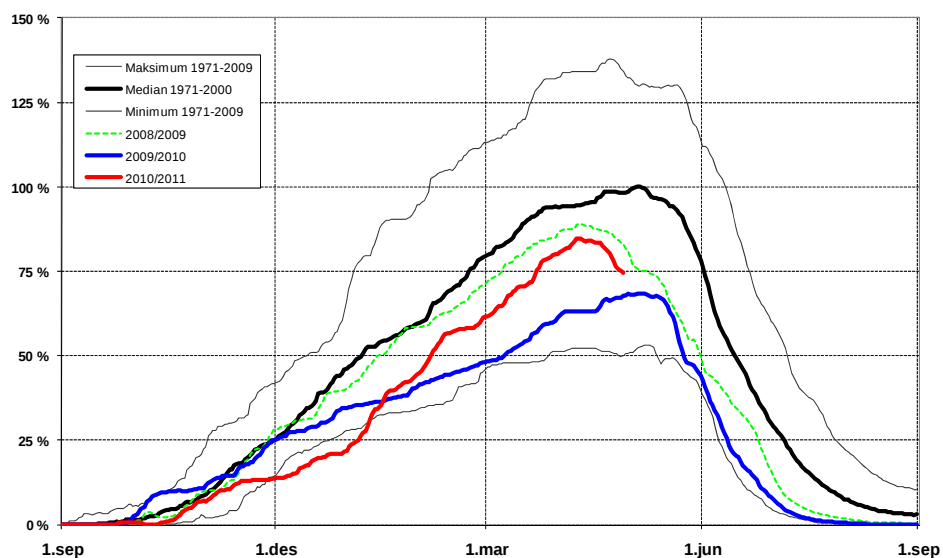
Utviklinga av snømagasinet, målt som energi i prosent av median kulminasjon for dei siste tre åra, er vist i Figur 1.1.7. Lite nedbør i stort sett heile landet i november og desember førte til at snømagasinet

ved årsskiftet var kring 50 prosent mindre enn normalt. Dette er det lågaste snømagasinet som er observert i perioden 1971-2010. Utover vinteren kom det mykje nedbør, slik at snømagasinet auka betrakteleg og nådde om lag 85 prosent av normalt ved utgangen av kvartalet. På same tid i fjor var snømagasinet 65 prosent av normalt. Figur 1.1.7 som også strekker seg litt inn i andre kvartal, viser at snømagasinet i år kulminerte i første halvdel av april. Snømagasinet var då om lag 90 prosent av det normale for årstida og 85 prosent av normalt maksimum for året.

Figur 1.1.6 Snømengd ved utgangen av 1. kvartal 2010 (venstre) og 2011 (høgre) i prosent av median for perioden 1971-2000. Kjelde: www.seNorge.no



Figur 1.1.7 Utviklinga av snømagasinet vintrane 2008/09, 2009/10 og 2010/11 i prosent av median for perioden 1971 - 2000. Kjelde: NVE

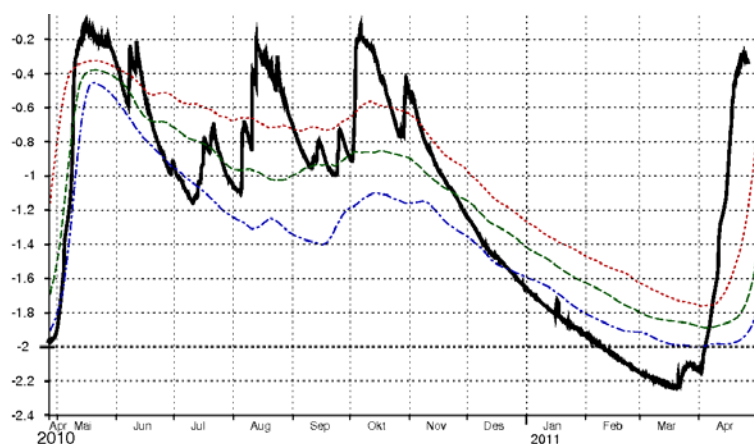


1.1.6 Grunn- og markvatn

Grunnvasstanden var gjennom vinteren svært låg mange stader, både grunna kaldt vêr mot slutten av 2010 og ein stabil vinter vidare. I løpet av mars vart det varmare og snøsmeltinga starta mange stader, slik at grunnvasstanden ved utgangen av kvartalet var normalisert fleire stader. Dette er illustrert med eit eksempel frå grunnvassmålingar frå Groset som ligg i Telemark ca. 1000 moh.

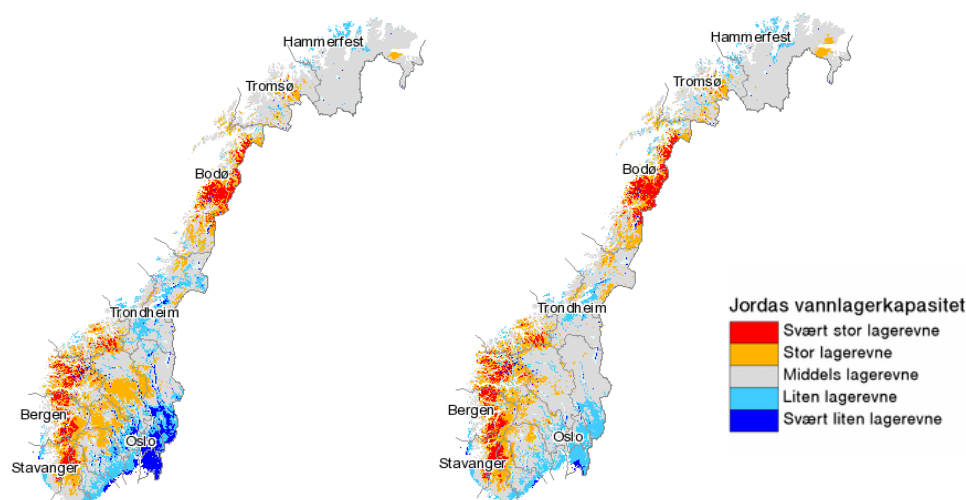
Karta i Figur 1.1.9 viser at tilhøva i mark- og grunnvassona mange stader er nokså lik 1. april i år med det dei var til same tid i fjor, men i fjellområda på Austlandet tyder karta på at det er fuktigare i år enn for eit år sidan. For landet under eitt er det relativt små avvik frå normalen i mark- og grunnvassona.

Figur 1.1.8 Grunnvassnivå for Groset, vist som djup under bakken i m. Data frå siste år er vist med svart strek, mens median, 75- og 25-persentil er vist med grøn, blå og raud strek. Referanseperiode for målestasjonen er 1950 – 2002.
Kjelde: NVE.



Figur 1.1.9 Lagerevne i mark- og grunnvassona i forhold til total metting for 1. april 2010 (venstre) og 2011 (høgre).

Kjelde: www.seNorge.no



1.1.7 Venta tilsig våren/sommaren 2011

Ein viktig parameter for å vurdere tilsiget til kraftmagasina gjennom våren og sommaren er størrelsen på snømagasinet i starten av smeltesesongen. Det er utført ein korrelasjonsanalyse mellom berekna snømagasin per 1. april og historisk nyttbart tilsig for veke 14 til og med veke 30 (april – juli). 40 år (1971-2010) med data er nytta i analysen. Snømagasinet er basert på verdiar avleidd frå snøkartet slik dei er framstilt i figur 1.1.7. Ut frå dette er det venta eit tilsig på 63 TWh i løpet av smeltesesongen (veke 14-30). Det er om lag 5 TWh eller snautt 10 prosent mindre enn normalt.

Analysen gjev ein korrelasjon på nesten 0,9. Det er altså rimeleg god samanheng mellom berekna snømagasin i byrjinga av april og berekna tilsig frå starten av april og ut smeltesesongen (slutten av juli). I år med lite snø er det naturleg nok venta mindre flaumtap enn i år med mykje snø. Dette er ein medverkande årsak til at tilsiget varierer mindre i prosent enn snømagasinet. For eksempel syner analysane at eit snømagasin som er 20 prosent over/under normalt gjev eit tilsig i løpet av sommaren som er om lag 10 prosent over/under normalt.

Det er viktig å hugse at det også er andre faktorar som innverkar på tilsiget framover, som markvassinnhald og grunnvasstand. Våre berekningar tilseier at pr. 1. april i år er desse tilhøva omtrent som normale.

Ein annan faktor er fyllinga i vassmagasina. I år med låg magasinfylling er det rimeleg å vente mindre flaumtap enn i år med magasinfylling over normalt. Alt tilsig vil likevel ikkje kunne nyttast til kraftproduksjon. Noko vil til dømes gå tapt i bekkeinntak med avgrensa kapasitet eller i elvekraftverk utan muligheit til å lagre flaumvatn.

I tillegg er det uvisse knytt til vêrutviklinga vidare utover våren og sommaren. Temperaturen under smeltinga er avgjerande for kor mykje vatn som kan nyttas i mellom anna elvekraftverka. Ein vår med moderate temperaturar og relativt høgt tilsig over lang tid, er gunstigare enn intens varme og brå avsmelting over færre dagar. Det er og usikkert om det vert ein tørr og varm sommar eller om det vert vått og kaldt? Uvisse knytt til vêret gjer at ein må anta ei uvisse på om lag ± 10 TWh i overslaga ovanfor.

Til samanlikning var snømagasina per 1. april 1998, 2003, 2004 og 2009 også om lag 80 – 90 prosent av normalt. Desse åra kom det frå veke 14 til veke 30 frå 0 til 10 TWh meir nedbør enn normalt. Tilfelle ville at året med minst snø fekk mest nedbør den påfølgande våren og sommaren, slik at tilsiget alle desse åra vart mellom 61 og 65 TWh, eller 3 – 7 TWh mindre enn normalt.

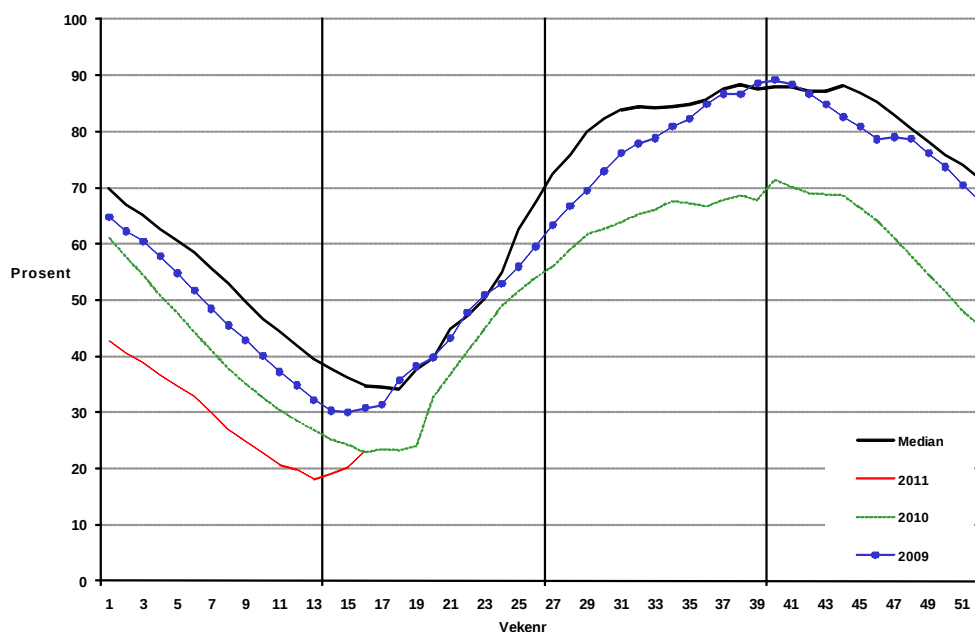
1.2 Magasinutviklinga

1.2.1 Rekordlåg magasinfylfing

Året starta med ei fyllingsgrad på 45,3 prosent. Det er den lågaste fyllingsgrada som er registrert på denne tida sidan 1982, heile 26,3 prosentteiningar under det normale¹ for årstida og 22,3 prosentteiningar under nivået til same tid året før. Låg vasskraftproduksjon og høg import førte til mindre tapping av magasinane enn normalt fram mot våren. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 18,1 prosent, eller 21,4 prosentpoeng under det normale for årstida. Fyllinga ved utgangen av første kvartal 2010 var 8,7 prosentpoeng høgare enn til same tid i år. Det svarer til ei energimengde på 7,3 TWh.

Magasin-fylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 1. kvartal (prosent)			Magasin-kapasitet TWh
	2011	2010	Median	
Noreg	18,1	26,8	39,5	84,3
Sverige	12,3	13,4	27,4	33,8
Finland	17,3	26,0	32,9	5,5

Figur 1.2.1 Fyllingsgrad for norske magasin (100 prosent = 84,3 TWh) i 2009, 2010 og 2011, prosent. Kjelde: NVE



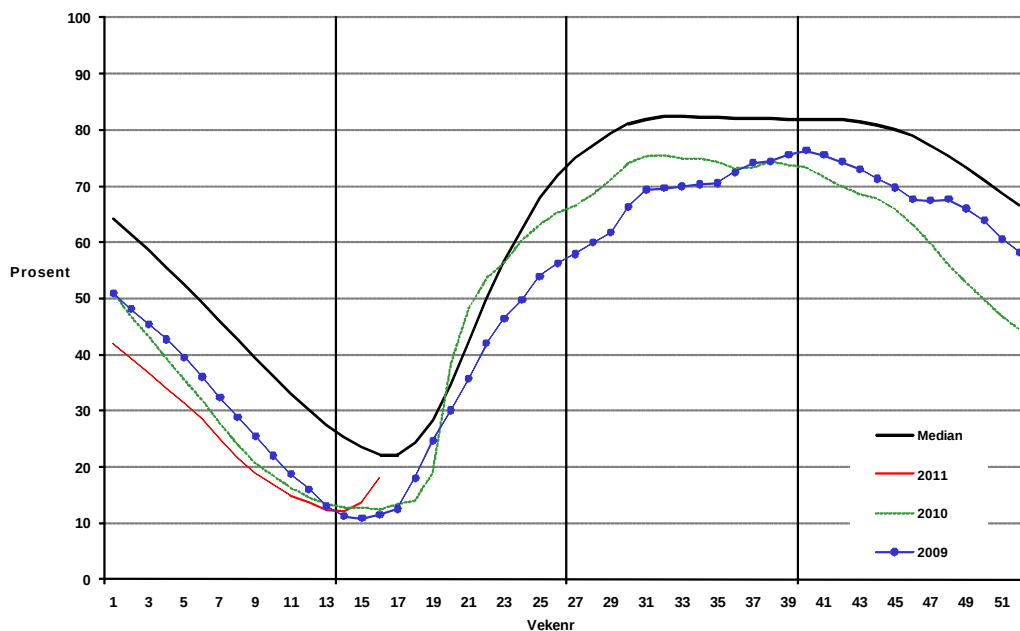
1.2.2 Magasinutviklinga i Sverige og Finland

Også i Sverige starta 2011 med låg magasinfylfing, 44,4 prosent. Det er 22,1 prosentteiningar under medianverdien², og 13,8 prosentteiningar under nivået eit år før. Ved utgangen av kvartalet var magasinfylfinga 12,3 prosent, eller 15,1 prosentteiningar under medianverdien til same tid. Fyllinga ved utgangen av første kvartal 2010 var 1,1 prosentteiningar høgare enn til same tid i år. Det svarar til ei energimengde på 0,4 TWh.

¹ Median for perioden 1990-2007

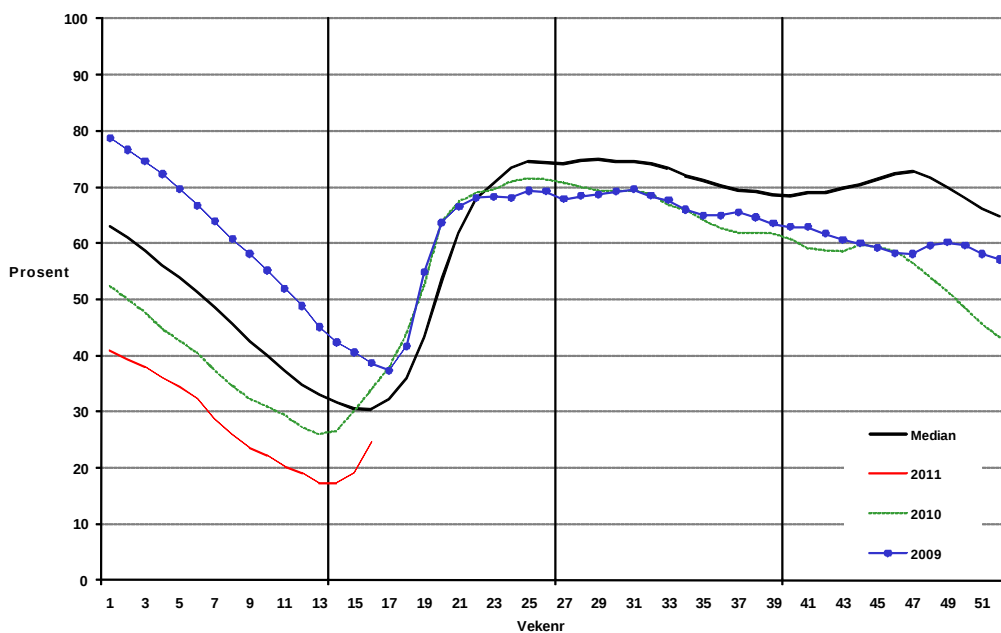
² Middelerdiar for perioden 1950-2006.

Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske magasin (100 prosent = 33,8 TWh) i 2009, 2010 og 2011, prosent.
Kjelde: Svensk Energi



Også i Finland starta 2011 med magasininfylling godt under både medianverdien og fjoråret sitt nivå. Ved utgangen av kvartalet var magasininfyllinga 17,3 prosent, eller 15,6 prosenteningar under medianverdien til same tid for perioden 1978-2001. Fyllinga ved utgangen av første kvartal 2010 var 8,7 prosenteningar høgare enn til same tid i år, og det svarar til ei energimengde på 0,5 TWh.

Figur 1.2.3 Fyllingsgrad for finske magasin (100 prosent = 5,5 TWh) i 2009, 2010 og 2011 prosent.
Kjelde: Nord Pool Spot



I sum er det dermed lagra 0,9 TWh mindre energi i svenske og finske vassmagasin enn ved utgangen av første kvartal i fjor. Den lagra vassmengda i Norden var ved utgangen av første kvartal i år 20,4 TWh, eller 8,2 TWh mindre enn til same tid i 2010 og 24,0 TWh mindre enn normalt. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske vassmagasin er 123,6 TWh.

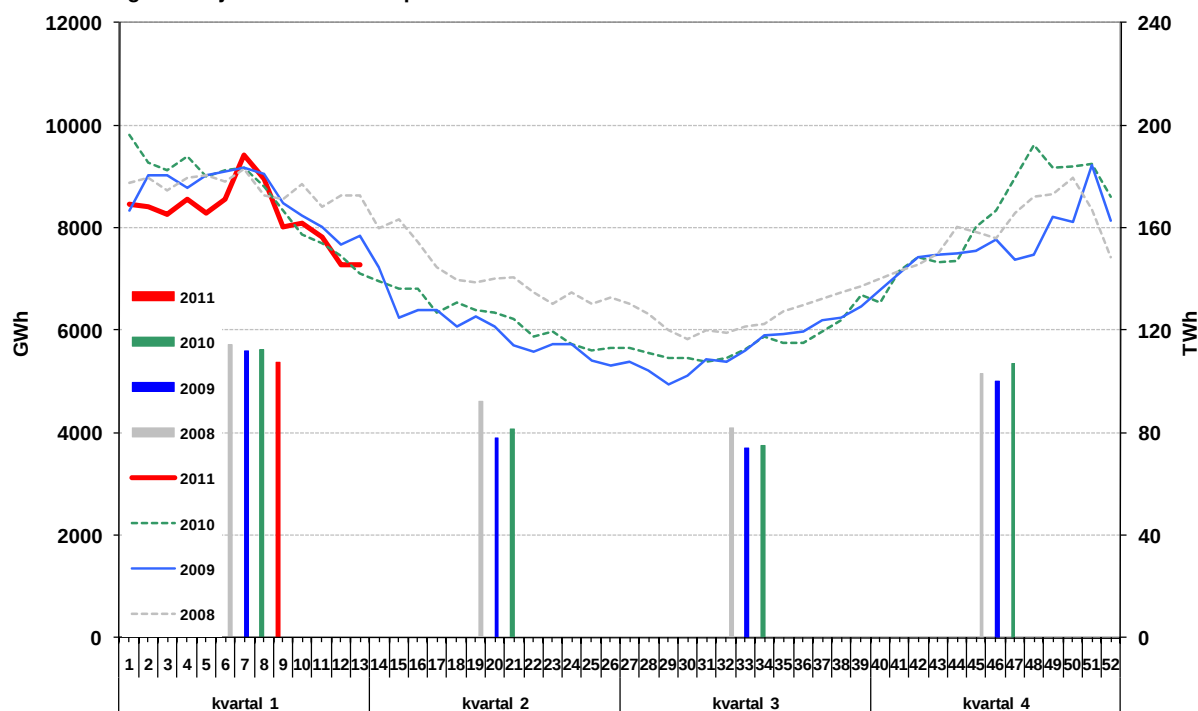
1.3 Produksjon

I første kvartal 2011 vart det produsert 107,5 TWh elektrisk energi i Norden. Det er 4,8 prosent mindre enn i første kvartal i fjor. Det var monaleg lågare vasskraftproduksjon i første kvartal i år enn i fjor, men totalt sett vart nedgangen motverka av auka kjernekraftproduksjon.

TWh	1.kv. 2011	Endring frå 1.kv. 2010	Siste 52 veker	Endring frå føregåande 52 veker
Noreg	31,7	-18,0 %	117,5	-11,5 %
Sverige	41,1	4,3 %	144,9	11,5 %
Finland	22,7	-1,5 %	74,2	4,6 %
Danmark	12,1	5,2 %	37,1	7,6 %
Norden	107,5	-4,8 %	373,7	1,5 %

Den samla nordiske kraftproduksjonen har vore 373,7 TWh dei siste 52 vekene. Det er 5,5 TWh meir enn dei føregåande 52 vekene. Produksjonen auka i alle landa med unntak av Noreg. I Noreg fall kraftproduksjonen 15,3 TWh dei siste 52 vekene. Lågare magasinbefylling ved utgangen av fjerde kvartal 2010 enn 2009, i tillegg til lågare tilsig gjennom dei siste 52 vekene, har medverka til lågare vasskraftproduksjon. Det er kjerne- og anna termisk kraftproduksjon som har auka i dei andre nordiske landa.

Figur 1.3.1 Samla nordisk kraftproduksjon, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



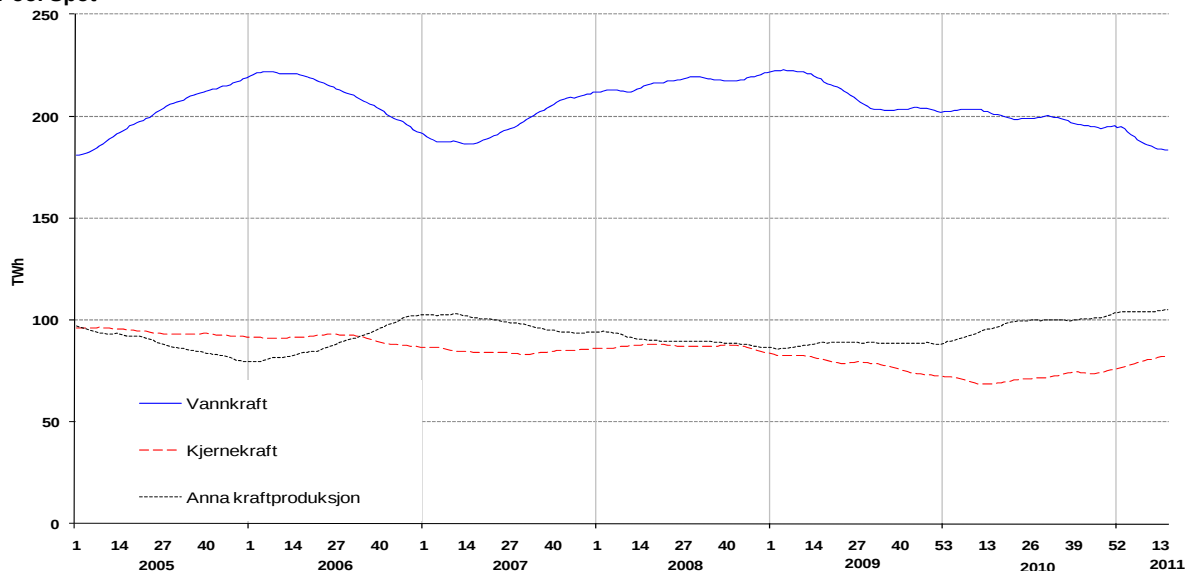
Figur 1.3.2 viser nordisk kraftproduksjon i sum for dei siste 52 vekene fordelt på teknologiar. Totalt har det vore produsert 183,3 TWh vasskraft i Norden dei siste 52 vekene. Det er heile 16,4 TWh mindre enn i løpet av dei føregåande 52 vekene. Vasskraftkurva i figuren har falle heilt sia starten på 2009.

Den nordiske kjernekraftproduksjonen har vore 82,2 TWh dei siste 52 vekene. Det er 13,2 TWh meir enn i dei 52 føregåande vekene. Kurva for kjernekraft har stege sia slutten på første kvartal 2010. Kjernekraftproduksjonen i første kvartal 2011 var 24,9 TWh. Det er 5,0 TWh meir enn i første kvartal 2010 og omlag på same nivå som i første kvartal 2008.

I kategorien anna kraftproduksjon, som består av vind- og termisk kraftproduksjon, har produksjonen vore 105,0 TWh dei siste 52 vekene. Det er 9,4 TWh meir enn i tilsvarende føregåande periode. Den låge vasskraftproduksjon har medverka til auka termisk kraftproduksjon.

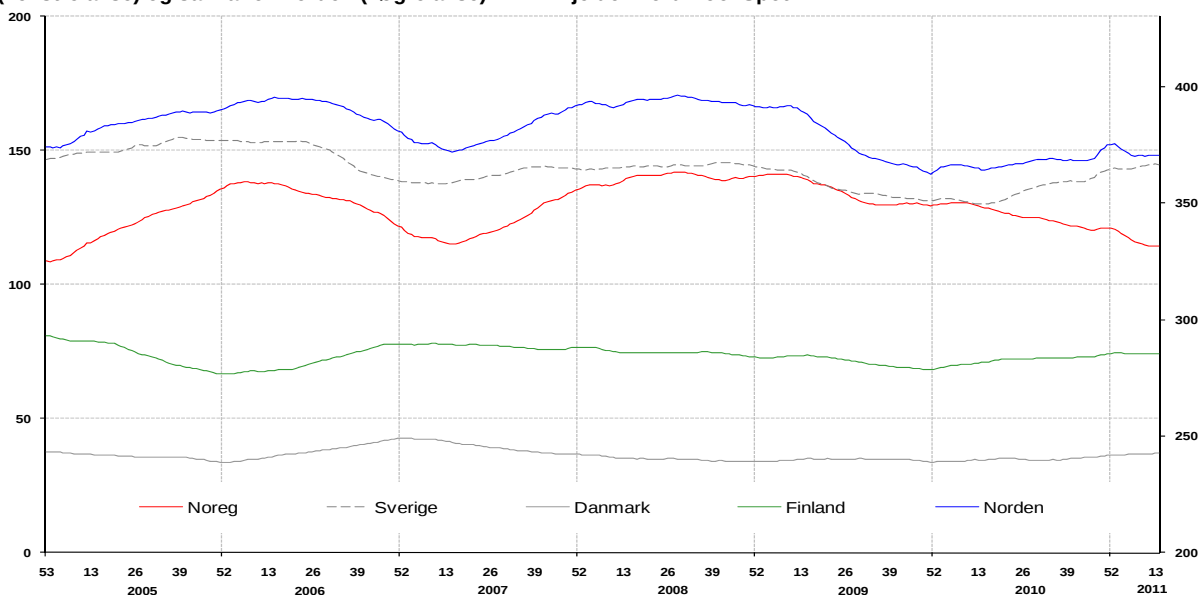
Medan vasskraftproduksjonen har utgjort 50 prosent av den samla kraftproduksjonen i Norden dei siste 52 vekene, har kjerne- og anna kraftproduksjon stått for høvesvis 22 og 28 prosent kvar.

Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2005 – 2011, sum for dei siste 52 vekene, TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 1.3.3 viser kraftproduksjonen i sum for dei siste 52 vekene fordelt på land. Produksjonen i Noreg er dominert av vasskraft, og svingingane i den norske kraftproduksjonen følger såleis i stor grad svingingane i vasskraftproduksjonen i Figur 1.3.2. Som vasskraftkurva i 1.3.2 har produksjonen i Noreg hatt ein negativ trend dei siste to åra, men hadde eit lite oppsving mot slutten av 2010. Den kalde perioden i november og desember 2010 medverka til at vasskraftprodusentane tappa magasina meir enn i same periode i 2009. I første kvartal 2011 medverka den låge magasinfyllinga til at vasskraftproduksjonen var monaleg lågare enn i første kvartal 2010.

Figur 1.3.3 Nordisk kraftproduksjon fordelt på land, 2005 – 2011, sum for dei siste 52 vekene, dei nordiske landa (venstre akse) og samla for Norden (høgre akse). TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



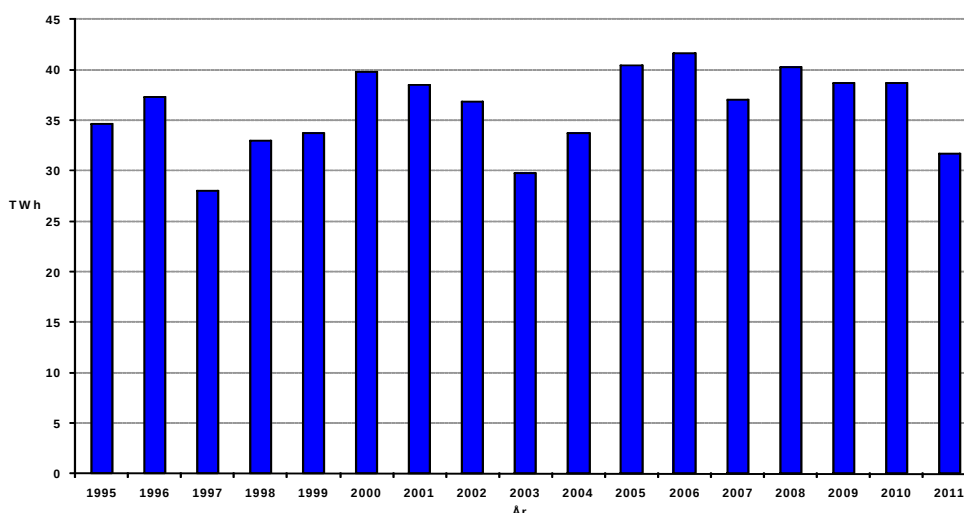
I Sverige utgjør vass- og kjernekraft ein monaleg del av kraftproduksjonen. Høgare svensk kjernekraftproduksjon dei siste 52 vekene medverka til at den stipla svenske kurva i Figur 1.3.3 svingar opp etter første kvartal 2010.

I Danmark og Finland, der termisk kraftproduksjon er dominerande, er produksjonen meir stabil over tid. Men sidan kraftprisane typisk vil auke i periodar med låge tilsig og låg vasskraftproduksjon, og låg kjernekraftproduksjon, vil anna termisk kraftproduksjon gjerne auke i slike periodar. I Figur 1.3.3 ser vi at kraftproduksjonen fall noko i Danmark og Finland i 2008 og starten av 2009, då det var høg produksjon i Noreg og Sverige. Låg etterspurnad medverka til at produksjonen i alle landa fall i 2009. I 2010 auka den termiske produksjonen igjen, noko som vi spesielt ser på den stigande, grønne finske kurva gjennom heile 2010. I første kvartal 2011 har auken vore lågare.

1.3.1 Noreg – sterk nedgang i produksjonen

Elektrisitetsproduksjonen i Noreg var 31,7 TWh i første kvartal 2011. Det er ein nedgang på 18,0 prosent frå same periode i fjor. Produksjonen i første kvartal er den tredje lågaste produksjonen i dette kvartalet for perioden 1995-2011. Berre i 1997 og 2003 har det vore lågare produksjon i denne perioden. Nedgangen i produksjonen heng saman med lågt tilsig og magasininfylling godt under normalt.

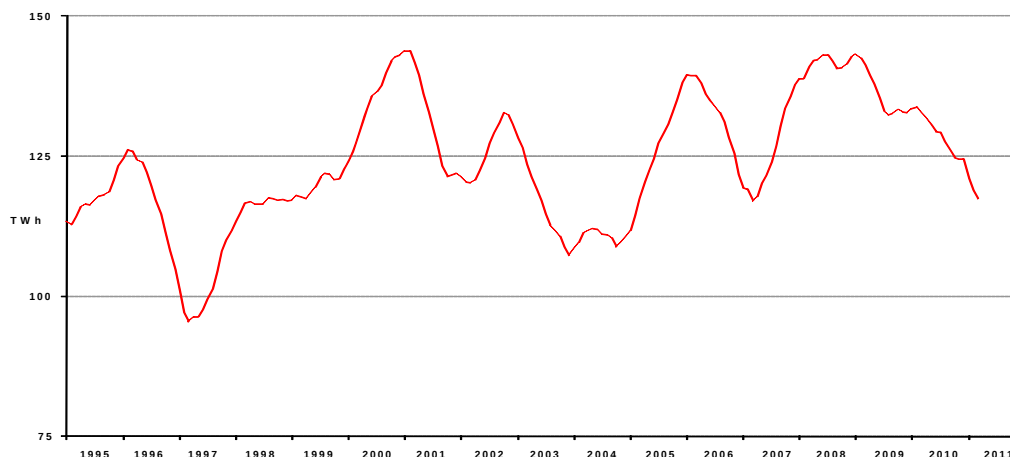
Figur 1.3.4 Kraftproduksjon i første kvartal for perioden 1995-2011, TWh. Kjelde: NVE



Dei siste 12 månadene er det produsert 117,5 TWh elektrisk kraft i Noreg mot 132,8 i tilsvarende periode året før. Det er ein nedgang på 11,5 prosent. Produksjonen dei siste 12 månadene er vel 26 TWh lågare enn den høgaste produksjonen for ein 12-månadersperiode (143,7 TWh) og litt meir enn 14 TWh under gjennomsnittleg årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vass-, varme- og vindkraft) som er berekna til 131,6 TWh ved utgangen av 2010. Det er først og fremst lite tilsig og låg magasininfylling som har ført til nedgang i kraftproduksjonen dei siste 12 månadene.

Den norske kraftproduksjonen varierer med tilsiget. Tørrvårsperiodane i 1996 og 2002 resulterte i låg produksjon, mens våtåra 2000 og 2005 gav høg produksjon. Tilsigssvikten hausten 2002 var så kraftig at den fikk følgjer for produksjonen heilt fram til utgangen av 2004. På same måte førte lite snø vinteren 2005/2006 og den tørre sommaren og hausten 2006 til låg produksjon, og høgt tilsig i 2008 til høg produksjon. Lågt tilsig i 2010, som følgje av svært lite snø vinteren 2009/2010, har igjen ført til låg produksjon.

Figur 1.3.5 Kraftproduksjon i Noreg, sum for dei siste 12 månadene, TWh. Kjelde: NVE



1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa

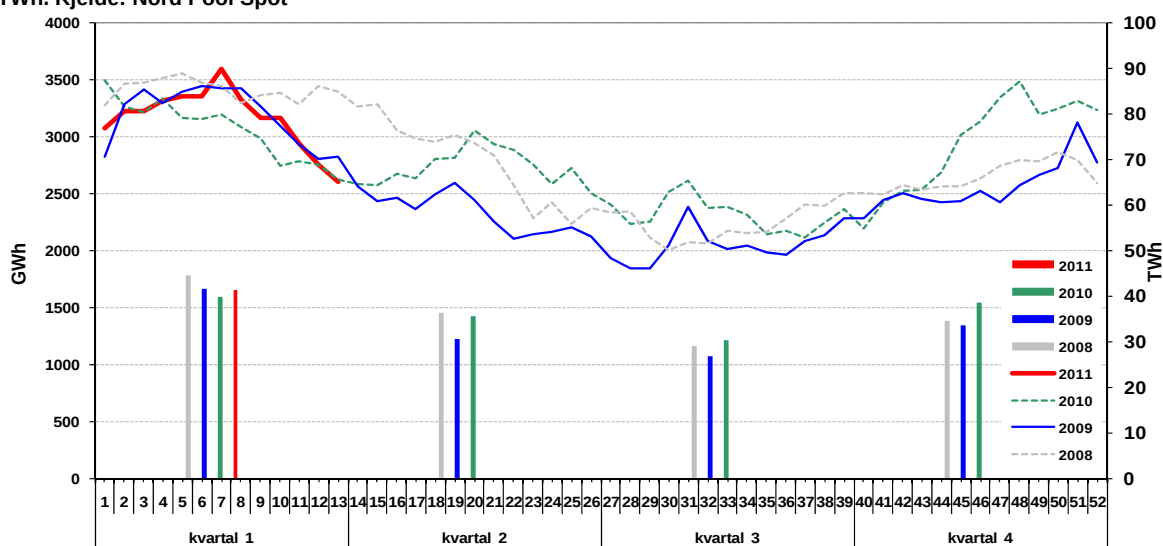
Dei siste 52 vekene har det vore produsert 144,9 TWh elektrisk kraft i Sverige¹. Det er 14,9 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene. Kjernekraftproduksjonen har auka med 14,0 TWh dei siste 52 vekene. Vasskraftproduksjonen har falt med 2,1 TWh, medan anna kraftproduksjon har auka med 3,0 TWh dei siste 52 vekene. Høge kraftprisar har medverka til auken i termisk kraftproduksjon.

Medan kjernekraftproduksjonen utgjorde 42 prosent av den samla kraftproduksjonen i Sverige dei siste 52 vekene, stod vass- og anna kraftproduksjon for høvesvis 43 og 15 prosent.

I første kvartal vart det produsert 41,1 TWh i Sverige. Det er ein auke på 1,3 TWh frå første kvartal i 2010. Det var kjernekraftproduksjonen som auka, med heile 5,0 TWh. Kjernekraftproduksjonen utgjorde 46 prosent av den samla kraftproduksjonen i Sverige første kvartal 2011.

Vasskraftproduksjonen var 3,3 TWh lågare i første kvartal i år enn i fjor. Vasskraftproduksjonen utgjorde 36 prosent av den samla kraftproduksjonen i Sverige i første kvartal.

Figur 1.3.6 Svensk produksjon, 2008 – 2011, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



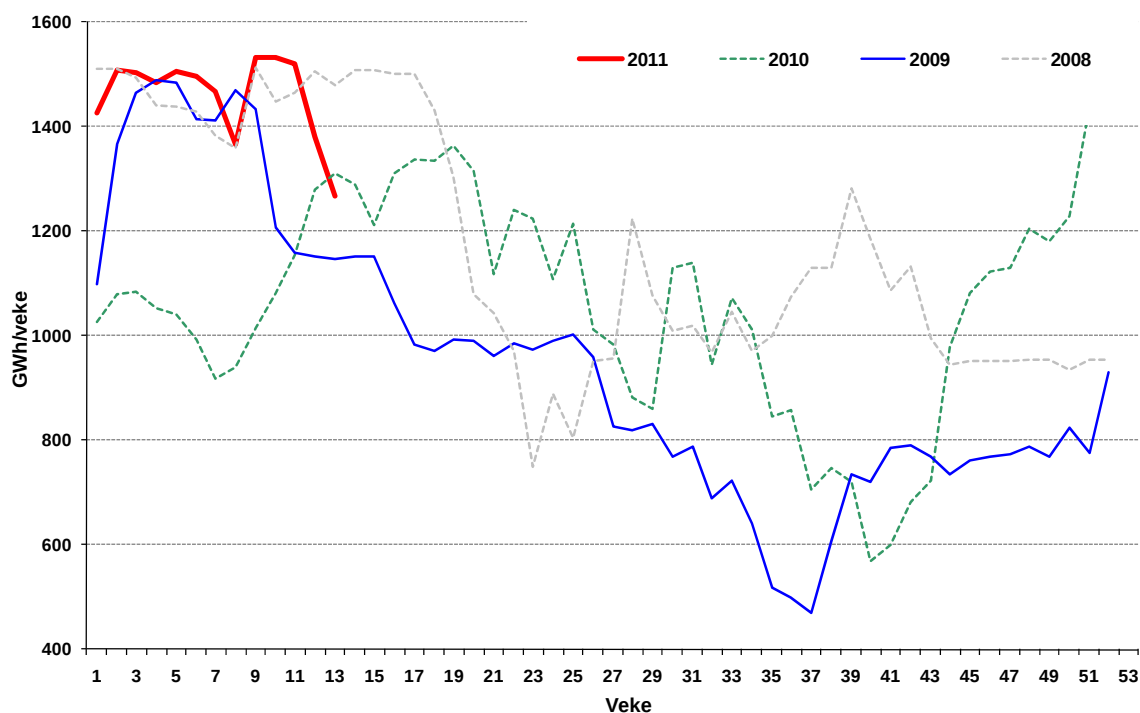
¹ Etter offentliggjøring av NVE sin kvartalsrapport for 4. kvartal 2010 har Nord Pool justert opp tala for kraftproduksjonen i Sverige i 4. kvartal 2010 med 1,1 TWh. I dette kvartalet var den svenske kraftproduksjonen 38,3 TWh.

Figur 1.3.7 viser produksjonen frå svenske kjernekraftverk kvar veke dei siste fire åra. Kapasiteten er normalt sett høg ved inngangen til sommarmånadene. Kapasiteten går så noko ned om sommaren på grunn av vedlikehaldsarbeid, for så å auke igjen utover hausten når kraftverka kjem tilbake i drift. Figuren viser at produksjonen var låg etter sommaren 2009 og fram til våren 2010. Dette skuldast forsinka oppstart etter revisjon samt tekniske problem som førte til at anlegg vart tekne ut av drift. For å bruke opp brensladningane kom derfor det årlege vedlikehaldet av kjernekraftverka i gang noko seinare enn vanleg i 2010. Dette førte til at produksjonen sommaren og starten av hausten 2010 var høgare enn normalt for årstida, og dermed at produksjonen i tredje kvartal 2010 var høgare enn i same kvartal året før. Ved slutten av kvartalet var produksjonen likevel på 2009-nivå.

Utover fjerde kvartal kom kjernekraftverka sakte, men sikkert i drift igjen etter den forsinka revisjonen. Dette ser vi tydeleg på Figur 1.3.7, men òg Figur 1.3.6 er påverka av sterk auke i kjernekraftproduksjonen gjennom kvartalet.

I første kvartal 2011 var kjernekraftproduksjonen i Sverige monaleg høgare enn i same periode i 2010. Den var òg høgare enn første kvartal i 2009, og på same nivå som i 2008.

Figur 1.3.7 Svensk kjernekraftproduksjon, GWh/veke. Kjelde: Svensk Energi

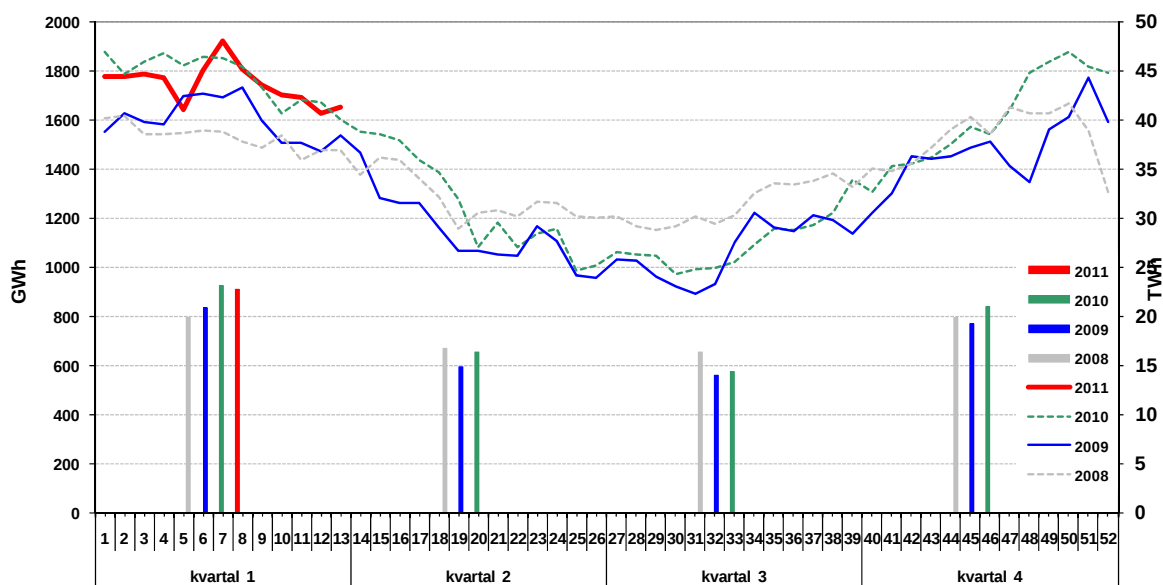


Dei siste 52 vekene har det vore produsert 74,2 TWh elektrisk kraft i Finland, ein auke på 3,3 TWh frå dei føregåande 52-vekene. Kjernekraftproduksjonen har falt med 0,8 TWh, det var ein liten auke i vasskraftproduksjonen, medan anna kraftproduksjon har auka med 3,9 TWh. Kategorien anna kraftproduksjon består hovudsakleg av termisk kraftproduksjon. Denne kategorien har stått for om lag 55 prosent av den samla kraftproduksjonen i Finland dei siste 52 vekene. Høge kraftprisar har medverka til auka produksjon i termiske kraftverk.

I første kvartal utgjorde den finske kraftproduksjonen 22,7 TWh. Det er 0,3 TWh mindre enn i tilsvarende kvartal i fjor. Kjernekraftproduksjonen var om lag uendra i første kvartal i år samanlikna med same kvartal i 2010. Vasskraftproduksjonen falt med 0,5 TWh, medan anna kraftproduksjon auka med 0,1 TWh.

Vass- og kjernekraftproduksjonen utgjorde høvesvis 11 og 26 prosent av den samla kraftproduksjonen i Finland i første kvartal. Anna kraftproduksjon utgjorde dei resterande 63 prosentane.

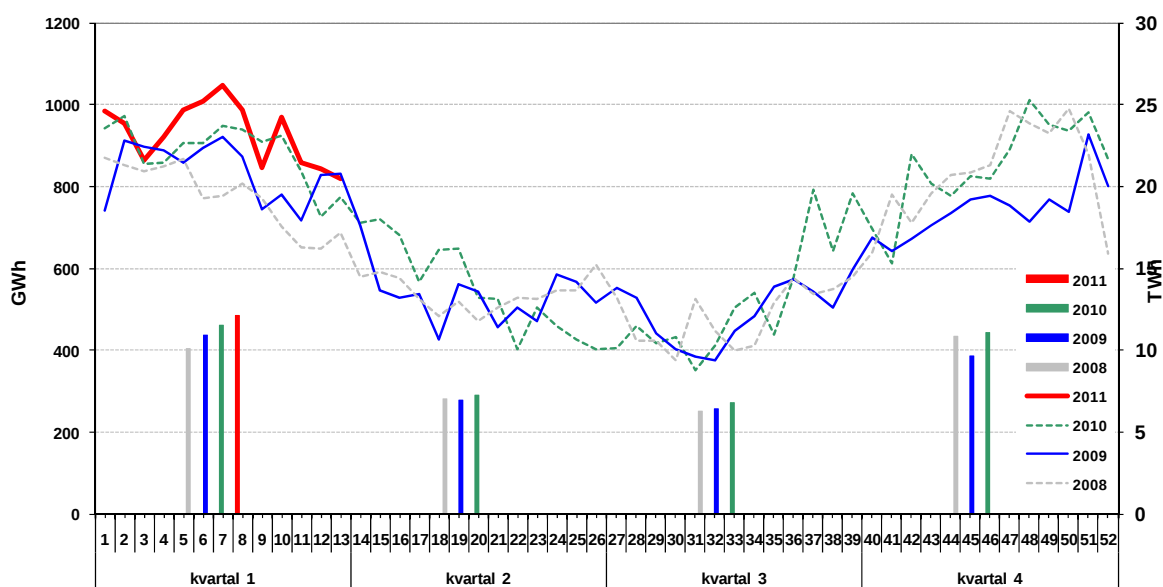
Figur 1.3.8 Finsk produksjon, 2008 – 2011, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Dei siste 52 vekene vart det produsert 37,1 TWh elektrisk kraft i Danmark. Det er 2,6 TWh meir enn dei føregåande 52 vekene. Det vart produsert 8,6 TWh vindkraft, mot 7,1 TWh dei føregåande 52 vekene. Auka vindkraftproduksjon har medverka til å dempe etterspurnaden etter dansk termisk kraftproduksjon.

I Danmark vart det produsert 12,1 TWh elektrisk kraft i første kvartal i år. Det er 0,6 TWh meir enn i fjerde kvartal i 2009. Den danske vindkraftproduksjonen var 2,8 TWh i første kvartal, ein auke på 0,8 TWh frå same periode i fjor.

Figur 1.3.9 Dansk produksjon, 2008 – 2011, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot

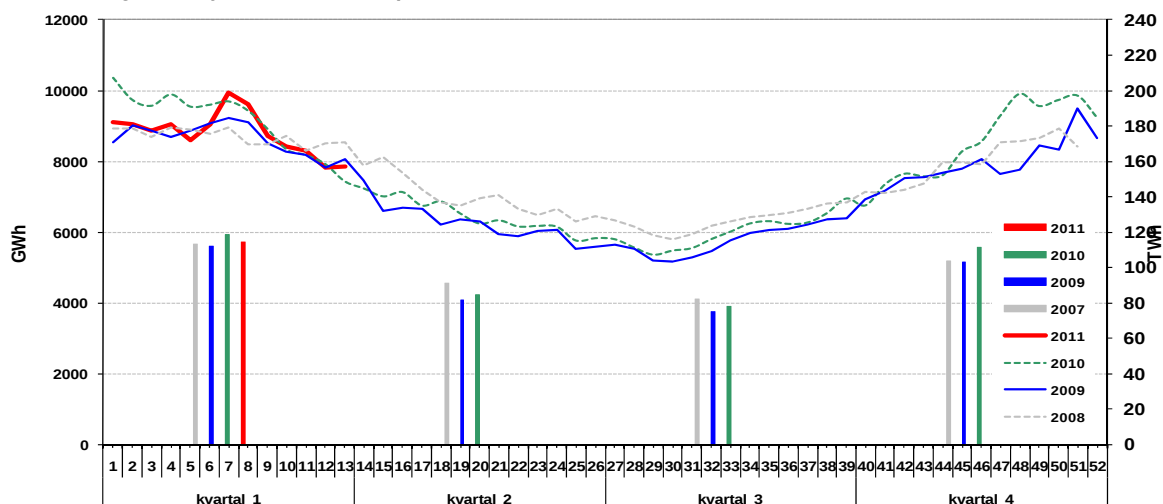


1.4 Forbruk

Det samla nordiske kraftforbruket var 114,4 TWh i første kvartal i 2011. Det er 4,7 TWh mindre enn i same kvartal i fjor. Forbruket fall i alle dei nordiske landa med unntak av Danmark. Det var ikkje så kaldt i Norden i første kvartal i år som i fjor.

Det kalde vêret i november og desember 2010 medverka til at det nordiske forbruket auka med 9,5 TWh dei siste 52 vekene samanlikna med føregåande 52-vekers periode. Samla har forbruket i Norden vore 391,2 TWh dei siste 52 vekene. I tillegg til kaldvêrsperiodane, kan forbruksauken ha samanheng med auka aktivitetsnivå i den nordiske økonomien.

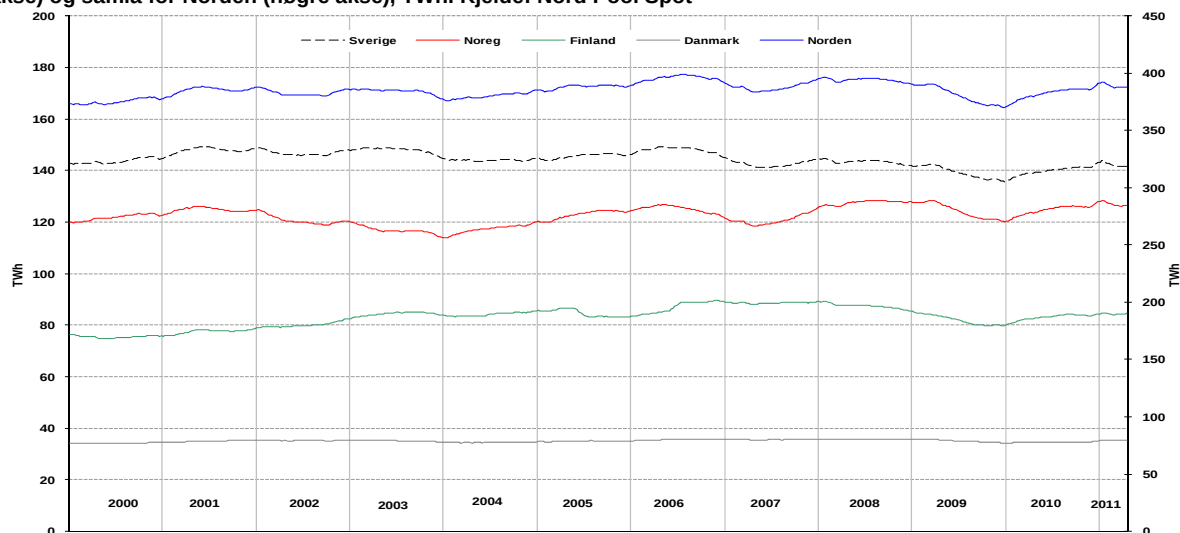
Figur 1.4.1 Samla nordisk kraftforbruk, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 1.4.2 viser det nordiske kraftforbruket i sum for dei siste 52 vekene, fordelt på land. Lågare kraftteterspurnad som følgje av finanskrisa visast på figuren som fallande forbruk i Norden frå fjerde kvartal 2008. Denne trenden snudde omkring årsskiftet 2009/2010. Det kalde vêret medverka til det. I første kvartal 2011 flater kurva ut igjen. Det har samanheng med mildare vêr i første kvartal i år enn i fjor.

I Danmark brukast mykje fjernvarme og berre ein liten del av kraftteterspurnaden går til oppvarming. Det danske forbruket er difor mindre temperaturavhengig enn forbruket i dei andre nordiske landa.

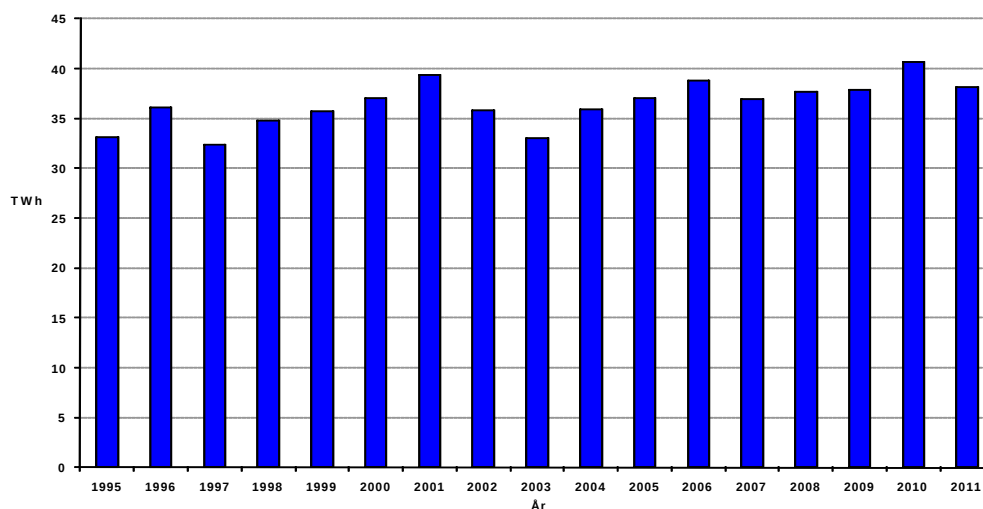
Figur 1.4.2 Nordisk kraftforbruk fordelt på land, 2000 – 2011, sum for dei siste 52 vekene, dei nordiske landa (venstre akse) og samla for Norden (høgre akse), TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



1.4.1 Noreg – lågare kraftforbruk i første kvartal

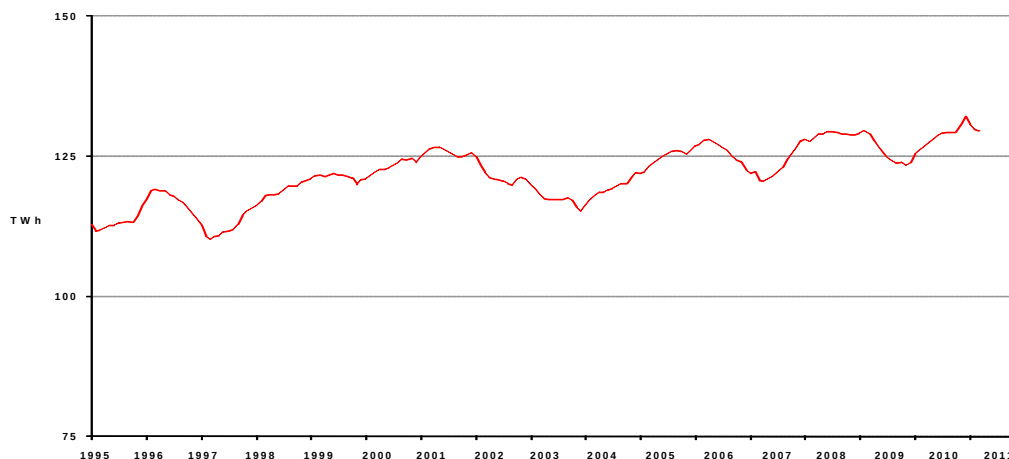
Det norske elektrisitetsforbruket i første kvartal var 38,1 TWh mot 40,7 TWh i same kvartal i 2010. Det er ein nedgang på 6,2 prosent. Forbruket i første kvartal i år er det fjerde høgaste nokon gong.

Figur 1.4.3 Innanlandsk forbruk av elektrisk kraft i første kvartal for perioden 1995-2011, TWh. Kjelde: NVE



Dei siste 12 månadene har elektrisitetsforbruket vore 129,5 TWh mot 126,6 TWh i same periode eit år før. Det er ein auke på 2,3 prosent. Forbruket dei siste 12 månadene er 2,5 TWh lågare enn det høgaste forbruket i ein 12-månadersperiode (132,0 TWh) og vel 2 TWh lågare enn gjennomsnittleg årsproduksjon.

Figur 1.4.4 Innanlandsk elektrisitetsforbruk, sum for dei siste 12 månadene, TWh. Kjelde: NVE

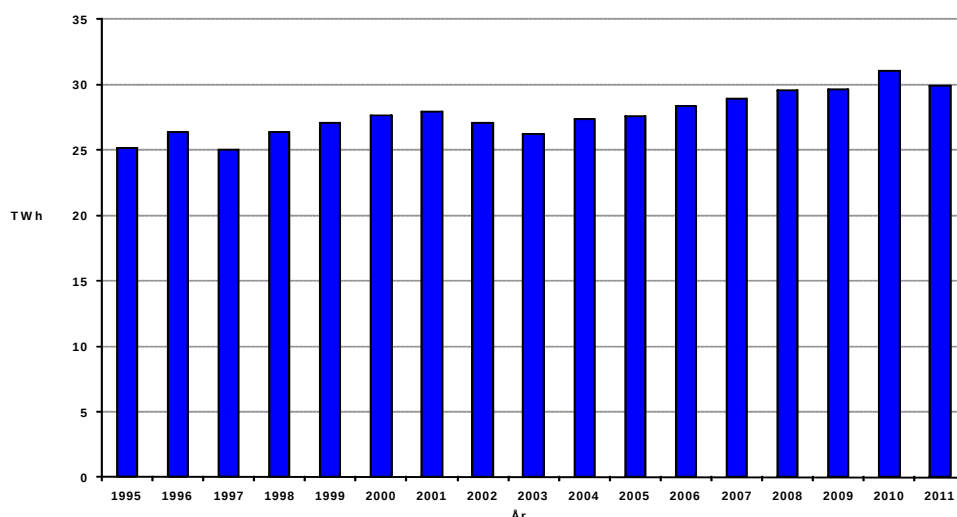


Frå april 2006 falt forbruket i 12 månader. Frå mai 2007 hadde vi ein samanhengjande vekstperiode som flata ut sommaren 2008. Deretter falt forbruket fram til desember 2009. Hovudårsaka til utflatinga og nedgangen i forbruket er sterkt redusert økonomisk aktivitet grunna fallet i verdsøkonomien. I 2010 ser vi igjen vekst i forbruket, noko som heng saman med auka forbruk i kraftintensiv industri og kalde vintrar i fjor og i år. Dei siste månadene ser vi igjen nedgang i forbruket.

Bruttoforbruket i alminneleg forsyning var 29,7 TWh i første kvartal i år mot 32,3 TWh i same kvartal i 2010. Det er ein nedgang på 8,0 prosent. For siste 12-månadersperiode auka forbruket med 2,3 prosent.

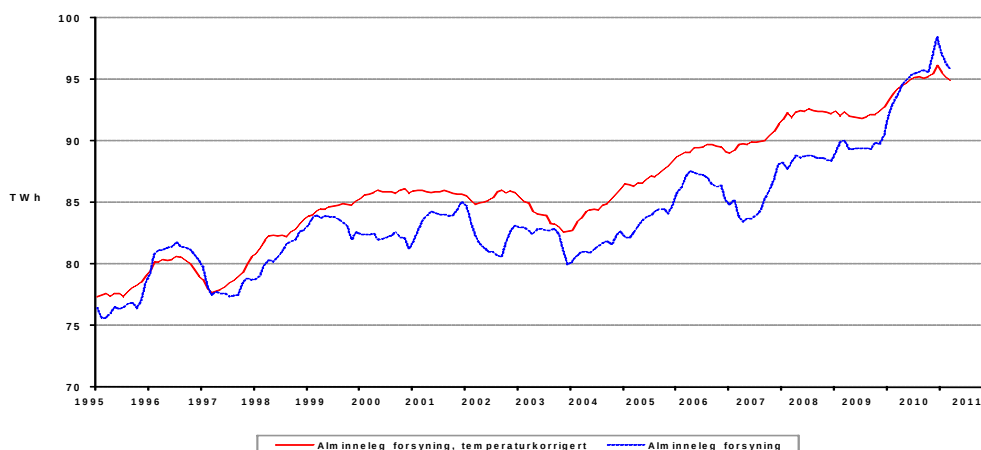
Første kvartal i år var ein god del varmare enn same kvartal i 2010, og litt varmare enn normalt. Korrigert til normale temperaturforhold vart det alminnelege forbruket 29,9 TWh i første kvartal 2011 mot 31,1 TWh i tilsvarende kvartal i 2010. Det er ein nedgang på 3,8 prosent. For siste 12-månadersperiode var det ein temperaturkorrigert forbruksauke på 0,8 prosent.

Figur 1.4.5 Bruttoforbruk i alminneleg forsyning, temperaturkorrigert, første kvartal 1995-2011, TWh. Kjelde: NVE



Figuren viser at det temperaturkorrigerte forbruket i alminneleg forsyning i første kvartal stort sett har auka jamt i heile perioden 2003-2010. I 2011 ser vi ein nedgang i forbruket, noko som kan ha samanheng med høgare prisar på elektrisitet. Det temperaturkorrigerte forbruket i alminneleg forsyning i første kvartal 2011 er det nest høgaste som nokon gong er blitt registrert i dette kvartalet.

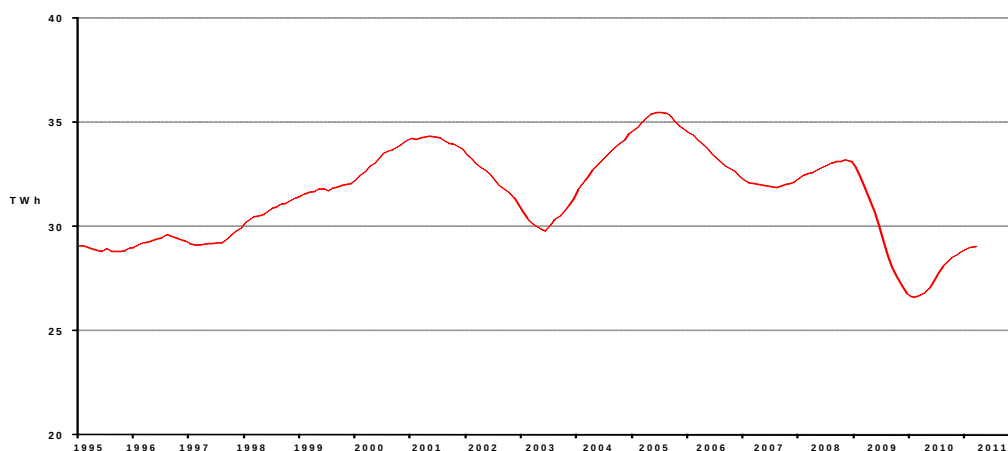
Figur 1.4.6 Forbruk i alminneleg forsyning, med og utan temperaturkorrigering, sum for dei siste 12 månadene, TWh. Kjelde: NVE



Figuren viser at det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning dei siste 12 månadene er i ferd med å auke etter ei utfllating frå april 2008 til november 2009. Dei siste månadene ser vi igjen ein nedgang.

Første kvartal i år var forbruket i kraftintensiv industri 3,9 prosent høgare enn i same periode i 2010. Dei siste 12 månadene har forbruket i kraftintensiv industri vore 29,0 TWh. Det er ein auke på 8,8 prosent frå same periode eit år før.

Figur 1.4.7 Forbruk i kraftintensiv industri, sum for dei siste 12 månadene, TWh. Kjelde: NVE



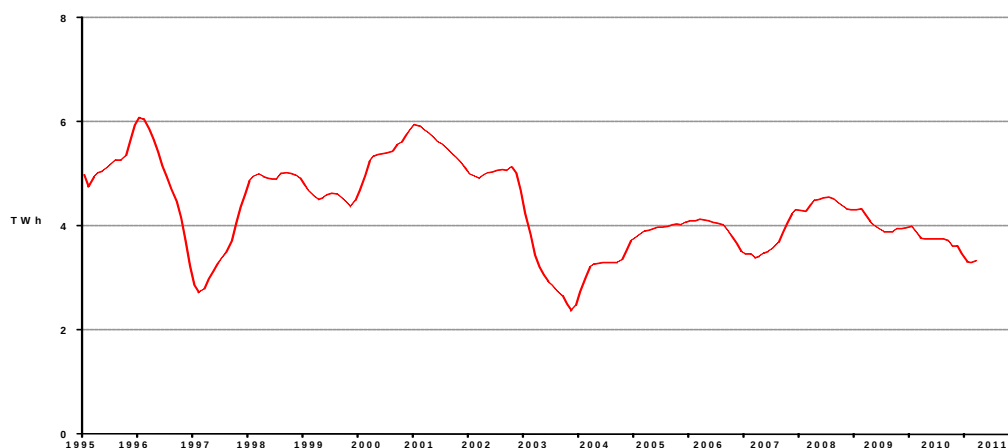
Kraftforbruket i kraftintensiv industri har sidan hausten 2005 falt mellom anna grunna redusert aktivitet og nedleggingar for delar av industrien. Årsaka til det er høge kraftprisar og låge produktprisar. Frå hausten 2007 var det igjen auke i denne forbrukssektoren, medan vi i 2009 ser ein sterk nedgang. Ei viktig forklaring på nedgangen finn vi i det kraftige fallet i verdsøkonomien. Frå 2010 ser vi auke i forbruket.

Forbruket av kraft til elektrokjellar var i første kvartal 11,5 prosent lågare jamført med tilsvarende kvartal i 2010.

Dei siste 12 månadene har forbruket vore 3,3 TWh som er 11,6 prosent lågare enn i same periode eit år tidlegare. Forbruket dei siste 12 månadene er nesten halvert jamført med 1995 og 2000. I begge desse åra kom forbruket opp i rundt 6 TWh.

Frå hausten 2008 falt oljeprisen kraftig, og etter dette låg den på eit lågt nivå fram til sommaren 2009. Kraftprisane falt også i denne perioden, men relativt sett ikkje så mykje som oljeprisen. Dette antar vi er hovudårsaka til nedgangen i kraftforbruket til elektrokjellar i denne perioden. Den siste tida har både oljeprisen og kraftprisane lege på eit forholdsvis høgt nivå, noko som fører til at nedgangen i forbruket fortset.

Figur 1.4.8 Forbruk av kraft til elektrokjellar, sum for dei siste 12 månadene, TWh. Kjelde: NVE



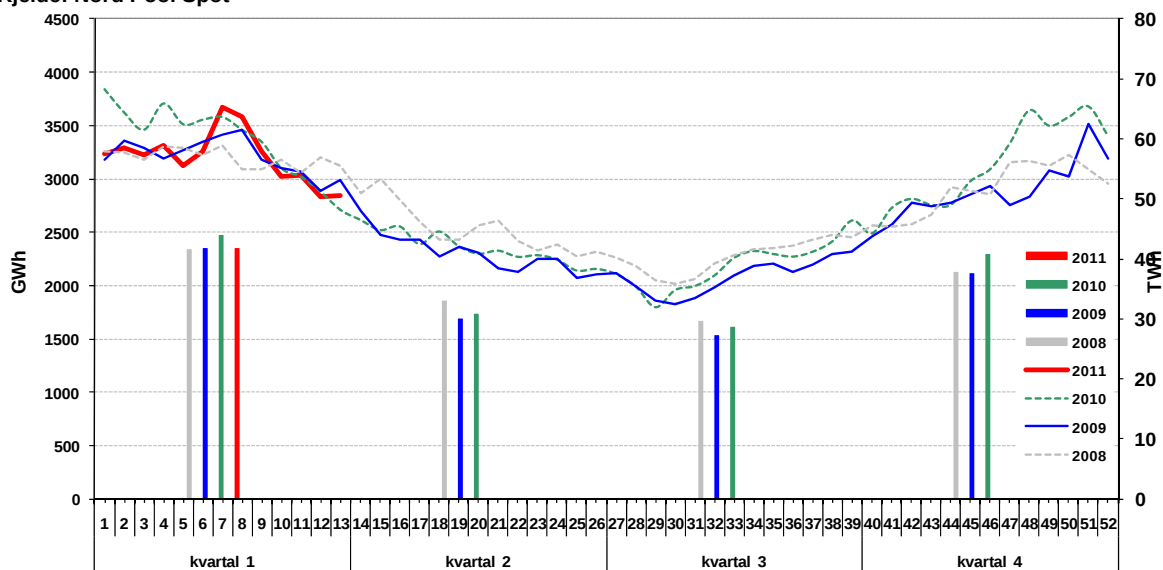
Ut ifrå figuren ser vi at variasjonsområdet for kraft til elektrokjellar i perioden 1995-2010 er frå rundt 2,5 TWh til vel 6 TWh. Om lag 2,5 TWh av dette forbruket ser derfor ut til å krevje ein høgare pris for å kople ut enn det som er observert i same periode.

1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa

Det svenske kraftforbruket har vore 141,7 TWh dei siste 52 vekene. Det er 3,3 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene. Korrigert for temperaturar har auken vore på berre 1,8 TWh dei siste 52 vekene, i følgje Svensk Energis temperaturkorrigerte forbrukstal. Det kalde vêret har altså bidrege til nesten halvparten av auken i kraftforbruket i Sverige.

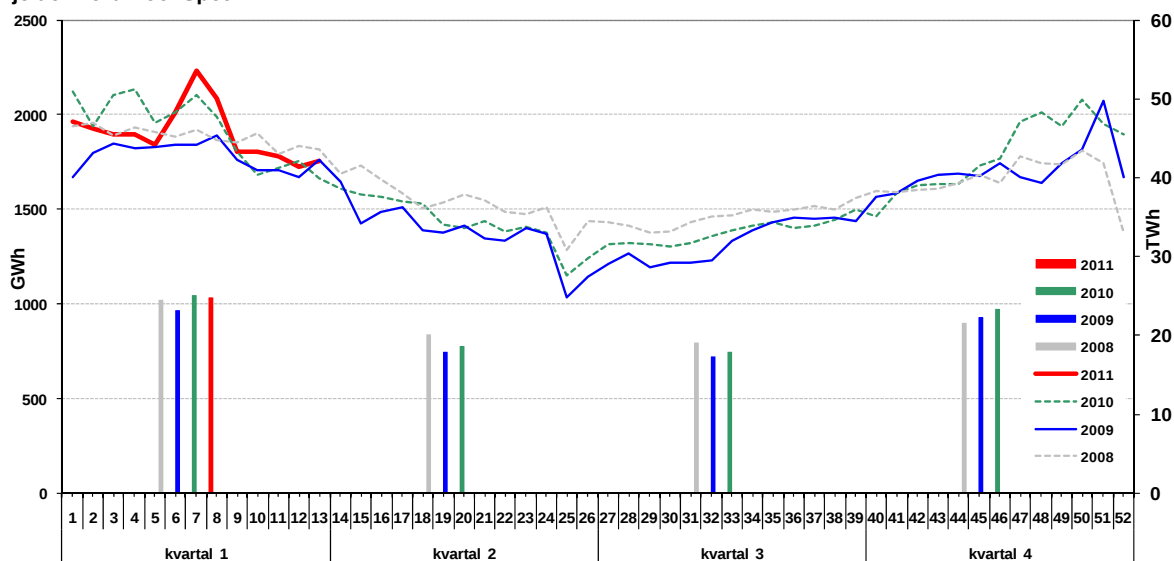
Det svenske kraftforbruket var 41,7 TWh i første kvartal. Det er 2,1 TWh mindre enn i første kvartal 2010. Korrigert for temperaturar var nedgangen 0,1 TWh.

Figur 1.4.9 Svensk forbruk, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh.
Kjelde: Nord Pool Spot



I dei siste 52 vekene har det finske kraftforbruket vore 84,5 TWh. Det er 2,2 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene. Det finske kraftforbruket var 24,7 TWh i første kvartal i år, noko som er 0,3 TWh mindre enn i same periode i 2010.

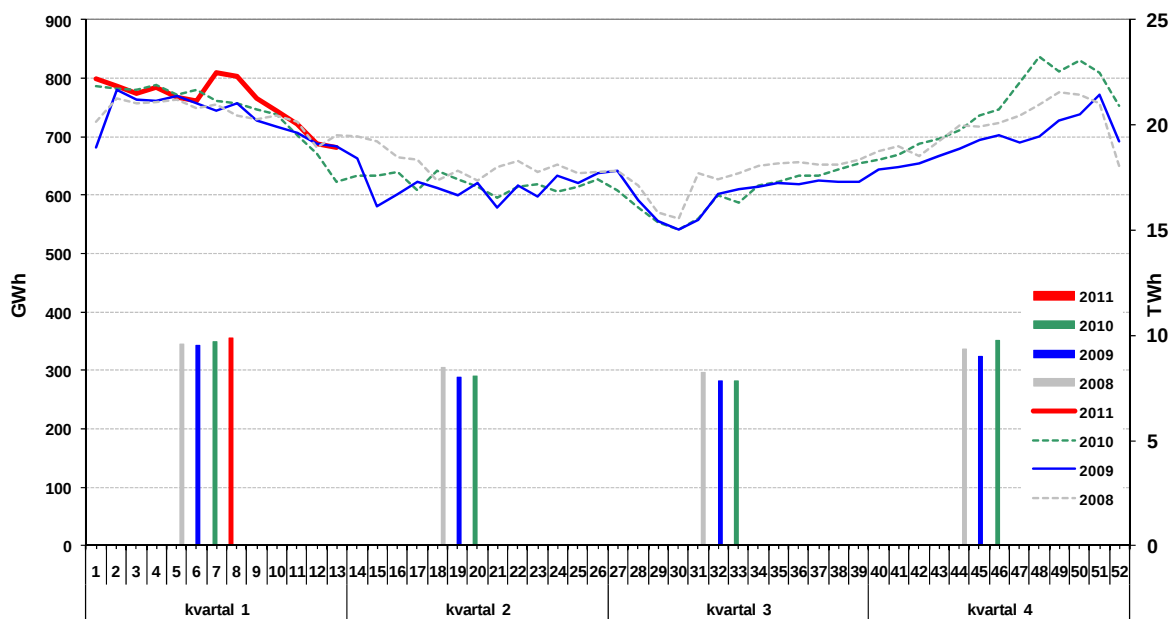
Figur 1.4.10 Finsk forbruk, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh.
Kjelde: Nord Pool Spot



Det danske kraftforbruket har vore 35,5 TWh dei siste 52 vekene. Det er 1,0 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene. Forbruket på Jylland har vore 21,1 TWh, medan det på Sjælland har vore 14,4 TWh. Forbruket har dermed auka med 0,8 TWh på Jylland og 0,2 TWh på Sjælland dei siste 52 vekene.

Kraftforbruket i Danmark var 9,9 TWh i første kvartal i år. Det er 0,2 TWh meir enn i første kvartal i 2010, og fordelte seg med 5,8 og 4,1 TWh på Jylland og Sjælland. Det var ein liten auke i forbruket på både Jylland og Sjælland.

Figur 1.4.11 Dansk forbruk, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



1.5 Andre energibærarar i Noreg

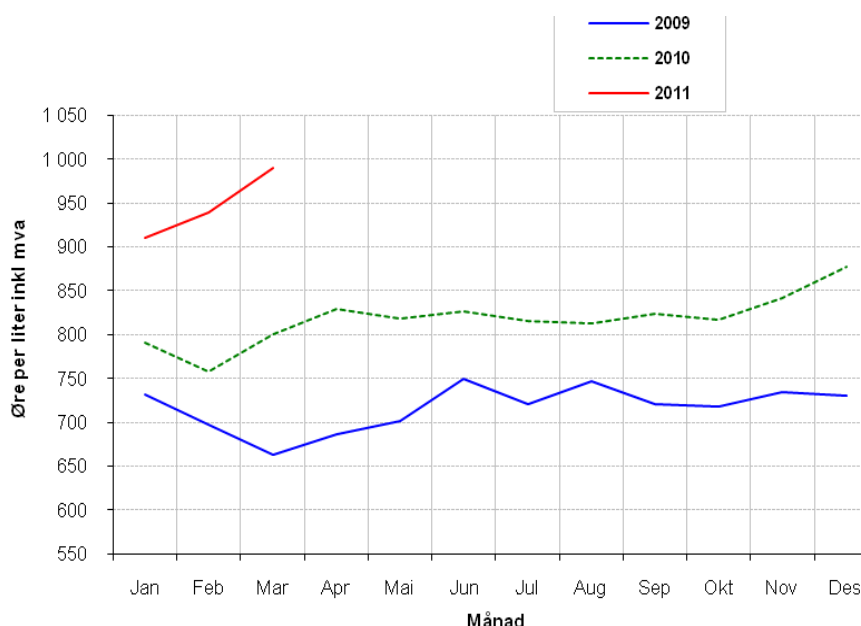
I tillegg til elektrisitet er olje, parafin, gass og biobrensel viktige energibærarar til stasjonær sluttbruk, og fjernvarme har aukande utbreiing. For andre energibærarar enn elektrisitet finst ikkje offisiell statistikk for kvartalsvis forbruk. Salstal for petroleumsprodukt kan nyttast som ein indikator på sluttbruk av petroleumsprodukt. For dei andre energibærarane tar vi med tal publisert av interesseorganisasjonar eller SSB.

1.5.1 Fyringsoljar

Av petroleumsprodukta til oppvarming i stasjonær sektor vert det i hovudsak nytta fyringsparafin og fyringsolje. Fyringsparafin vert stort sett nytta i hushald. Lett fyringsolje vert nytta i fleire sektorar, men vi fokuserer her på stasjonære formål innan industri, bergverk og kraftforsyning, hushald, næringsbygg osv. og offentlig verksemd. Bruken av petroleumsprodukt til oppvarming avheng i stor grad av prisforholdet mellom olje og elektrisitet, fordi mange sluttbrukarar har utstyr som tillet veksling til den til ein kvar tid rimelegaste energibæraren. I tillegg spelar temperatur ei viktig rolle.

Gjennomsnittsprisen¹ for lett fyringsolje har i første kvartal 2011 vore om lag 21 prosent høgare enn for same periode i fjor. Grafen under viser at prisen haldt seg relativt stabil i 2010, med ein stigande tendens i fjerde kvartal.

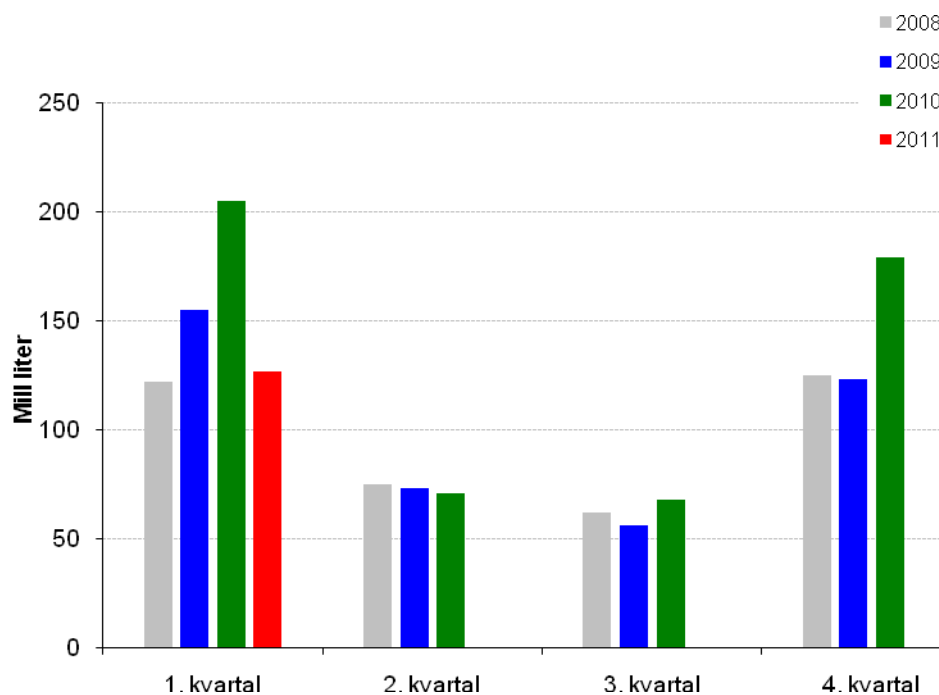
Figur 1.5.1 Pris på lett fyringsolje, øre per liter inkl. mva. Kjelde SSB



Figuren under viser at det i første kvartal 2011 blei selt 127 millionar liter lett fyringsolje til dei aktuelle sektorane (industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg o.s.v., og offentlig verksemd). Det er ein nedgang på 38 prosent frå første kvartal 2010, og 18 prosent frå første kvartal 2008. Nedgangen i salet var innanfor gruppene hushald, næringsbygg og offentlig verksamd.

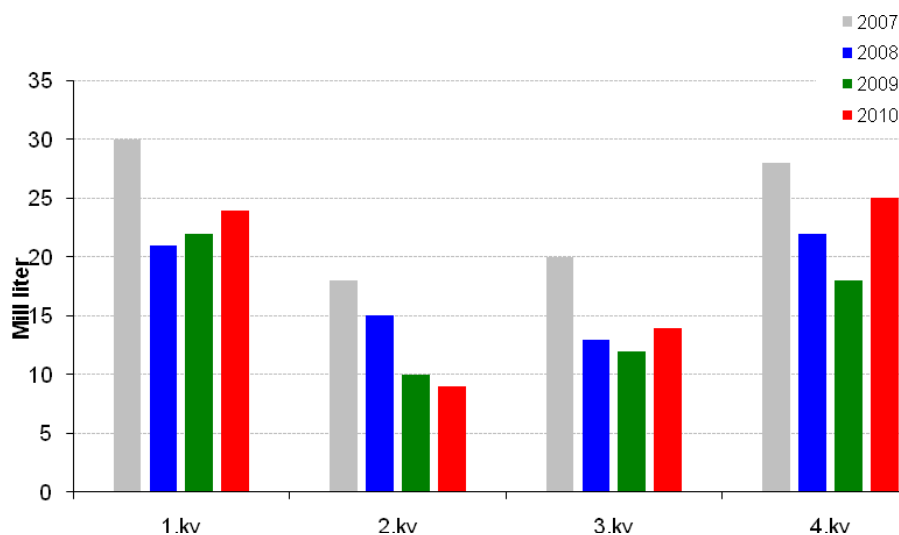
¹ Prisane er berekna frå SSB sin konsumprisindeks. Det er pris for fyringsolje med standard kvalitet med levering til fem ulike stadar i Noreg som samlast inn. Prisane er medrekna dropptillegg, kjøretillegg og gjennomsnittleg rabatt ved leveranse på 2000 liter. På grunnlag av desse prisane reknast eit vekta gjennomsnitt.

Figur 1.5.2 Kvartalsvis sal av lett fyringsolje for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m. v, og offentlege verksemdar, 2007-2011. Millionar liter. Kilde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



I første kvartal 2011 blei det selt 18 millionar liter fyringsparafin mot 24 millionar liter i første kvartal 2010, og 22 millionar i første kvartal 2009. Det er ei nedgang på 30 prosent i forhold til same kvartal i fjor.

Figur 1.5.3 Kvartalsvis sal av fyringsparafin for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, bustader, næringsbygg m. v, og offentlig verksamd, 2007-2010. Millionar liter. Kilde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



1.5.2 Ved

Sjå Kvartalsrapport 2/2010 for informasjon om forbruk av ved, og kvartalsrapport 3/2010 for priser på ved.

1.5.3 Anna bioenergi

Sjå Kvartalsrapport 2/2010 for produksjon, eksport, import, sal og priser for pellets og brikettar.

1.5.4 Varmepumper

Sjå NVE sin kvartalsrapport 3/2010 for informasjon om varmepumper.

1.5.5 Fjernvarme

Sjå kvartalsrapport 3/2010 for informasjon om fjernvarme.

1.5.6 Gass

Sjå Kvartalsrapport 2/2010 for informasjon om utvikling i bruk av gass.

1.6 Kraftutveksling

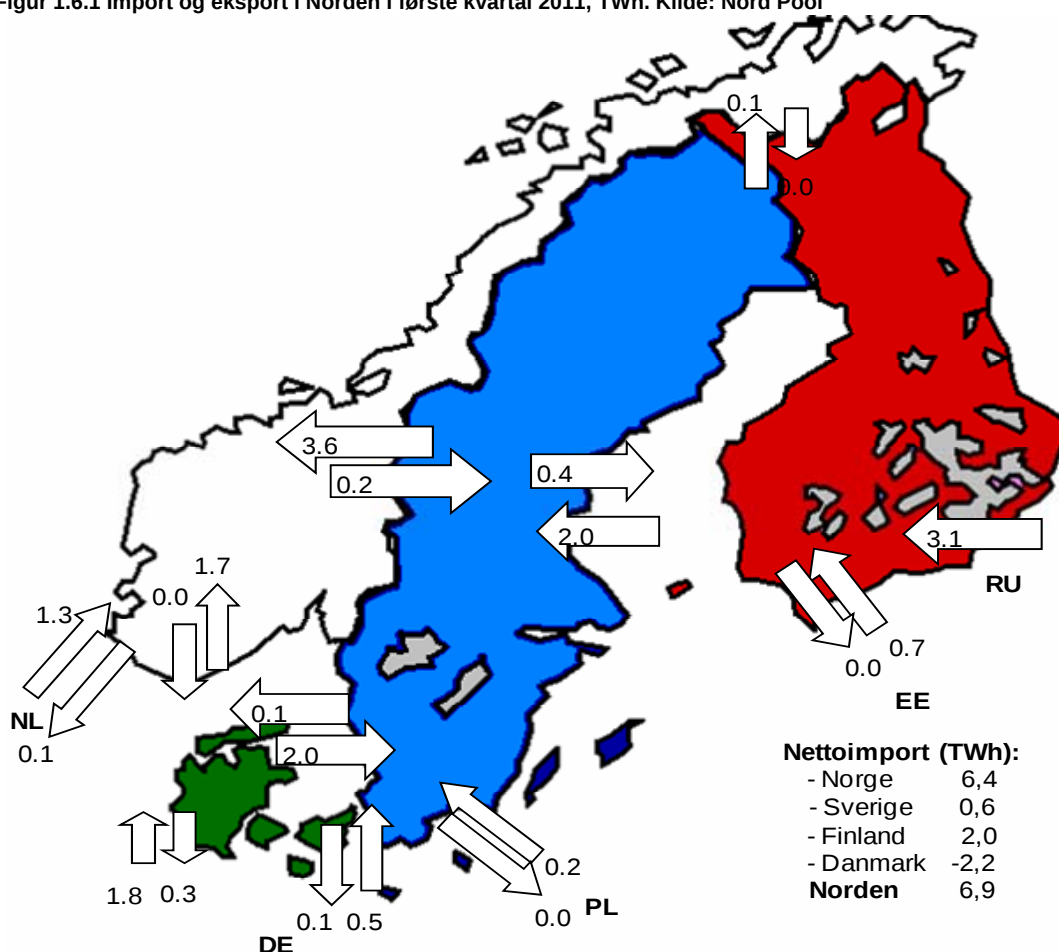
Det var rekordhøg nordisk nettoimport i første kvartal i år med 6,9 TWh. Det er 0,7 TWh meir enn i første kvartal 2010 som hadde den nest høgaste nordiske nettoimporten nokosinne. Den høge importen må sjåast i samband med den låge fyllinga i dei nordiske vassmagasina som medverka til ei stram tilbodsside i Norden. Samtidig var det høgt forbruk som følgje av kaldt vintervær.

Utveksling (import(+)/eksport (-), TWh)	1.kv. 2011	1.kv. 2010	Siste 52 veker	Føregåande 52 veker
Noreg	6,4	2,0	11,9	-6,2
Sverige	0,6	4,0	-3,2	7,9
Finland	2,0	2,0	10,4	11,3
Danmark	-2,2	-1,8	-1,6	0,1
Norden	6,9	6,2	17,5	13,1

Den norske kraftproduksjonen består i hovudsak av vasskraft, og det er difor naturleg at Noreg importerte mest av dei nordiske landa. Danmark var det einaste nordiske landet med nettoeksport. Den danske produksjonsmiksen er dominert av termisk kraft, og dei har typisk høg eksport til Noreg og Sverige når det er lite vatn i dei nordiske vassmagasina.

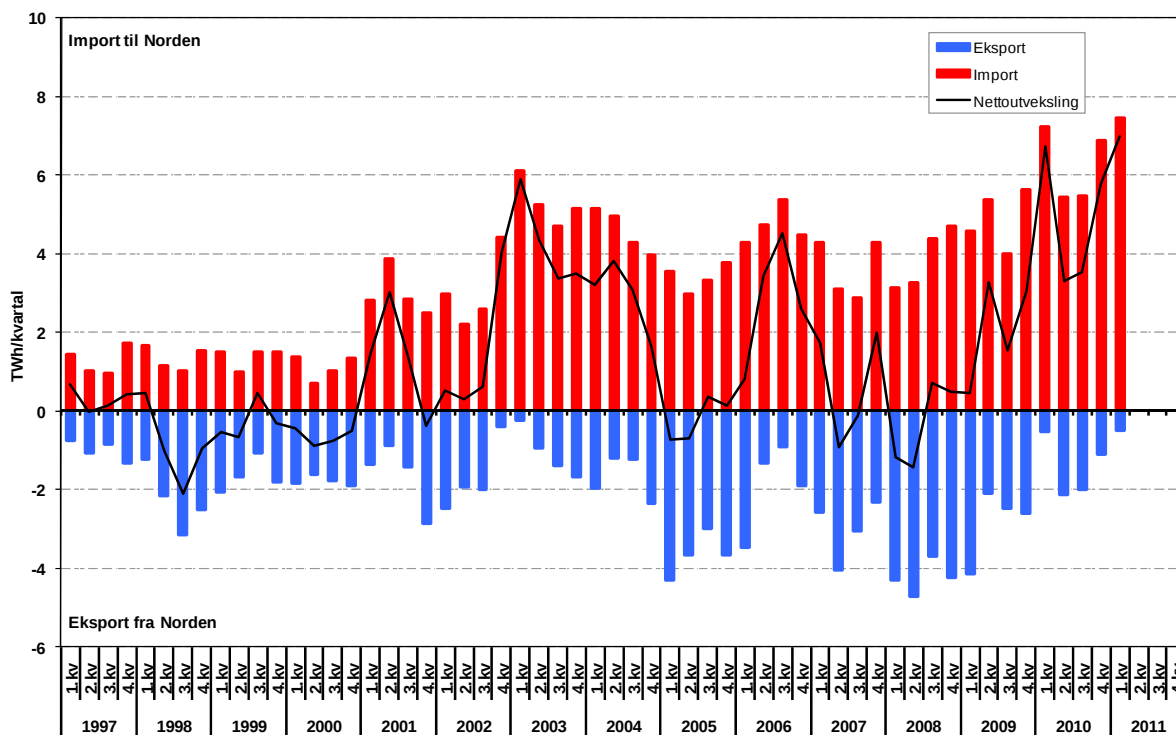
Dei siste 52 vekene var den nordiske kraftproduksjonen 17,5 TWh. Det har ikkje tidlegare vore høgare nettoimport i løpet av 52 veker. I dei føregåande 52 vekene i 2009/2010 var det 13,1 TWh nordisk nettoimport.

Figur 1.6.1 Import og eksport i Norden i første kvartal 2011, TWh. Kilde: Nord Pool



Det var nordisk nettoimport på alle forbindelsane ut av Norden i første kvartal. Den samla nordiske nettoimporten frå Tyskland utgjorde 1,9 TWh. Det er 0,1 TWh meir enn i same kvartal i fjor. NorNed kabelen vart hovudsakleg nytta til norsk import i første kvartal. Den norske nettoimporten frå Nederland var 1,2 TWh. I første kvartal i 2010 var NorNed kabelen berre i drift dei fire første vekene før den gjekk ut grunna tekniske problem. Den norske eksporten til Nederland i desse fire vekene var like høg som i heile første kvartal i år. Finland importerte til saman 3,8 TWh frå Russland og Estland. Det er like mykje som i tilsvarende kvartal i fjor. Det var einseitig svensk import lik 0,2 TWh frå Polen i første kvartal. Det er normalt sterke reduksjonar i den svenske importkapasiteten frå Polen grunna forhold på polsk side.

Figur 1.6.2 Nordens netto kraftimport, 1996-2011. TWh. Kilde: Nord Pool



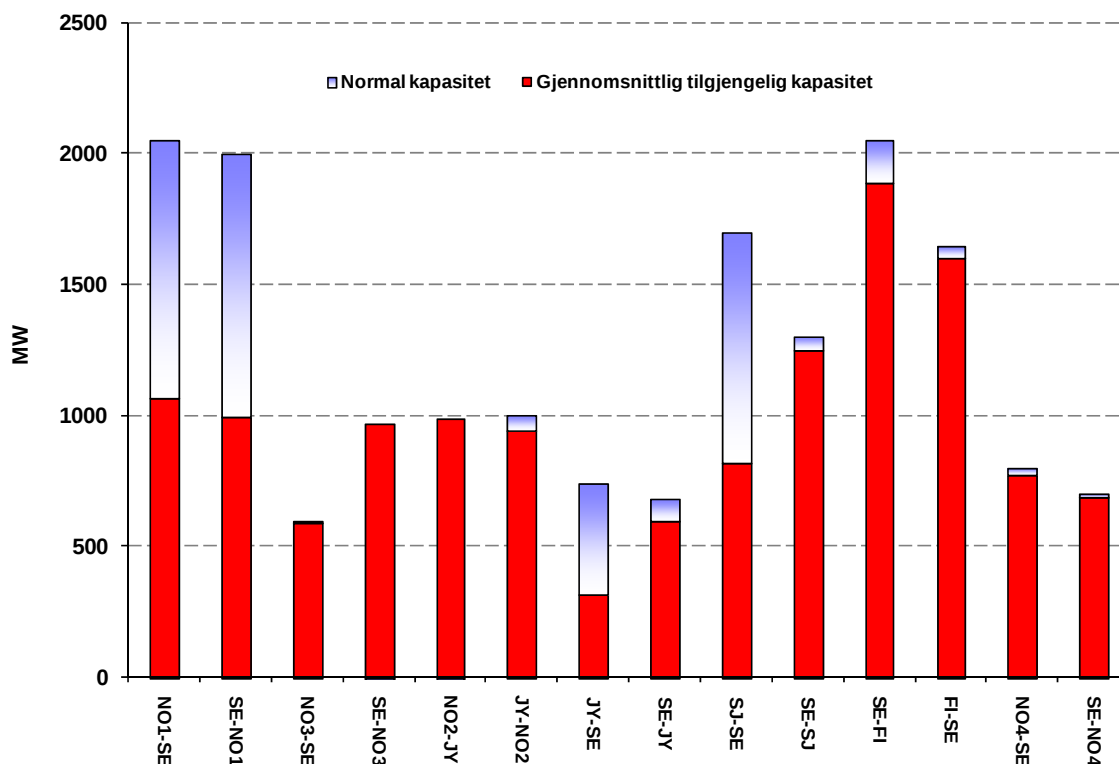
Det var betydelege reduksjonar i overføringskapasiteten som var tilgjengeleg for marknaden mellom Sør-Noreg og Sverige, samt frå Danmark til Sverige i første kvartal i år. I utgangspunktet er overføringskapasiteten mellom Sør-Noreg og Sverige redusert som følgje av arbeid på transformatorstasjonen på Hasle. Dette fører til at ikkje meir enn mellom 1550 og 1850 av den normale kapasiteten på 2050 MW kan nyttast. Frå Sverige til Sør-Noreg kan ikkje meir enn mellom 1350 og 1900 MW (normal overføringskapasitet er 2000 MW) nyttast. Dette er venta å vedvare til 30. juni i år. Omsynet til stabiliteten både internt i Sør-Noreg og Sverige medverka til ytterlegare kapasitetsreduksjonar i første kvartal.

Frå Sør-Noreg til Sverige har overføringskapasiteten vore redusert ned mot 290 MW i første kvartal. I snitt har 1065 MW vore tilgjengeleg eller 52 prosent av normal kapasitet. Det er når vêret er kaldt og det er høg last i linjenettet inn mot Oslo-området at kapasiteten vert redusert.

Frå Sverige til Sør-Noreg har kapasiteten vore redusert ned mot 115 MW i første kvartal. Låg overføringskapasitet frå Sverige til Sør-Noreg kan hovudsakleg forklarast med stabilitetsproblem i forbindelse med vestkystkorridoren i Sverige. Det inntreff typisk når det er låg svensk last og stor transport av kraft frå Sør i Sverige forbi Göteborg området og vidare til Noreg. Av omsyn til systemtryggleiken reduserer Svenska kraftnät importkapasiteten frå Danmark, Tyskland og Polen samt

eksportkapasiteten til Sør-Noreg for å redusere presset på vestkystkorridoren. Det vert redusert prosentvis like mykje på dei relevante overføringsforbindelsane. Reduksjonar av omsyn til stabiliteten i vestkystkorridoren førekom i 87 prosent av timane i første kvartal, men omfanget av reduksjonane varierte. Det vart redusert mest om natta, då lasta i Göteborg-området var låg. I 24 prosent av timane medverka kapasitetsreduksjonane til å forsterke prisforskjellen mellom Sørøst-Noreg og Sverige.

Figur 1.6.3 Tilgjengeleg og maksimal kapasitet på utvalde nordiske overføringsforbindelsar første kvartal 2011, MW.
(frå – til) Kjelde: Nord Pool



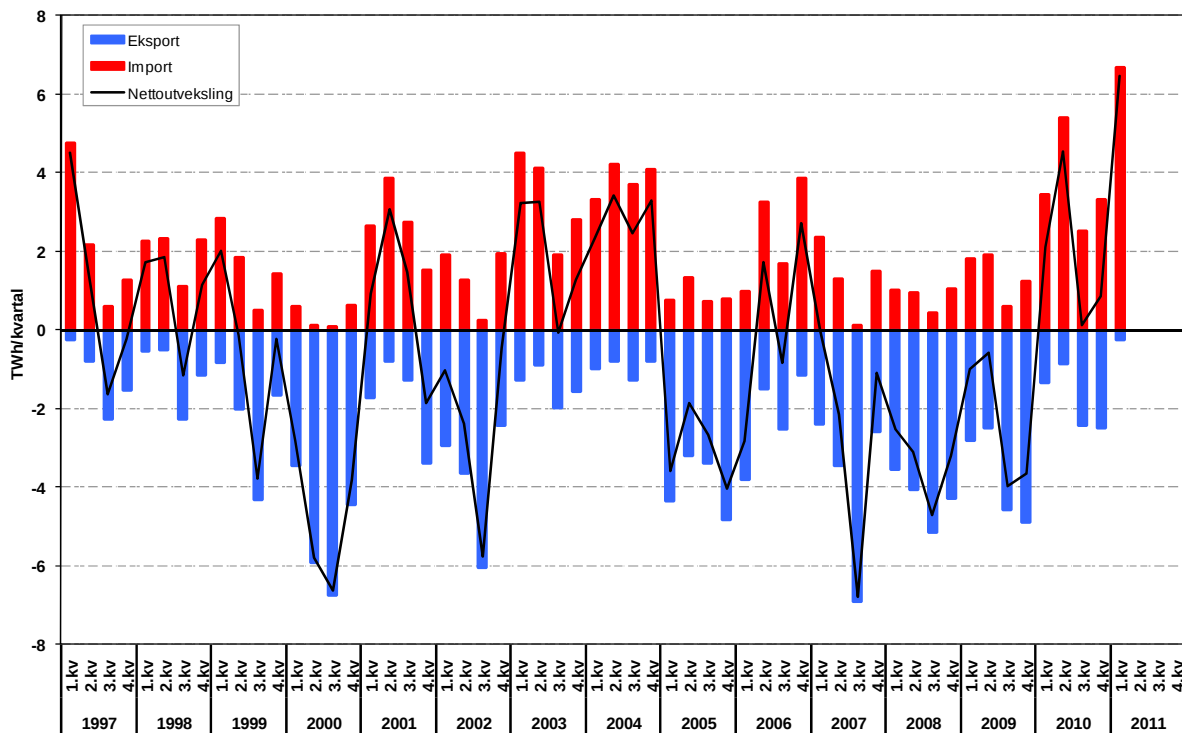
1.6.1 Noreg

Den norske nettoimporten var 4,5 TWh høgare i første kvartal i år jamført med same kvartal i fjor. I alt utgjorde den norske nettoimporten 6,4 TWh. Det er den høgaste nettoimporten i eit kvartal nokosinne. Den nest høgaste nettoimporten var 4,7 TWh i andre kvartal i fjor. Endå ein vinter med høgt forbruk som følgje av låge temperaturar har saman med den låga magasinfyllinga medverka til den høge importen i første kvartal.

I meir enn 80 prosent av timane i første kvartal var det einssidig norsk import på alle forbindelsar med resten av Norden og Nederland. Dei fleste timane med einssidig import var om natta. Det kan forklarast med at dei norske vasskraftprodusentane ønskjer å spare på vatnet i magasina om natta når prisane er lave. Etter kvart som forbruket vart lågare utover kvartalet vart det fleire timar med norsk eksport.

Størstedelen av den norske nettoimporten i førstekvartal var frå Sverige. Til saman importerte Noreg 3,4 TWh frå Sverige. Det er 2,8 TWh meir enn i same kvartal i fjor. Midt-Noreg og Sør-Noreg sto for høvesvis 50 og 38 prosent av den norske nettoimporten frå Sverige i første kvartal. NorNed-kabelen vart fullt ut nytta til norsk import i 70 prosent av timane i første kvartal. Det var norsk eksport til Nederland i berre 7 prosent av timane. Det var og nær einssidig norsk import frå Danmark i første kvartal i år.

Figur 1.6.4 Norsk kraftutveksling, 1997-2011. TWh. Kilde: Nord Pool



1.6.2 Andre nordiske land

Det var 3,4 TWh nedgang i den svenske nettoimporten i første kvartal i år samanlikna med same kvartal i fjor. Totalt var den svenske nettoimporten 0,6 TWh. Nedgangen i nettoimporten må først og fremst sjåast i samanheng med at det var betydeleg mindre kjernekraftkapasitet tilgjengeleg i første kvartal i fjor samanlikna med i år. Lågare svensk forbruk har og medverka til importnedgangen.

Jamført med første kvartal i fjor auka den svenske nettoimporten frå Danmark og Tyskland. Nettoimporten frå Polen og Finland var uendra i første kvartal. Reduksjonar i overføringskapasiteten frå Danmark, Tyskland og Polen dempa den svenske importen i lange periodar.

Den samla finske nettoimporten utgjorde 2,0 TWh sist kvartal. Det er det same som i første kvartal i fjor. Både finsk kraftproduksjon og –forbruk gjekk ned like mykje samanlikna med i fjor. Den finske nettoeksporten til Sverige var 1,6 TWh. Det er likt med tilsvarende kvartal i fjor, men utvekslingsvolumet var høgare i første kvartal i år. Det kan delvis forklarast med meir tilgjengeleg overføringskapasitet. Den finske importen frå Russland er normalt høg og stabil vinterstid og utgjorde 3,1 TWh i første kvartal. Det er like mykje som i same kvartal i fjor.

Danmark var åleine i Norden om å vere nettoeksportør. Samla var den danske nettoeksporten 2,2 TWh. Det er 0,4 TWh meir enn i same kvartal i fjor. Det er først og fremst auka eksport til Noreg som har medverka til oppgangen i den danske nettoeksporten. Den danske nettoeksporten utgjorde 1,7 TWh til Noreg og 1,9 TWh til Sverige. Det var nedgang i den danske nettoimporten frå Tyskland jamført same kvartal i fjor. Totalt utgjorde den danske nettoimporten frå Tyskland 1,5 TWh i første kvartal. Det er 0,2 TWh mindre enn i same kvartal i fjor.

1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden

1.7.1 Spotmarknaden

Låge temperaturar i første halvdel av januar gav relativt høge prisar i starten av første kvartal. Rundt midten av januar auka temperaturane, og døgnprisane i Noreg, Sverige og Finland stabiliserte seg rundt 500 kr/MWh. Prisane i første kvartal var nokså samanfallande for dei ulike prisområda i desse landa, medan dei danske prisane var lågare.

I gjennomsnitt for heile kvartalet hadde Aust-Noreg (NO1) og Vest-Noreg (NO5) dei høgaste prisane i den nordiske marknaden. I snitt var prisen i desse to områda 526 og 527 kr/MWh. Sørvest- og Midt-Noreg (NO2 og NO3) hadde like snittprisar på 517 kr/MWh tett etterfølgd av Nord-Noreg (NO4) som hadde ein snittpris på 516 kr/MWh. Ser vi på prisendringane frå første kvartal 2010 ser vi at dei norske områda som var prega av svært høge prisar i fjor vinter hadde ein god del lågare snittprisar i år. Sørvest- og Vest-Noreg som låg utanfor høgprisområdet i fjor hadde ein god del høgare snittpris i år.

Elspotprisar kr/MWh	1. kv. 2011	Endring frå 1.kv. 2010	Endring frå 4.kv. 2011	Siste 12 mnd.	Endring frå føregåande 12 mnd.
Aust-Noreg (NO1)	526	4 %	3 %	440	30 %
Sørvest- Noreg (NO2)	517	20 %	9 %	430	39 %
Midt-Noreg (NO3)	517	-14 %	4 %	440	18 %
Nord-Noreg (NO4)	516	-12 %	-4 %	443	19 %
Vest-Noreg (NO5)	527	23 %	4 %	440	35 %
Sverige	513	-12 %	-5 %	438	14 %
Finland	504	-12 %	-7 %	438	14 %
Jylland (DK1)	421	21 %	-2 %	389	23 %
Sjælland (DK2)	426	-26 %	-21 %	418	4 %
Estlink ¹	361	-	-7 %	-	-
Tyskland (EEX)	409	23 %	1 %	385	18 %

I første kvartal 2011 hadde Sverige og Finland snittprisar på 513 og 504 kr/MWh. Det er 12 prosent lågare enn i tilsvarende kvartal i 2010, og rundt 6 prosent lågare enn fjerdekvartal 2010. Spotprisane i Finland var noko lågare enn dei svenske mot slutten av kvartalet.

I dei to danske marknadsområda låg dei gjennomsnittlege spotprisane ein god del lågare enn i dei andre nordiske områda. Spotprisane der låg omtrent på same nivå som dei tyske spotprisane. Jylland og Sjælland (DK1 og DK2) hadde snittprisar på 421 og 426 kr/MWh. Samanlikna med tilsvarende kvartal i 2010 auka snittprisen på Jylland med 21 prosent medan snittprisen på Sjælland var 26 prosent lågare. I august 2010 blei Storebælt, ein overføringskabel mellom Jylland og Sjælland på 600 MW, satt i drift. Det gav meir samanfallande prisar i dei to danske områda i første kvartal 2011 enn i tilsvarende kvartal i fjor. I første kvartal 2010 var Jylland utanfor høgprisområdet som vi hadde førre vinter, medan Sjælland var ein del av det.

Dei nordiske kraftprisane vert påverka av kraftutvekslinga med Nord-Europa. Der er kraftprisane i større grad drive av prisane på fossile brensel og prisen på CO₂-kvotar. Som i fjerde kvartal 2010 låg dei tyske spotprisane ofte under dei nordiske i førstekvartal 2011. Dette gav relativt høg nordisk

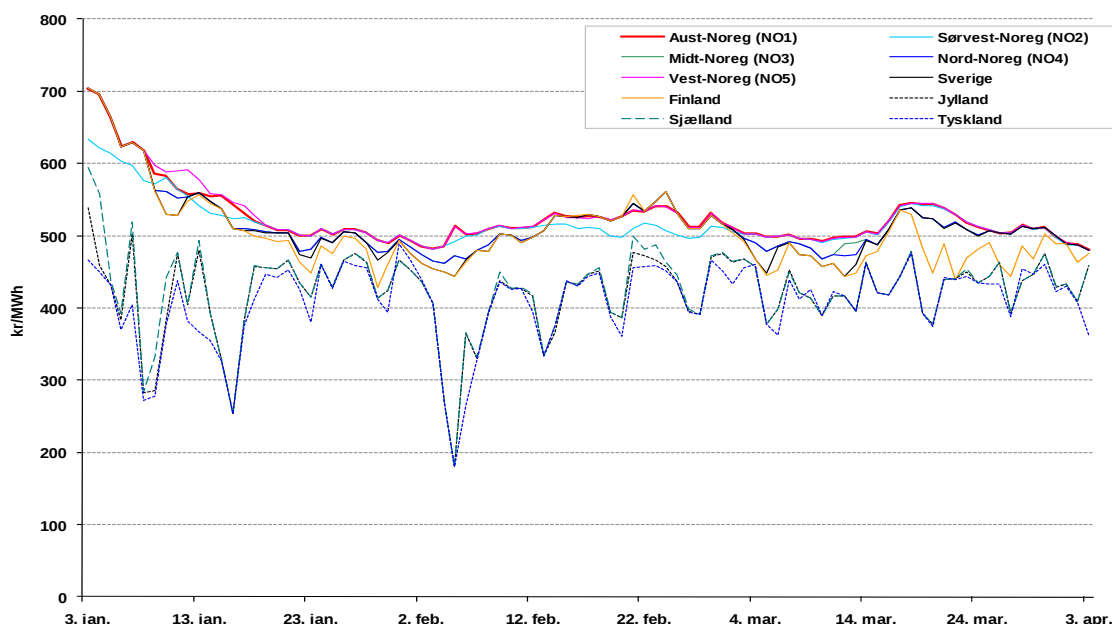
¹ 1. april 2010 opna eit nytt estisk prisområde på Nord Pool.

etterspørsel etter kraft frå Tyskland. Høgare prisar i Nord-Europa kunne ha gjeve noko høgare prisar i den nordiske marknaden enn dei som vart realisert.

Snittprisen på den tyske kraftbørsen European Energy Exchange var 409 kr/MWh i første kvartal, berre 3 kr/MWh meir enn i fjerde kvartal 2010. Samanlikna med første kvartal i 2010 var prisen 23 prosent høgare i første kvartal 2011. I starten av kvartalet var dei tyske kraftprisane ofte lågare enn dei nordiske prisane både på natta og på dagen. I dei siste to tredjedelane av kvartalet låg dei tyske spotprisane over dei nordiske i enkelttimar på dagtid.

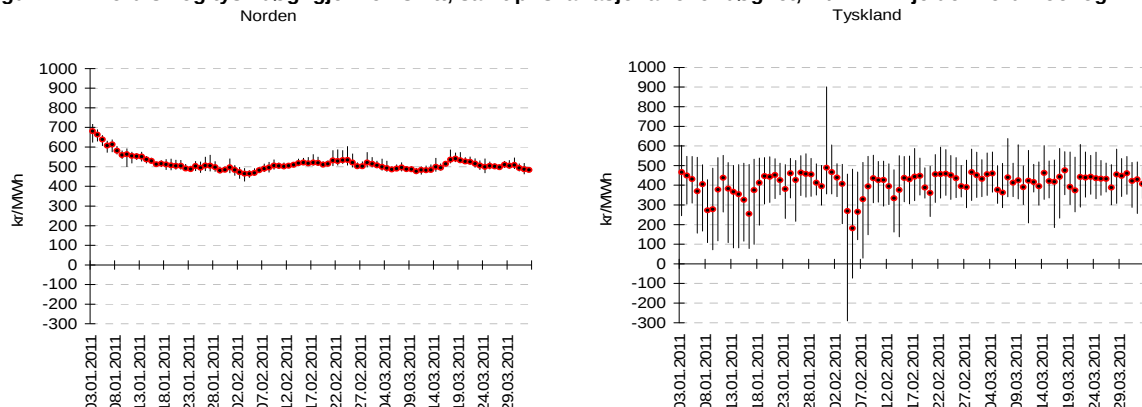
Figur 1.7.1 viser døgnsprissnittet for dei nordiske marknadsområda for kraft samt døgnsprisen på den tyske kraftbørsen EEX. I figuren ser vi at kraftprisane til dei fleste nordiske marknadsområda ligg relativt høgt på starten av kvartalet. På Jylland, Sjælland og i Tyskland ligg døgnsnittet for spotprisane ein god del lågare gjennom kvartalet enn i dei andre områda. Frå starten av mars og ut kvartalet skil også den finske spotprisen seg ut.

Figur 1.7.1 Spotprisar i første kvartal 2011, døgngjennomsnitt, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool og EEX



Nordisk kraftproduksjonen er dominert av vasskraft. Produksjonen er billig å regulere, og følgjer derfor i høg grad forbruket. Den tyske kraftprisen på EEX viser regelmessig stor variasjon igjennom døgnet. Den tyske kraftmarknaden baserer seg på termisk kraftproduksjon saman med vindkraftproduksjon. I eit slikt system varierer prisane meir over døgnet enn i den nordiske marknaden. Prisane er typisk høgare på dagtid når etterspørselen er høg og lågare om natta når etterspørselen er låg. Prisforskjellane mellom dag og natt er sterkare dersom det bles om natta og ikkje om dagen, slik at vindkraftproduksjonen er høg når etterspørselen er låg og omvendt. Figur 1.7.2 viser at prisvariasjonane igjennom døgnet er størst i den tyske marknaden.

Figur 1.7.2 Nordisk og tysk døgngjennomsnitt, samt prisvariasjonar over døgnet, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool og EEX



Tabell 1.7.1 viser omfanget av prisforskjellar mellom marknadsområda på Nord Pool samt EEX i første kvartal. Vi ser til dømes at Midt-Noreg (NO3) hadde høgare pris enn Aust-Noreg (NO1) i 2,7 prosent av timane i første kvartal. Til samanlikning hadde Midt-Noreg høgare pris enn Aust-Noreg i 28,6 prosent av timane fjerde kvartal 2010.

Tabell 1.7.1 Prosentdel av timane i første kvartal 2011 med prisforskjellar mellom prisområda. Kjelde: Nord Pool

1. kvartal 2011		Lågast elspot-pris									
		NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	Sverige	Finland	Jylland	Sjælland	EEX
Høgest elspot-pris	NO1		41.9 %	49.5 %	50.2 %	1.9 %	50.9 %	57.1 %	83.5 %	76.5 %	90.1 %
	NO2	0.0 %		45.5 %	46.2 %	0.0 %	46.9 %	53.3 %	75.6 %	73.1 %	88.7 %
	NO3	2.7 %	32.8 %		1.2 %	4.4 %	14.6 %	33.5 %	78.7 %	70.5 %	88.9 %
	NO4	2.0 %	32.1 %	0.0 %		32.1 %	14.5 %	33.5 %	78.6 %	70.4 %	88.9 %
	NO5	8.0 %	44.9 %	53.0 %	46.2 %		47.0 %	53.3 %	75.6 %	73.1 %	88.7 %
	Sverige	1.1 %	31.1 %	0.0 %	0.0 %	31.0 %		20.8 %	77.0 %	68.6 %	88.3 %
	Finland	1.1 %	30.4 %	0.1 %	0.1 %	30.3 %	0.1 %		75.4 %	67.1 %	86.1 %
	Jylland	2.1 %	3.5 %	2.2 %	2.2 %	3.5 %	2.2 %	6.5 %		1.7 %	75.5 %
	Sjælland	1.0 %	8.7 %	0.6 %	0.6 %	8.7 %	0.6 %	5.2 %	10.6 %		76.6 %
	EEX	9.9 %	11.3 %	11.1 %	11.1 %	11.3 %	11.7 %	13.9 %	24.4 %	23.3 %	

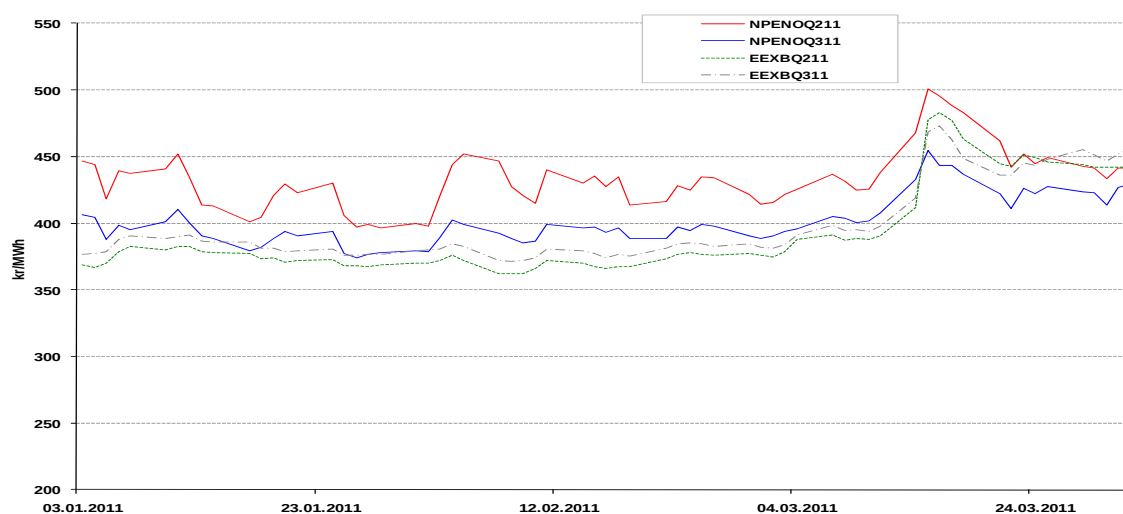
1.7.2 Terminmarknaden

Prisen på terminkontraktar på Nasdaq OMX med levering i andre- og tredjekvartal 2011 enda på 441 og 429 kr/MWh på slutten av første kvartal 2011. Ved starten av kvartalet vart prisen på kontrakten for andre kvartal handla for 446 kr/MWh, medan prisen på kontrakten for tredje kvartal vart handla for 407 kr/MWh. Prisen på andrekvartalskontrakten gikk altså ned med ein prosent frå starten til slutten av kvartalet, medan prisen på tredjekvartalskontrakten auka med 6 prosent.

Sluttprisane på kontraktane for andre- og tredjekvartal 2011 ved den tyske kraftbørsen European Energy Exchange auka med heile 20 og 21 prosent frå starten til slutten av første kvartal. Prisen på ein terminkontrakt for levering i andre og tredje kvartal 2011 hadde prisar på 369 og 376 kr/MWh i starten av kvartalet. På slutten hadde prisen på kontraktane gått opp til 442 og 456 kr/MWh.

Tysdag 15. mars kom den tyske forbundskanslaren Angela Merkel med ei kunngjering om at alle tyske kjernekraftreaktorar bygd før 1980 skulle stengast ned over ein periode på 3 månader for ein sikkerheitssjekk. Bakgrunnen for kunngjeringa var jordskjelvet i Japan og dei påfølgande problema ved japanske kjernekraftverk. Dette var med på å auka etterspurnaden etter kol, naturgass og CO₂-kvotar, og det blei ein betydelig prisoppgang i den tyske og den nordiske terminmarknaden. I figur 1.7.3 ser vi at både andre- og tredjekvartalskontraktane på Nasdaq og EEX er på sitt høgaste 15. mars.

Figur 1.7.3 Prisutvikling på utvalte finansielle kraftkontraktar i første kvartal 2011, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool Spot



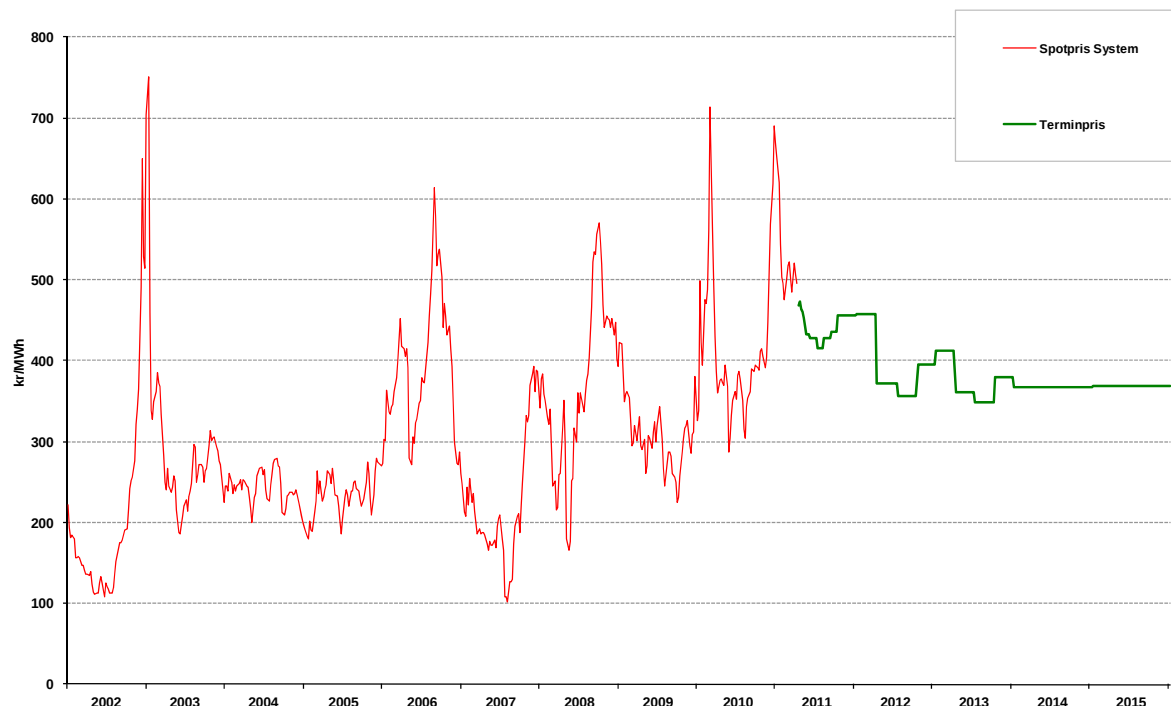
Ein euro kosta i snitt 7,8 kroner i første kvartal 2011 mot 8,1 i fjerde kvartal 2010. Figur 1.7.4. viser at euroen har svekka seg betrakteleg mot krona sia 2009.

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



Terminprisane viste ein fallande trend den siste handledagen i første kvartal 2011. Siste veka var systemprisen på Nord Pool 495 kr/MWh. Prisane for neste vinter låg rundt 400 kr/MWh, mens årsprisane for 2014 og 2015 låg på i underkant av 370 kr/MWh. Dette indikerer at marknaden på dette tidpunktet forventa ein betre hydrologisk situasjon på sikt.

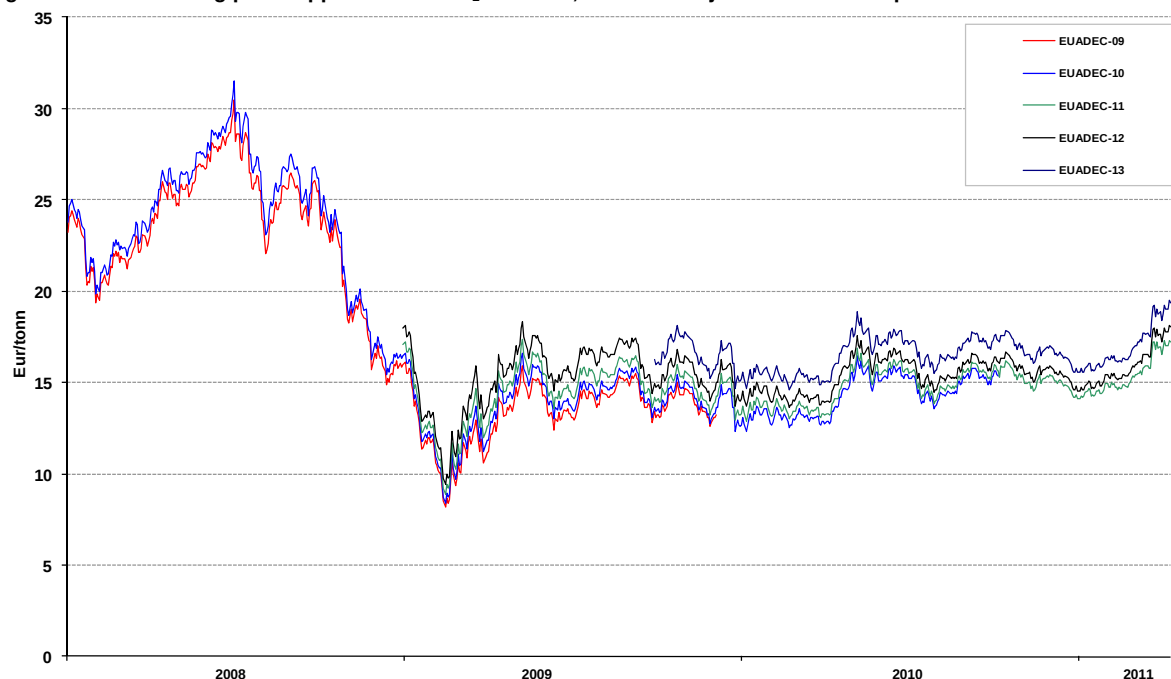
Figur 1.7.5 Nordisk systempris og priser i terminmarknaden, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Prisen på CO₂ påverkar prisen på elektrisk kraft då utslppsrettane er ein del av kostnadene i termisk kraftproduksjon. I første kvartal kosta ein utslppsrett for CO₂ i 2011 i gjennomsnitt 15,4 euro/tonn, ein oppgang på 0,4 euro frå kvartalet før. Gjennomsnittsprisen for utslppsrettar for 2012 og 2013 var 16,0 og 17,0 euro/tonn. Prisane på desse kontraktane auka særleg mot slutten av kvartalet.

Frå midten av 2008 falt prisen på utslppsrettar for CO₂ frå omkring 30 euro/tonn til omkring 8 euro/tonn i midten av februar i 2009. Dette heng saman med lågare kraftforbruk og -produksjon som følgje av finanskrisa. Deretter steig prisen i løpet av våren 2009 til i overkant av 15 euro, der den haldt seg meir eller mindre stabil ut året. Frå og med andre kvartal 2010 har prisen på utslipp av CO₂ haldt seg på mellom 13 og 20 euro/tonn.

Figur 1.7.6 Prisutvikling på utslppsrettar for CO₂ i EU ETS, euro/tonn. Kjelde: Nord Pool Spot



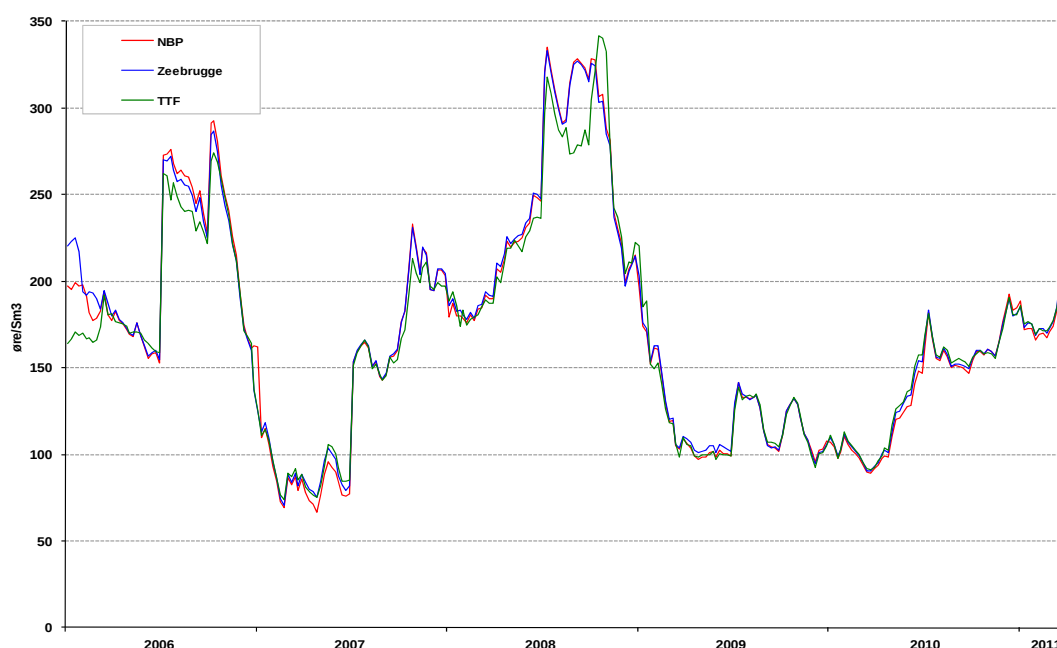
Mot slutten av 2008 fall prisen på naturgass på dei tre største handelsplassane: National Balancing Point i Storbritannia, Zeebrugge i Belgia og Title Transfer Facility i Nederland, betydeleg. Prisnedgangen haldt fram inn i 2009 men så gjekk prisane noko opp igjen. I 2010 har prisane på gass på desse handelsplassane gått frå å liggje rundt 100 øre/Sm³ i først kvartal og gå til over 190 øre/Sm³ på det høgaste på slutten av 2010. På slutten av første kvartal 2011 låg prisane rundt 200 øre/Sm³.

Prisen på gass på NBP gjekk opp frå 172 øre/Sm³ i veke 1 til 195 øre/Sm³ siste veka av kvartalet. Snittprisen på gass låg på 178 øre/ Sm³ i første kvartal. Dette er 7 øre høgare enn snittprisen i fjerde kvartal 2010.

Tar ein utgangspunkt i eit kraftverk i Storbritannia med en nytteeffekt på 55 prosent, ville brenselkostnadane for gass handla på spotmarknaden (eksklusiv rørtariff innanlands) i første kvartal vore i snitt 320 kr/MWh. Det er ein auke på 11 kr/MWh i forhold til fjerde kvartal 2011. Til samanlikning var brenselkostnaden i første kvartal 2010 i snitt 177 kr/MWh.

Figur 1.7.7 syner utviklinga i prisen på kontrakten for nærmaste kvartal (Front Quarter) på gass levert i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) frå 2006 og ut første kvartal 2011.

Figur 1.7.7 Gassprisar *front quarter* i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) 2006 – 2011, øre/Sm³.
Kjelde: Syspower og Spectron Group Limited



Prisen på kol auka i løpet av første kvartal 2011. I veke 1 vart kontrakten for det nærmaste kvartalet (Front Quarter) handla for 121 dollar/tonn. Ved utgangen av kvartalet var prisen 127 dollar/tonn. Snittprisen i første kvartal enda på 120 dollar/tonn. Dette er 11 dollar høgare enn i kvartalet før.

Med ein kolpris på 120 dollar/tonn ville brenselkostnaden (eksklusiv transport frå Antwerpen/Rotterdam/Amsterdam til kraftverket) i eit kolkraftverk som brukar importert kol med 40 prosent nytteeffekt ha vore 220 kr/MWh. Dette er 14 kroner meir enn i fjerde kvartal 2010. Til samanlikning var denne kostnaden 149 kr/MWh i første kvartal 2010.

Figur 1.7.8 viser kolprisen frå 2006 og ut første kvartal 2011. API2 er en indeks for prisutvikling på kol der frakt- og forsikringskostnader er inkludert. API2 måler prisar for kol levert til Antwerpen, Amsterdam og Rotterdam.

Figur 1.7.8 Kolpris (API2), dollar/tonn, Europa. Kjelde: Syspower og Spectron Group Limited



1.8 Sluttbrukarmarknaden

1.8.1 Prisar og kontraktar

Frå fjerde kvartal 2010 til første kvartal 2011 såg ein ei auke i prisane på spotpriskontrakt for elspotområda Aust-, Sørvest og Vest-Noreg. Den gjennomsnittlege prisen for 1. kvartal 2011 var i desse områda på høvesvis

67,6, 66,5 og 67,8 øre/kWh, inkl. mva.

Avhengig av kva for eit elspotområde ein tek omsyn til svarar dette til ein oppgang på mellom 2,1 og 5,2 øre frå fjerde kvartal 2010, og ein auke på mellom 1,7 og 11,8 frå tilsvarende kvartal i 2010.

Den gjennomsnittlege prisen for spotpriskontrakt i elspotområdet Midt-Noreg var 66,5 øre/kWh. Dette er mellom anna 1,1 øre lågare enn i Aust-Noreg og 1,3 øre lågare enn i Vest-Noreg. Samanlikna med fjerde kvartal 2010 fall prisen i Midt-Noreg med 3,1 øre. Samanlikna med første kvartal 2010 var prisen 10,6 øre lågare i år.

I Nord-Noreg vart den gjennomsnittlege prisen for første kvartal 53,5 øre/kWh. Prisen er oppgjeve ekskl. mva. sidan sluttbrukarar i Nordland, Troms og Finnmark har fritak frå mva. på straum. Som følge av fritaket frå mva. sto sluttbrukarane i Nord-Noreg ovanfor den lågaste straumprisen i Noreg. Samanlikna med fjerde kvartal 2010 fall

kraftprisen med 2,3 øre. Samanlikna med tilsvarende kvartal 2010 var kraftprisen 6,7 øre lågare i år. Alle prisane er inkl. mva. og et antatt påslag på 1,9 øre/kWh til kraftleverandørane.

Kontraktprisar i øre/kWh	1. kv. 2011	Endring frå 4. kv. 2010	Endring frå 1. kv. 2010
Spotpriskontrakt i Aust-Noreg (NO1)	67,6	2,1	1,7
Spotpriskontrakt i Sørvest-Noreg (NO2)	66,5	5,2	10,7
Spotpriskontrakt i Midt-Noreg (NO3)	66,5	-3,1	-10,6
Spotpriskontrakt i Nord-Noreg (NO4)	53,5	-2,3	-6,7
Spotpriskontrakt i Vest-Noreg (NO5)	67,8	2,5	11,8
Standard variabel kontrakt	81,9	23,3	16,3
1-årig fastpriskontrakt	61,6	4,5	7,8
3-årig fastpriskontrakt	55,7	2,3	3,9
Omsett volum på ulike kontraktar for hushaldkundar i prosent av total	Snitt frå perioden 2. kv. 2010 – 1. kv. 2011	Endring frå perioden 1. kv. 2010 - 4. kv. 2010	Endring frå perioden 2. kv. 2010 – 1. kv. 2011
Spotpriskontrakt (marknadspriskontrakt)	56,6 %	0,5 prosentpoeng	3,4 prosentpoeng
Fastpriskontrakt	5,0 %	0,6 prosentpoeng	-0,6 prosentpoeng
Variabel kontrakt	38,5 %	-1,0 prosentpoeng	-2,8 prosentpoeng
Omsett volum på ulike kontraktar for næringskundar i prosent av total	Snitt frå perioden 2. kv. 2010 – 1. kv. 2010	Endring frå perioden 1. kv. 2010 - 4. kv. 2010	Endring frå perioden 2. kv. 2009 – 1. kv. 2010
Spotpriskontrakt (marknadspriskontrakt)	71,1 %	0,9 prosentpoeng	1,5 prosentpoeng
Fastpriskontrakt	8,8 %	1,7 prosentpoeng	3,1 prosentpoeng
Variabel kontrakt	20,1 %	-3,6 prosentpoeng	-4,7 prosentpoeng

Standard variabel kontrakt tilbode frå dei dominerande leverandørane i eit utval av dei største nettområda, hadde i første kvartal 2011 ein gjennomsnittspris på 81,9 øre/kWh inkl. mva. Dette er for eksempel 14,3 øre høgare enn gjennomsnittsprisane for ein spotpriskontrakt i Aust-Noreg. Ein må likevel presisere at denne prisen er basert på eit volumvege gjennomsnitt av eit lite utval av kontraktar, og det finst kontraktar som naturleg nok både har vore billigare og dyrare enn dette gjennomsnittet.

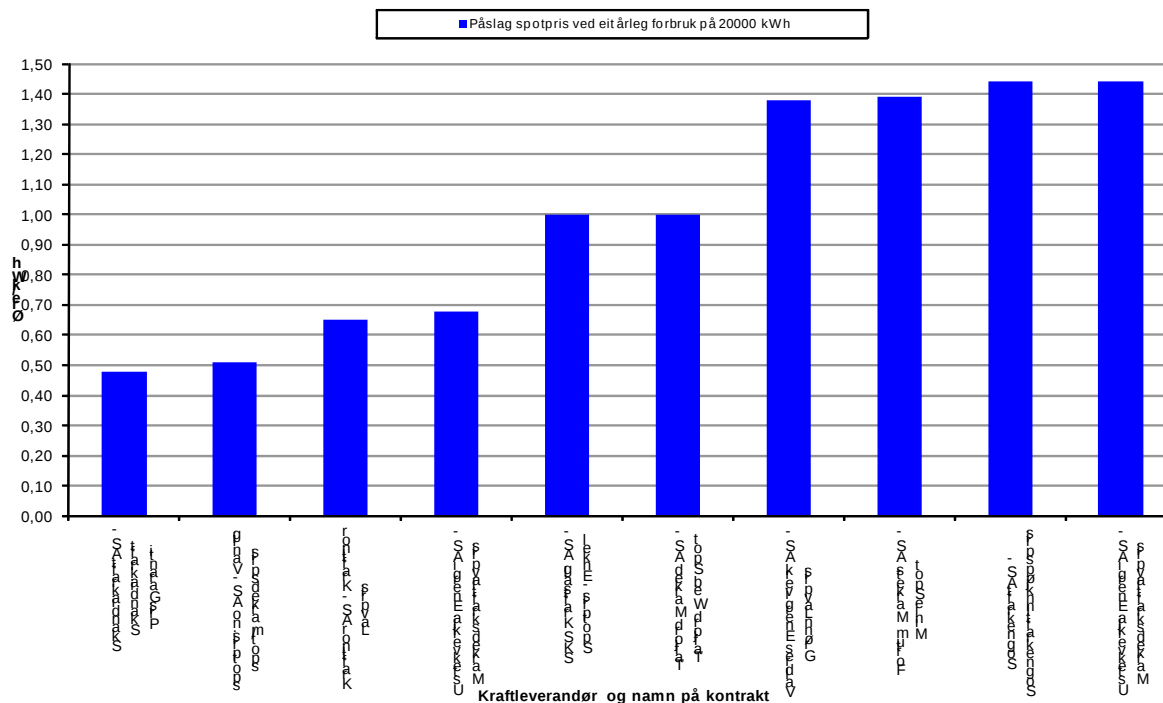
Samanlikna med fjerde kvartal 2010 hadde gjennomsnittet av standard variabel kontrakt ein oppgang på 23,3 øre til første kvartal 2011. Samanliknar ein første kvartal 2011 med tilsvarende kvartal i 2010, ser ein at prisen på standard variabel kontrakt var 16,3 øre høgare i år.

Dei gjennomsnittlege prisane på fastpriskontraktar med 1-årig og 3-årig avtaletid var for fjerde kvartal 2011 høvesvis 61,6 og 55,7 øre/kWh. Samanlikna med fjerde kvartal 2010 tilsvarar dette ein oppgang på 4,5 og 2,3 øre. Om ein samanliknar fastpriskontraktane med første kvartal 2010, ser ein at dei gjennomsnittlege prisane for 1-årige fastpriskontraktar auka med 7,8 øre, og at gjennomsnittet for dei 3-årige fastpriskontraktane auka med 3,9 øre.

Påslag på spotpriskontrakt

Figur 1.8.1 er ei oversikt over påslaga på elspotprisen for dei ti billigaste spotpriskontraktane tilbode i Oslo for veke 13, dvs. den siste veka i kvartalet. Sidan nokre kontraktar har eit påslag per kWh, medan andre har eit påslag som ein fast sum per måned, år eller begge deler, kan det av og til vere vanskelig å samanlikne dei ulike kontraktane. I figuren under er det difor rekna ut eit påslag i øre per kWh for ein kunde med eit forbruk på 20.000 kWh per år¹, for å lettare kunne samanlikne.

Figur 1.8.1 Påslag på spotpriskontrakt per kWh for dei ti billigaste spotpriskontraktane tilbode for hushaldskundar i Oslo (prisområde NO1). Påslaget er rekna ut etter eit antatt årleg snittforbruk på 20 000 kWh. Oversikta er frå veke 13 2011. Kjelde: Konkurransetilsynet



¹ Om ein har eit påslag på 50 kr i månaden vil dette utgjere 3 øre/kWh for ein forbrukar av 20 000 kWh per år. Dersom ein har eit forbruk på til dømes 10 000 kWh per år, vil det månadlege påslaget på 50 kr utgjere 6 øre/kWh.

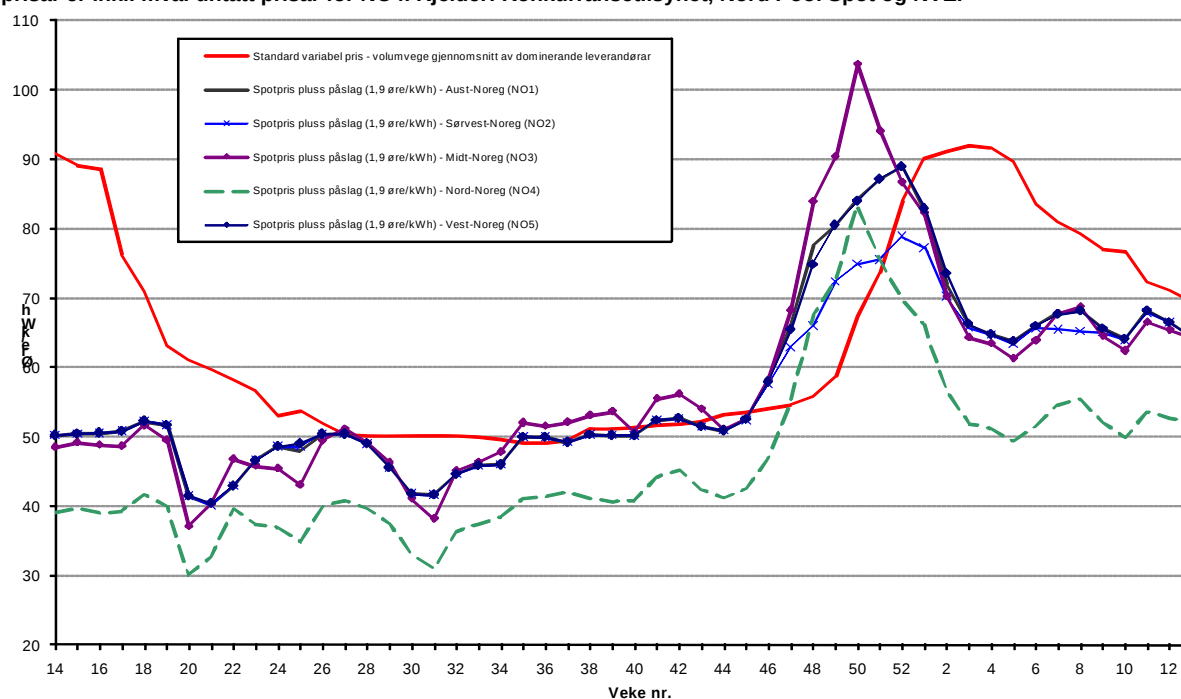
Det er berre kontraktane med etterskotsfakturering som er inkludert i oversikta. Det er eit val grunna i at både forskotsfakturering og akonto fakturering inneber eit potensielt rentetap for forbrukaren ved at ein har eit beløp inneståande hos kraftleverandøren. Det er difor ikkje føremålsteneleg å inkludere desse kontrakttypene i samanlikninga då storleiken på dette tapet er varierende. Avhengig av rentenivå og storleiken på den inneståande pengesummen kan akonto- og etterskotsfakturering tilsvare ein større kostnad enn det faktiske påslaget mange kraftleverandørar har på elspotprisen.

Figur 1.8.1 viser at det er store skilnader sjølv blant dei ti billegaste kontraktane. Den rimelegaste kontrakten som vart tilbode hadde eit påslag på 0,48 øre/kWh. Den tiande billegaste hadde eit berekna påslag på 1,44 øre/kWh. Skilnaden mellom valet av den billegaste kontrakten og den tiande billigaste kontrakten tilsvarar då 192 kr per år dersom ein forbruker 20000 kWh per år. Sjølv om utrekningane tek utgangspunkt i dei spotpriskontraktane som vart tilbode i Oslo, blir dei fleste av desse kontraktane òg tilbode andre stader i landet.

Utvikling av prisane

Figur 1.8.2 samanliknar den same volumvekta gjennomsnittsprisen for standard variabel kontrakt tilbode av dei dominerande leverandørane i eit utval av dei største nettområda, med spotpriskontraktar i elspotområda Aust-Noreg (NO1), Sørvest-Noreg (NO2), Midt-Noreg (NO3), Nord-Noreg (NO4) og Vest-Noreg (NO5), frå andre kvartal 2010 til og med første kvartal 2011.

Figur 1.8.2 Gjennomsnittlege vekeprisar frå andre kvartal 2010 til og med første kvartal 2011 for standard variabel kontrakt og spotpriskontrakt i elspotområda (NO1, NO2, NO3, NO4 og NO5), inklusive eit påslag på 1,9 øre/kWh. Alle prisar er inkl. mva. untatt prisar for NO4. Kjelder: Konkurransetilsynet, Nord Pool Spot og NVE.

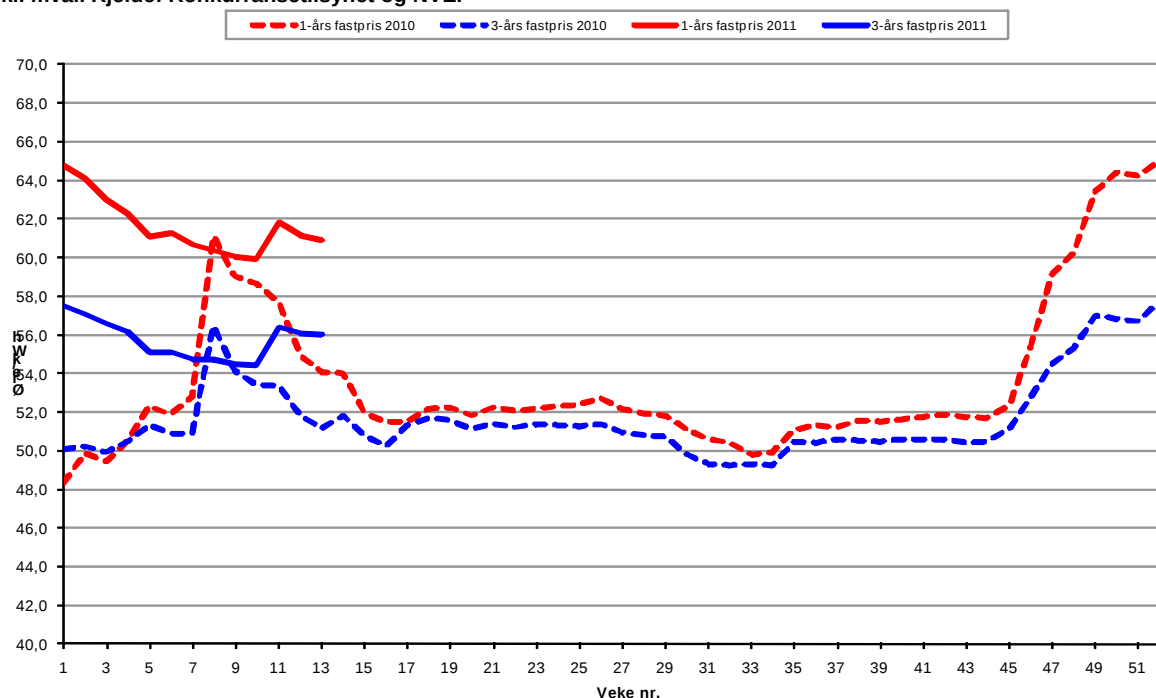


Av figuren kan ein sjå at prisen på standard variabel kontrakt fall gradvis, men låg høgare enn spotpriskontraktane frå veke 14 2010 til og med veke 34 2010. Etter dette steig spotprisen, og grunna standard variabel kontrakt sitt ibuande etterslep på to veker, ser standard variabel kontrakt ut til å ha vore det billegaste valet for sluttbrukarane i denne perioden. Frå veke 50 2010 fall derimot spotprisane, medan prisane på standard variabel kontrakt fortsette å auke til og med veke 3 2011, før dei òg byrja å falle. Som følgje av at prisane på standard variabel kontrakt fall med lågare takt enn spotpriskontraktane, har spotpriskontraktar vore det økonomisk fordelaktige valet for sluttbrukarane i førsteS kvartal 2011.

Frå figuren kan ein sjå at prisane på spotpriskontraktane er meir volatile enn standard variabel kontrakt. Årsaka til dette er at standard variabel kontrakt ikkje er direkte knytt til marknadsprisen på Nord Pool Spot. Men sidan dei fleste sluttbrukarane ikkje har timesmålarar, blir dei som har spotpriskontraktar avrekna ut frå den månadlege gjennomsnittsprisen frå Nord Pool Spot. Denne er naturlegvis mindre volatil enn vekesprisane. Som følgje av dette blir ikkje sluttbrukarar med spotpriskontrakt, som ikkje har timesmålar, eksponert for så mykje større risiko enn kundar med standard variabel kontrakt.

Figur 1.8.3 viser prisutviklinga til eit gjennomsnitt av 1- og 3-årige fastpriskontraktar i 2010 og 2011. I løpet av første kvartal 2011 fall dei gjennomsnittlege prisane for fastpriskontraktane. Ein kan òg sjå at fastpriskontraktane no ligg på eit høgare nivå enn kva dei gjorde ved same tid i fjor.

Figur 1.8.3 Prisutvikling for 1- og 3- års fastpriskontraktar ved eit forbruk på 20 000 kWh/år for 2009 og 2010. Prisane er inkl. mva.. Kjelde: Konkurransetilsynet og NVE.



1.8.2 Leverandørskifte, kontraktsval og samla utgifter

Leverandørskifte

Som eit ledd i arbeidet med å undersøkje om kraftmarknaden fungerer tilfredsstillande, har NVE sidan 1997 gjort kvartalsvise undersøkingar om leverandørskifte. Frå 1999 vart undersøkinga utvida frå å berre omfatte hushaldskundar, til òg å inkludere næringskundar. Frå og med fjerde kvartal 2004 er nettselskapa òg bedd om å rapportere om marknadsdelar for dei fem største leverandørane i nærings- og hushaldsmarknaden. NVE har kvart kvartal kontakta nettselskapa med dei 28 største distribusjonsnetta i Noreg for å innhente tala.

NVE arbeidar no med å utvide og forbetre den kvartalsvise undersøkinga om leverandørskifte. Som følgje av at den nye rapporteringsløyisinga ikkje var ferdigstilt ved utgangen av 1. kvartal 2011 har NVE ikkje fått samla inn data om leverandørskifte dette kvartalet. NVE vil derimot snart fullføre arbeidet, og presentere leverandørskiftetala for første kvartal 2011 i kvartalsrapporten for andre kvartal 2011.

Kontraktval

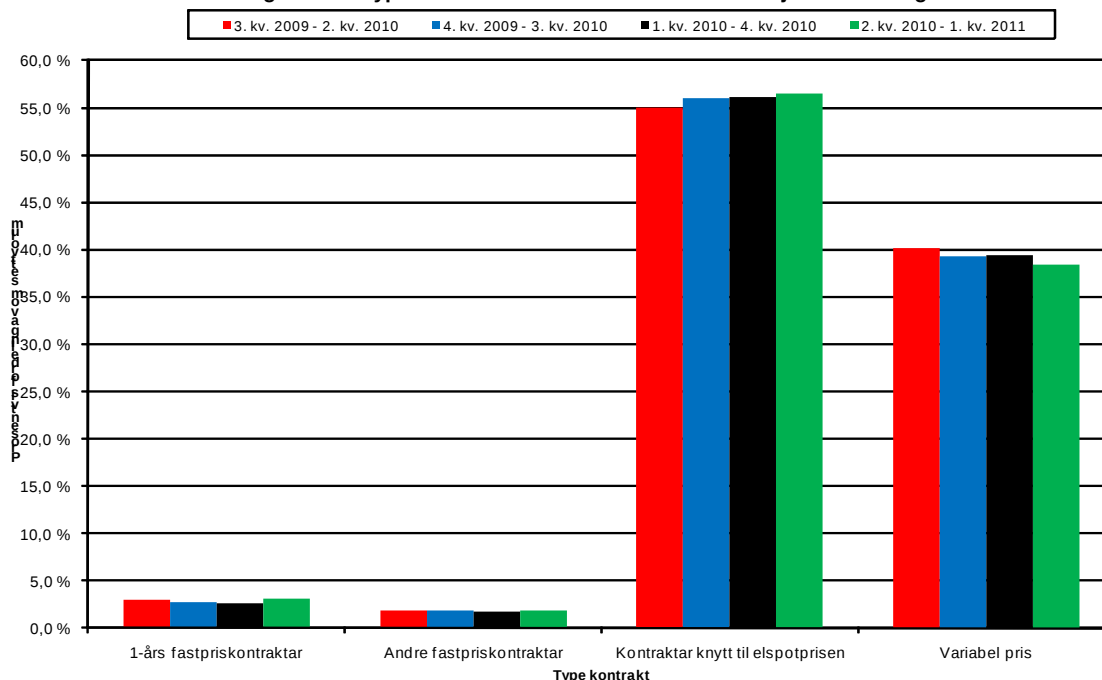
Oversikten over kva slags kontrakttypar hushalda vel er henta frå ei utvalsundersøking gjennomført av Statistisk Sentralbyrå (SSB), og er basert på informasjon frå 50 av kraftleverandørane i sluttbrukarmarknaden. Det korrigerast ikkje for manglande innrapportering, og det er difor grunn til å vere varsam med å leggje for mykje vekt på den kvartalsvise utviklinga i undersøkinga.

Undersøkinga kan likevel gje god informasjon om korleis valet av forskjellige kontraktar har utvikla seg i eit lengre tidsperspektiv, og den kan òg seie noko om den underliggjande trenden. Vi har difor valt å sjå på eit glidande eittårs gjennomsnitt over utviklinga i kontraktval.

Kraftkontraktar for hushaldskundar

Variabel kontrakt (deriblant standard variabel kontrakt) har tradisjonelt vore den mest vanlege kontrakttypen for hushaldskundar i Noreg. I 2003 blei i snitt 73,5 % av det totale kraftvolumet til hushaldskundar omsett på denne kontrakttypen.

Figur 1.8.4 Prosentvis fordeling av ulike typar kontraktar i hushaldsmarknaden. Kjelder: SSB og NVE

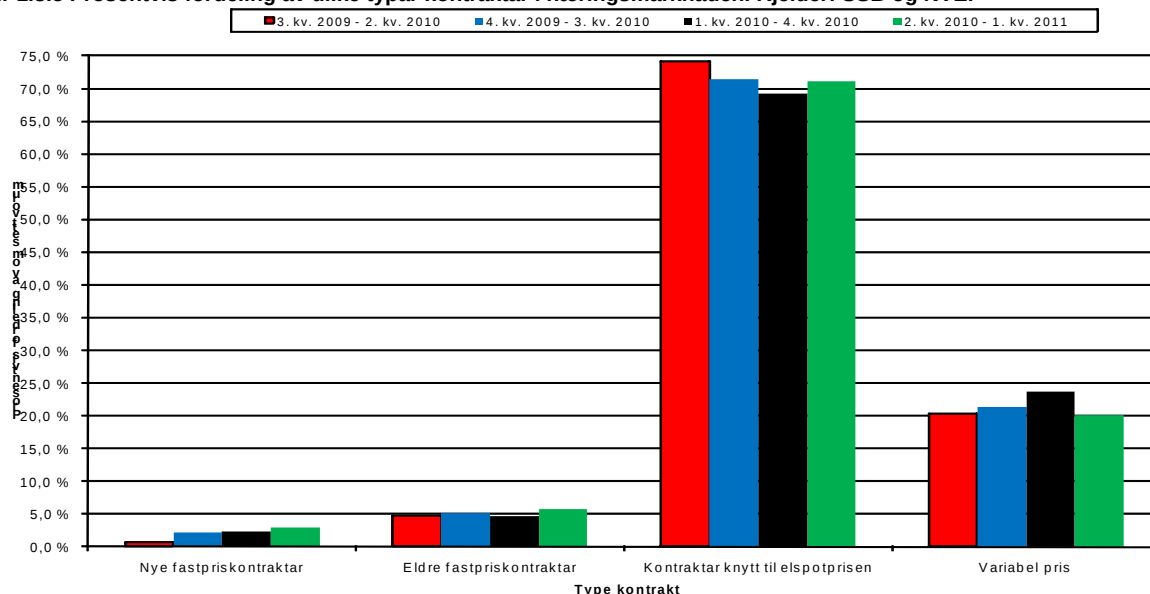


Over dei fire siste kvartala (andre. kvartal 2010 - første kvartal 2011) har derimot berre 38,5 % av kraftvolumet for hushaldskundar verte omsett på ein slik type kontrakt. Tala frå SSB visar òg at 56,6 % av kraftvolumet til hushaldskundane blir omsett på ein kontrakt som er knytt til elspotprisen, medan berre 5,0 % av volumet blir omsett på fastpriskontraktar. Dette er presentert i figur 1.8.4, som bekreftar trenden i retning av at stadig fleire hushaldskundar vel spotpriskontrakt framfor variabel kontrakt eller fastpriskontrakt.

Kraftkontraktar for næringskundar

Samanlikna med hushaldskundar, har næringskundar i større grad valt kontraktar knytt til spotprisen. I figur 1.8.5 kan ein sjå at for næringskundar har i snitt 71,1 % av kraftvolumet over det siste året blitt omsett på kontraktar knytt til elspotprisen. 20,1 % av volumet har blitt omsett på variable kontraktar, og 8,8 % av volumet har blitt omsett på fastpriskontraktar. Samanlikna med tala for sist kvartal, ser ein eit auka omsett volum på fastpriskontraktar og spotpriskontraktar, medan det har vore ein nedgang i omsett volum på kontraktar med variabel pris som ikkje er tilknytt elspotprisen.

Figur 1.8.5 Prosentvis fordeling av ulike typar kontraktar i næringsmarknaden. Kjelder: SSB og NVE.

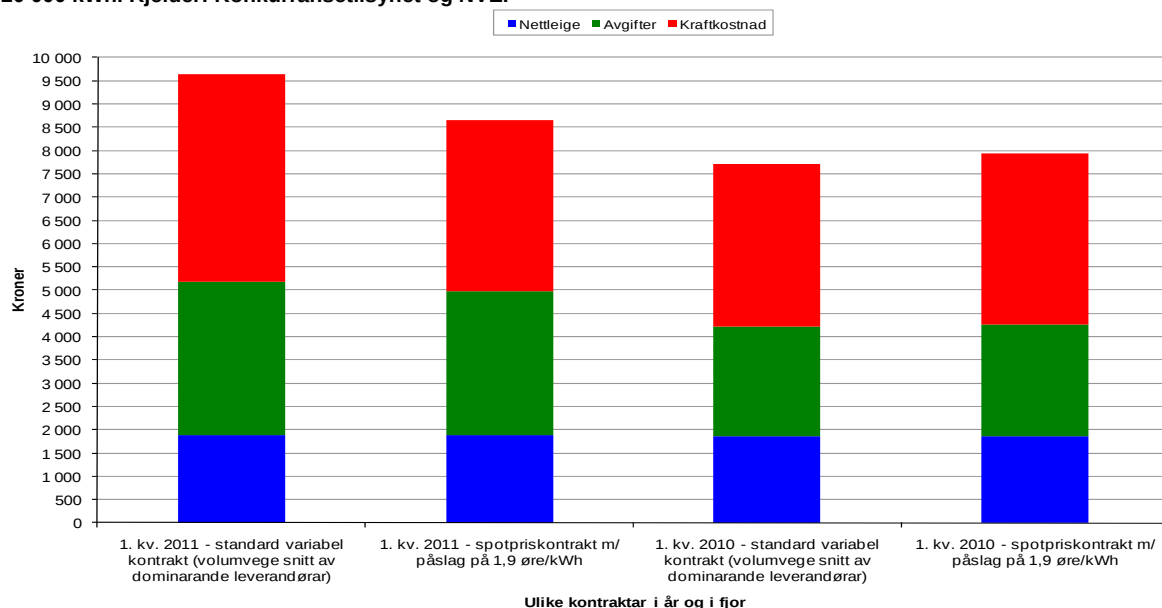


Hushalda sine samla utgifter til elektrisk kraft

Om ein føreset eit forbruk på 20000 kWh per år, eit normalt forbruksmønster basert på ein gjennomsnittleg justert innmatingsprofil frå 2009 og ei nettleige tilsvarande landsgjennomsnittet (27,8 øre/kWh ekskl. mva. i 2011), kan ein for eit hushald med standard variabel kontrakt rekne ut ein kostnad i første kvartal 2011 på til saman 9650 kroner. Fordelinga av den totale kostnaden for ein hushaldskunde, kan delast opp i følgjande kostnadsledd: 1885 kroner i nettleige, 3300 kroner i avgifter og 4465 kroner i kraftkostnad. Den prosentvise fordelinga på dei ulike kostnadsledda blir 19,5 % til kraft, 35,2 % nettleige og 46,3 % avgifter.

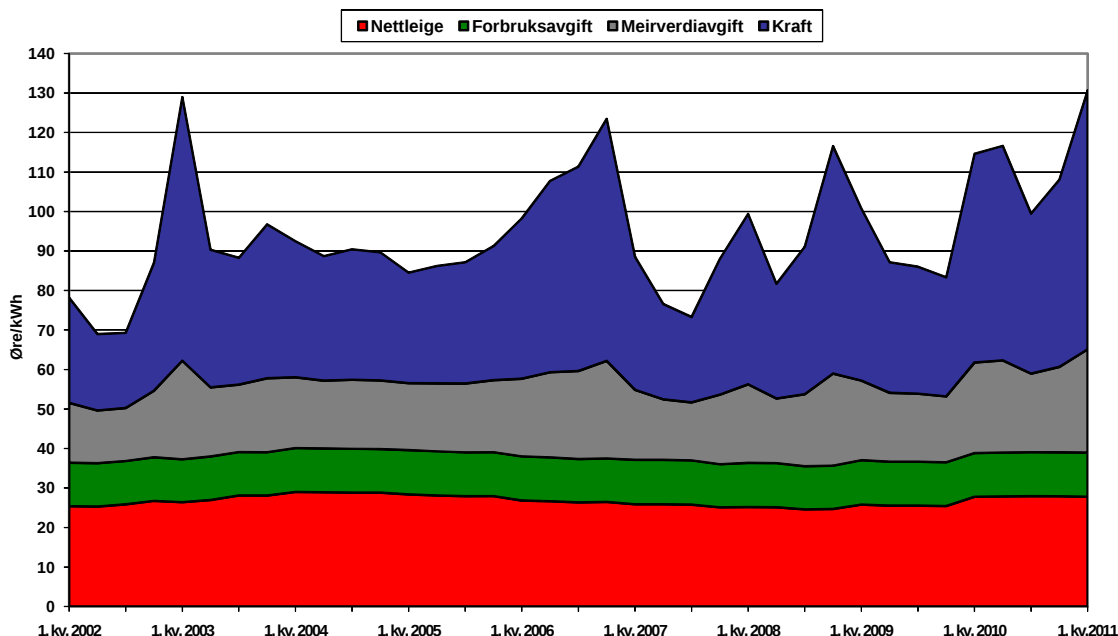
Med dei same føresetnadane, men med ein spotpriskontrakt med eit påslag på 1,9 øre/kWh, får ein fordelinga: 1885 kroner i nettleige, 3103 kroner i avgifter og 3677 kroner i kraft. Alle kostnadsledda for kvartalet under eitt blir her 8664 kroner, som er 986 kroner lågare enn ved val av standard variabel kontrakt.

Figur 1.8.6 Totalkostnad i første kvartal 2011 til kraft, nettleige, og offentlege avgifter i kroner ved eit årleg forbruk på 20 000 kWh. Kjelder: Konkurransetilsynet og NVE.



Om ein samanliknar første kvartal 2011 med tilsvarande kvartal i 2010, ser ein at det er kraftprisen som har auka mest. Avgiftene har naturlegvis òg auka noko grunna den konstante satsen på 25 % for meirverdiavgift på kjøp av kraft. Landsgjennomsnittet for nettleige har berre auka marginalt. Samanhengane er vist i figur 1.8.6.

Figur 2.8.7 Kvartalsvis gjennomsnitt av kraftpris (volumvege gjennomsnitt av standard variabel kontrakt), nettleige, forbruksavgift og meirverdiavgift i øre/kWh. Kjelder: Konkurransetilsynet, SSB og NVE.



Figur 1.8.7 viser prisutviklinga i øre/kWh av totale kostnader fordelt på kraft, nettleige og avgifter for ein kunde med standard variabel kontrakt. Tidsperioden strekk seg frå første kvartal 2002 til og med første kvartal 2011. Alle prisane er inflasjonsjusterte og satt i mars 2011-prisar.

Som ein kan sjå er kraftprisen den største bestanddelen i totale kostnader for forbrukarane, og den er òg det kostnadsleddet som varierer mest. Gjennomsnittsprisen for kraft har som ein kan sjå vore høgare enn normalt gjennom 2010 og første kvartal 2011, men historisk sett kan ein sjå at ein også har hatt høge kraftprisar tidlegare.

2 Eksogene prisrekker i Samkjøringsmodellen

Av: Kristian Rasmussen, Mars 2011

Samkjøringsmodellen brukes ofte for å beregne optimal disponering av det nordiske vannkraftsystemet. I tillegg til kjennskap til kraftsystemets oppbygning, brenselspriser og hydrologiske forhold, behøver modellen også informasjon om prisutviklingen i de områdene som grenser opp til modellens endogene områder. Disse representeres som prisrekker modellen kan handle mot, og er av betydning for modellens utveksling inn og ut av modellområdet. Denne artikkelen gir et eksempel på hvordan man kan konstruere enkle prisrekker for å få en tilnærmet representasjon av kraftprisen i Tyskland, Nederland og Polen.

2.1 Metodikk

Samkjøringsmodellen optimerer kraftsystemet i Norden, men behøver eksogene¹ inputdata for de omkringliggende områdene. Dette er prisrekker som, sammen med hva prisen blir i det endogene området, er bestemmende for hvilken retning kraftflyten går.

Prisrekkene lages ved at en profil justeres med utgangspunkt i framtidspriser for kraft på kontinentet, samt valutakurser. Profilen ligger fast, men bør oppdateres med jevne mellomrom. Kraftsystemet på kontinentet er i utvikling og profilen endrer seg ettersom det blant annet kommer mer fornybare energi inn på nettet, en bygger kabler til land med god reguleringsevne, forbrukssammensetningen endrer seg og det gjennomsnittlige prisnivået endrer seg.

2.2 En representativ profil

Profilen kan lages med utgangspunkt i historiske timepriser et visst antall år tilbake. Siden det forekommer både inflasjon og endringer i det generelle prisnivået bør timesprisene normaliseres med hensyn på det gjennomsnittlige prisnivået. Dermed kan en tilnærmet sidestille forskjellige års prisstruktur; en får fram de prosentvise fluktuationene istedenfor de absolutte.

Ved å lage et vektet snitt av de historiske timeprisene får en konstruert en representativ profil for det aktuelle utvekslingsområdet. Vektingen gjøres fordi en ønsker å la de senere årene ha større påvirkning på den resulterende profilen enn år som ligger noe lenger tilbake. Den representative profilen ganges til slutt opp med dagens antatt gjennomsnittlige prisnivå slik at en igjen får reelle kraftpriser. Disse kan en da anta inkorporerer prisstrukturen i det aktuelle eksogene området. Samkjøringsmodellen opererer imidlertid ikke med timepriser, men med tidsavsnitt, og timesprisene må derfor omgjøres til slike – dvs. en finner gjennomsnittet for de timeprisene som utgjør de respektive tidsavsnittene. En må også lage ukesnitt og kvartalssnitt.

¹ Det endogene og eksogene områder betegner henholdsvis modellområdet og området som er utenfor modellområdet. I det endogene området i Samkjøringsmodellen (hos oss: Norden) bestemmes prisene som et resultat av tilbud og etterspørsel. I modellens eksogene område (hos oss: Tyskland, Nederland og Polen) er kraftprisene bestemt forut for prisoptimeringen i Samkjøringsmodellen.

2.3 Terminprisene justerer profilen

Framtidspriser for kraft på kontinentet er tilgjengelig flere år fram i tid, og vi vet dermed hvor markedet tror prisnivået kommer til å ligge i denne perioden – gitt den informasjonen som er kjent i dag. Profilen gir informasjon om hvordan prisnivået varierer mellom ukene, mellom de forskjellige tidsavsnittene og mellom de forskjellige kvartalene. Om vi nå justerer profilen med utgangspunkt i terminprisene vil en dermed få prisrekker med samme kvartalsvise gjennomsnitt som terminprisene, men som har samme prosentvise avvik mellom ukene, tidsavsnittene og kvartalene som det gjennomsnittlig (og vektet) har vært i det historiske datasettet.

Rent praktisk gjøres dette ved å multiplisere terminprisen med to aktuelle effektfaktorer; en som kompenserer for det aktuelle tidsavsnittet og en som kompenserer for den aktuelle uken. Effektfaktoren for et aktuelt tidsavsnitt framkommer ved å dividere den historiske snittprisen for dette tidsavsnittet med snittprisen for året. Faktoren for en aktuell uke framkommer ved å dividere den historiske snittprisen for uka med den historiske snittprisen for det aktuelle kvartalet. Dermed sikres det at den resulterende snittprisen det aktuelle kvartalet forblir det samme som terminprisen.

Denne metoden kan brukes for å lage eksogene prisrekker for Samkjøringsmodellen eller tilsvarende kraftmarkedsmodeller, som utveksler mot eksogene prisområder. Det er naturligvis mulig å videreutvikle denne ved å, for eksempel, skille mellom tidsavsnitt forskjellige deler av året, eller anvende andre markedsmodeller for å framskaffe bedre data. En kan også lage modeller som har utvekslingsområdet som et eget prisområde. Dette kan gi en bedre modellering av det kontinentale Europa, men vil ikke nødvendigvis fjerne behovet for å arbeide med eksogene prisrekker – dette området vil jo igjen kunne utveksle med de sørlige deler av Europa.

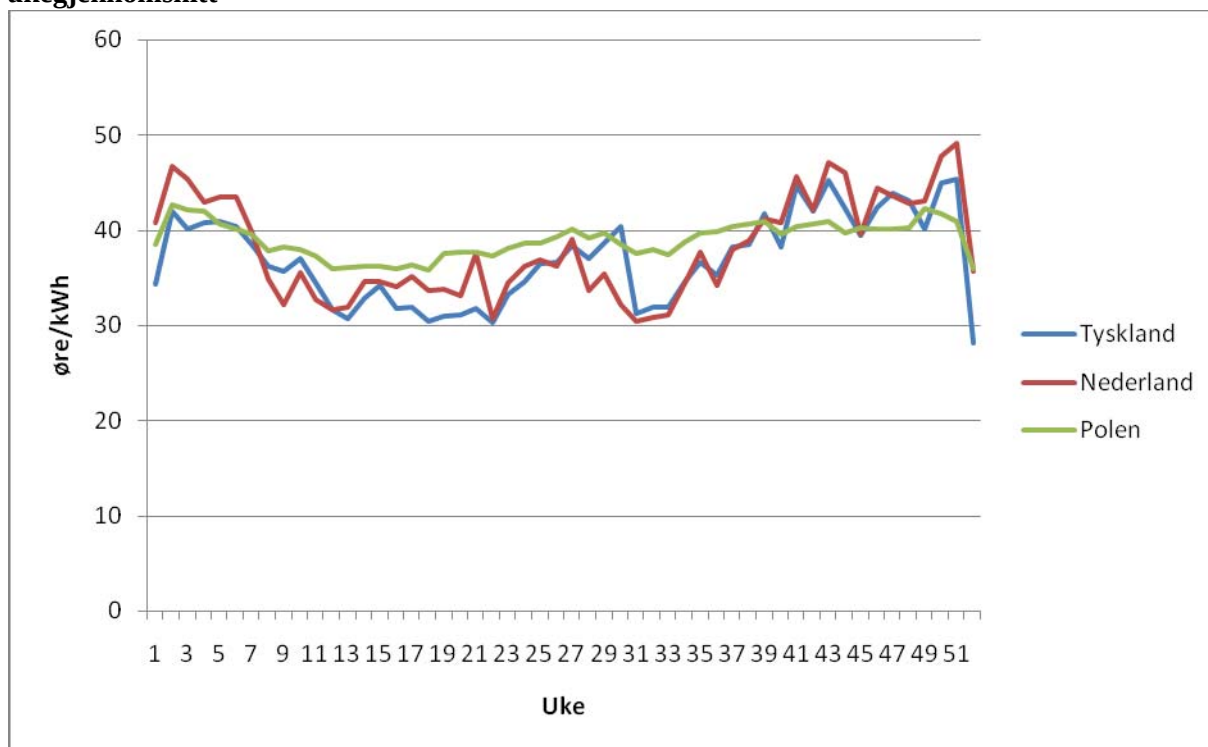
2.4 Eksempel: prisprofil basert på historiske data

Basert på børspriser fra Tyskland og Polen i årene 2003-2010, samt fra Nederland i årene 2007-2010¹, kan følgende prisprofiler finnes over ukene og de forskjellige tidsavsnittene. Merk at selve prisnivået i figur 1 og 2, som her viser de historiske prisene, vil bli justert i henhold til terminprisene når de eksogene prisrekkene lages. Det er prisstrukturen som her er av betydning for utvekslingen i Samkjøringsmodellen.

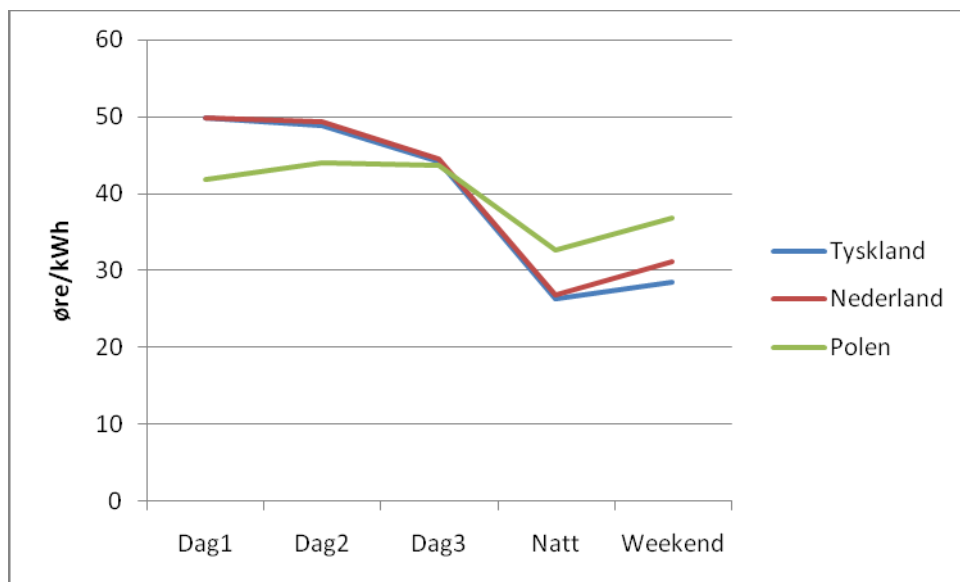
I figur 3 vises eksogene prisrekker per tidsavsnitt for Tyskland de kommende 52 ukene. Avhengig av om prisnivået i de tilgrensende endogene områdene i Samkjøringsmodellen er høyere eller lavere enn dette, vil det bli importert eller eksportert kraft i modellen.

¹ Kabelen mellom Nederland og Norge, NorNed, ble startet opp i 2008. Siden dette kan ha påvirket prisstrukturen i Nederland ønsker vi ikke å ha med for mange år forut for denne. Likevel bør det være et visst utvalg – det har blant annet vært store endringer i kraftprisene som følge av finanskrisen i 2008 og 2009 – og vi landet derfor på dette utvalget.

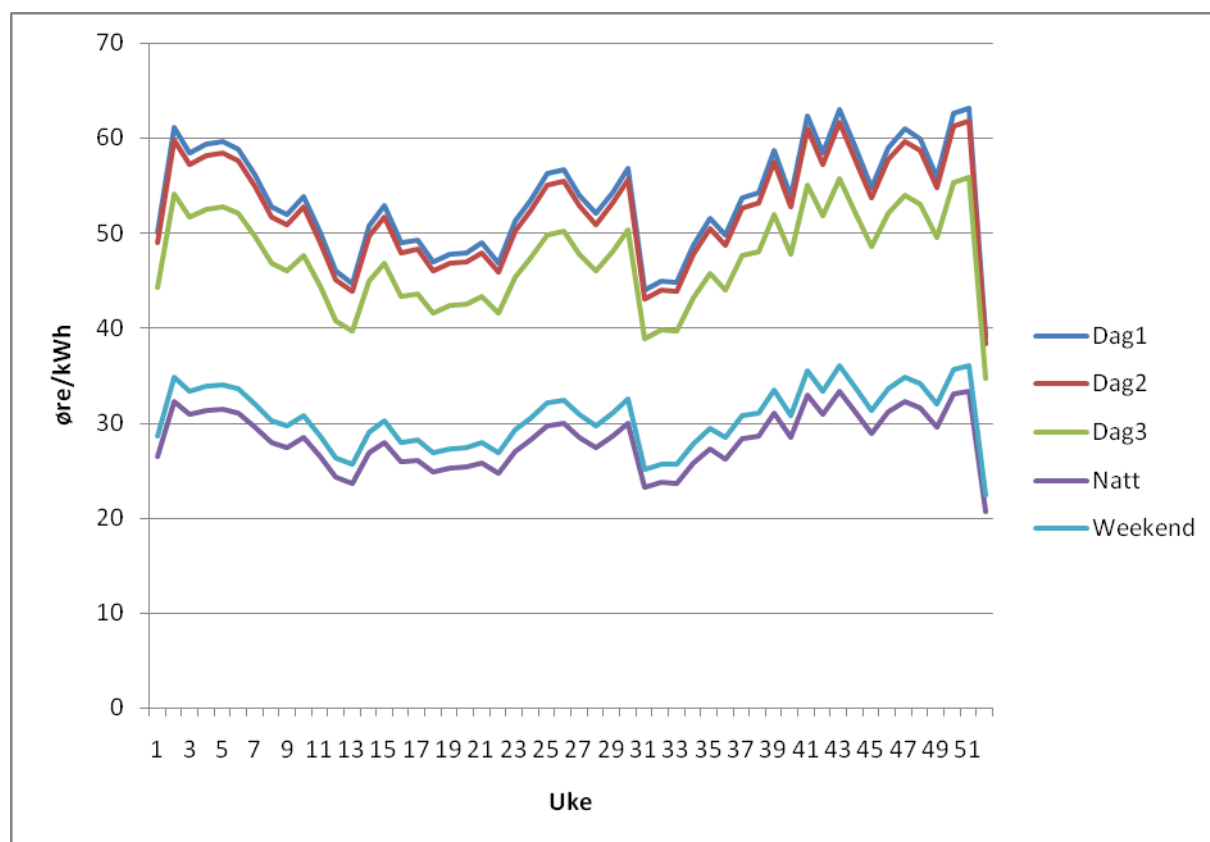
Figur 1: Kraftpriser i Europa, vektet historisk ukegjennomsnitt



Figur 2: Kraftpriser i Europa, vektet historisk snitt over tidsavsnitt i Samkjøringsmodellen

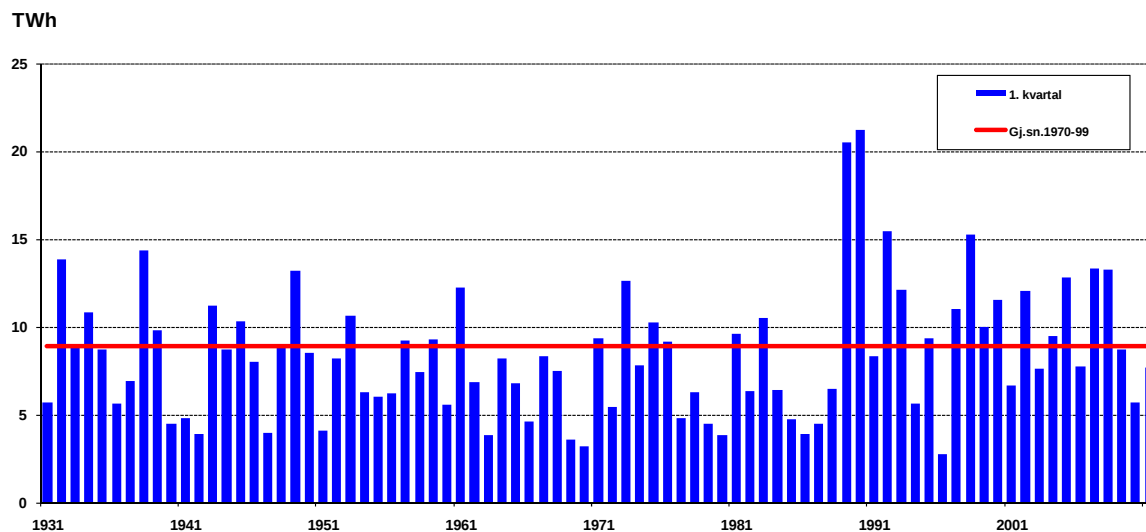


Figur 3: Eksogene prisrekker for Tyskland i Samkjøringsmodellen, kommende fire kvartaler .

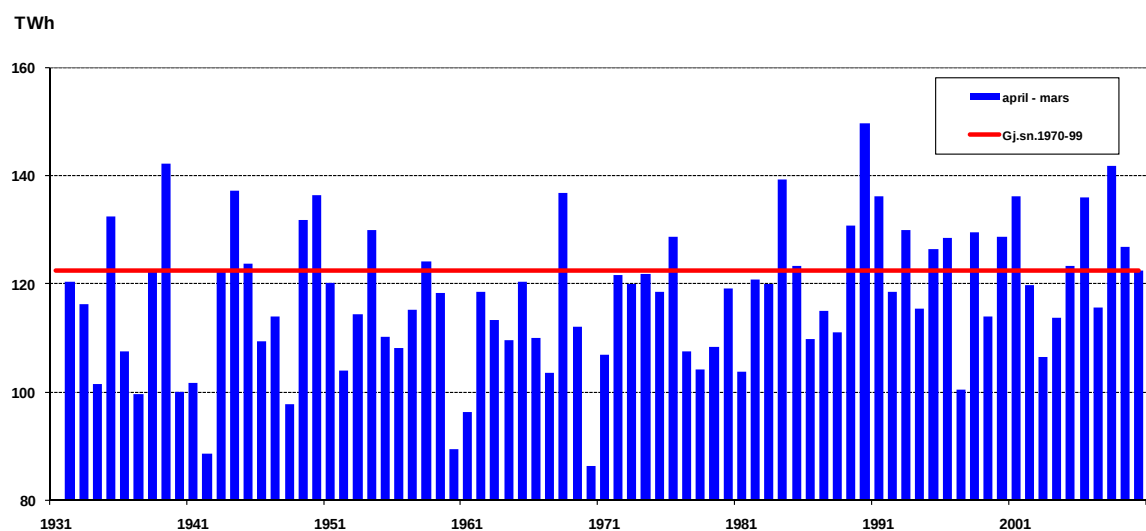


3Vedlegg

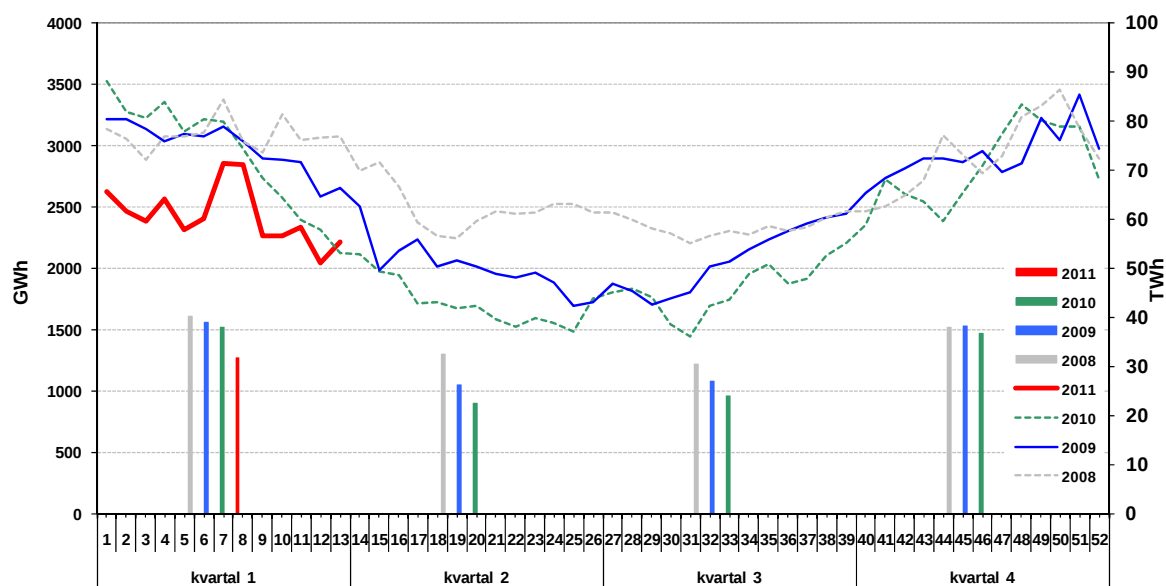
Figur 3.1 Tilsig som kan nyttast, 1. kv 1931 - 2011. Kjelde: NVE og Nord Pool.



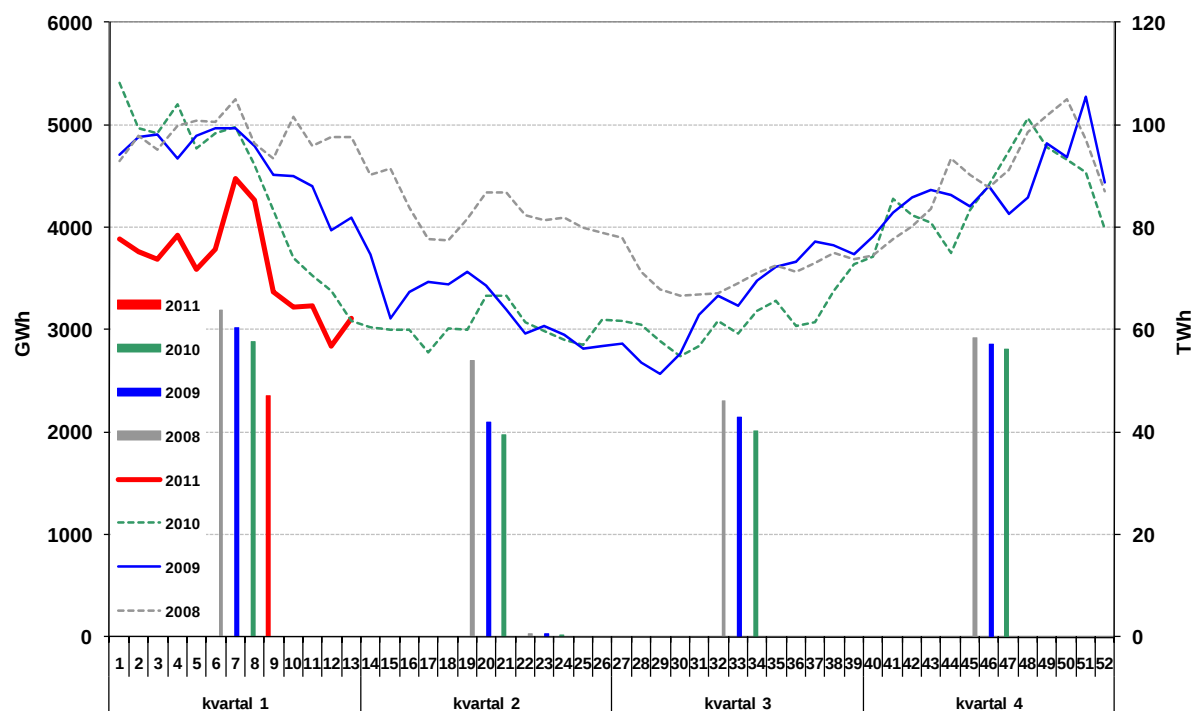
Figur 3.2 Tilsig som kan nyttast, for 12 måneders perioden april - mars for åra 1931 til 2011. Merk at x-aksen kryssar ved 80 TWh. Kjelde: NVE og Nord Pool.



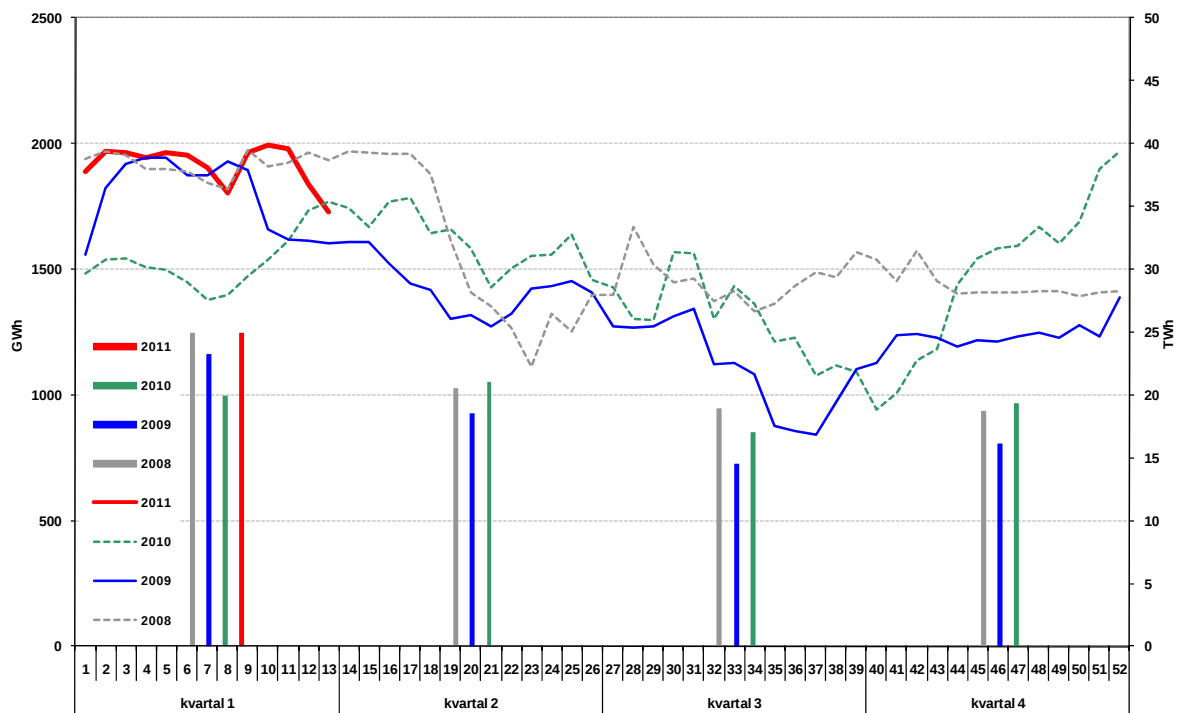
Figur 3.3 Norsk kraftproduksjon, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



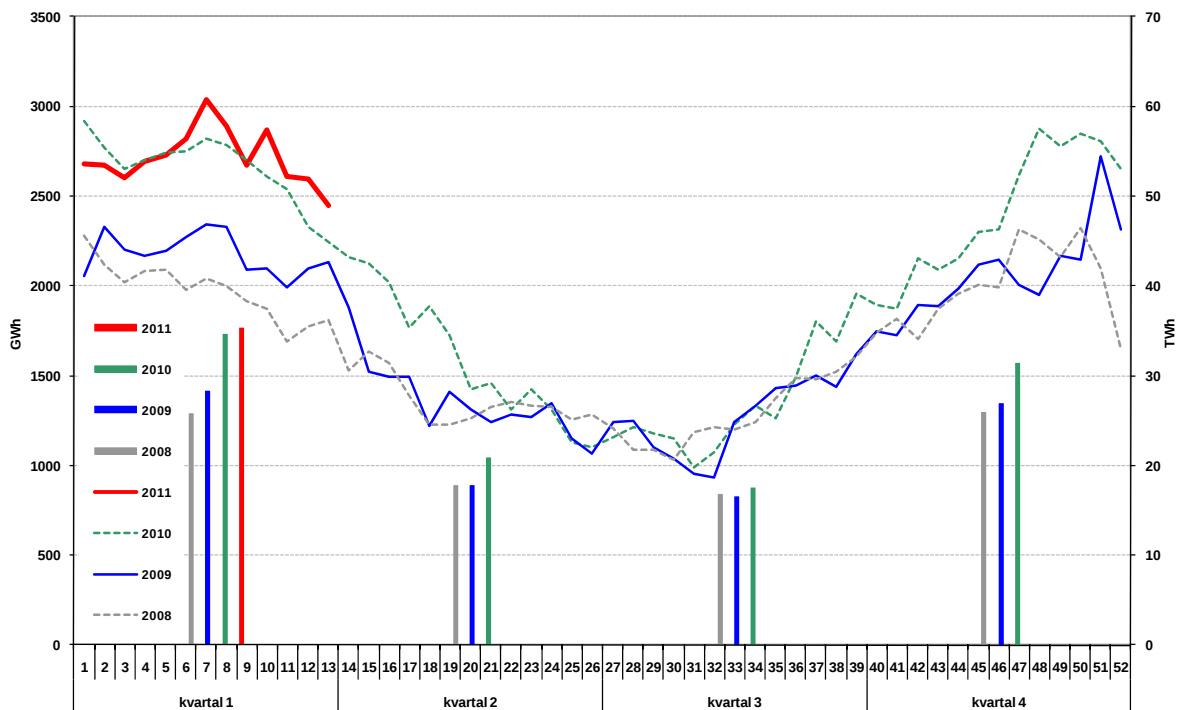
Figur 3.4 Nordisk vasskraftproduksjon, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



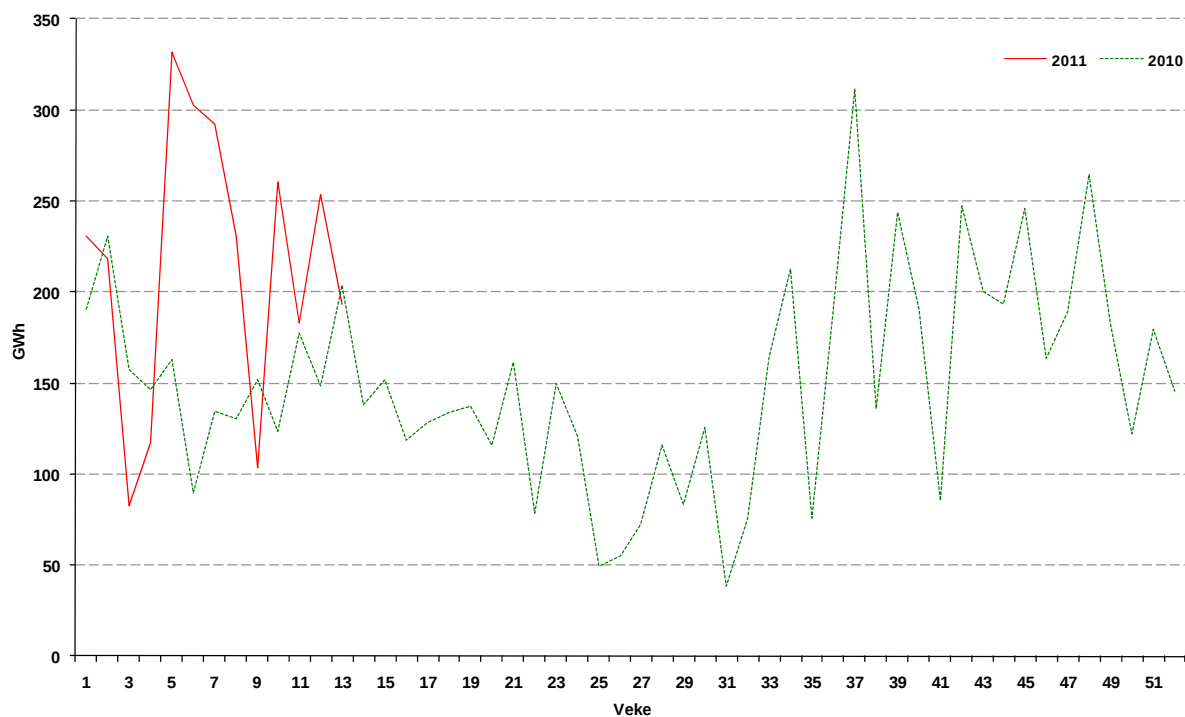
Figur 3.5 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



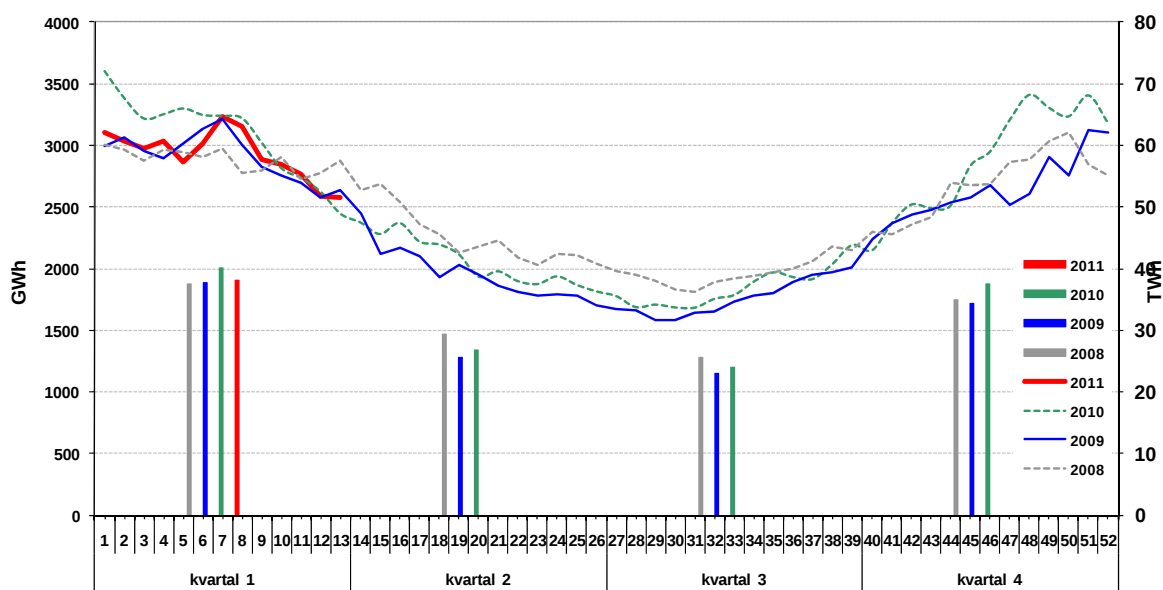
Figur 3.6 Anna nordisk kraftproduksjon, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



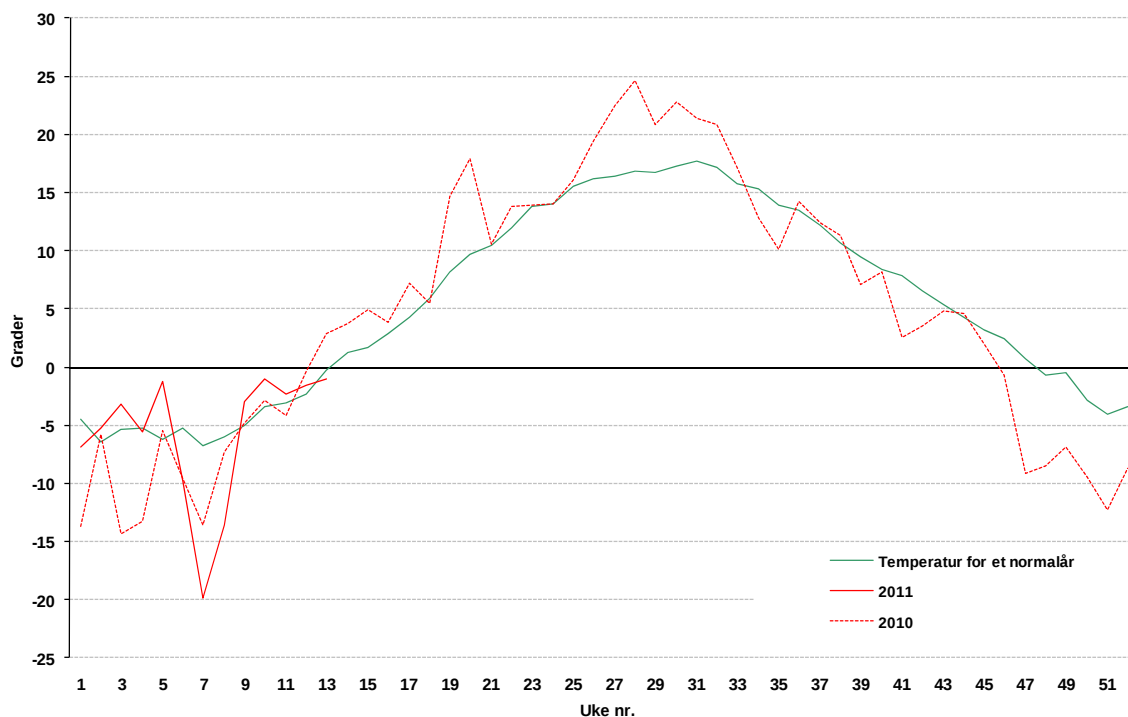
Figur 3.7 Dansk vindkraftproduksjon, 2010 - 2011 GWh/veke. Kjelde: Energinet.dk



Figur 3.8 Norsk forbruk, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



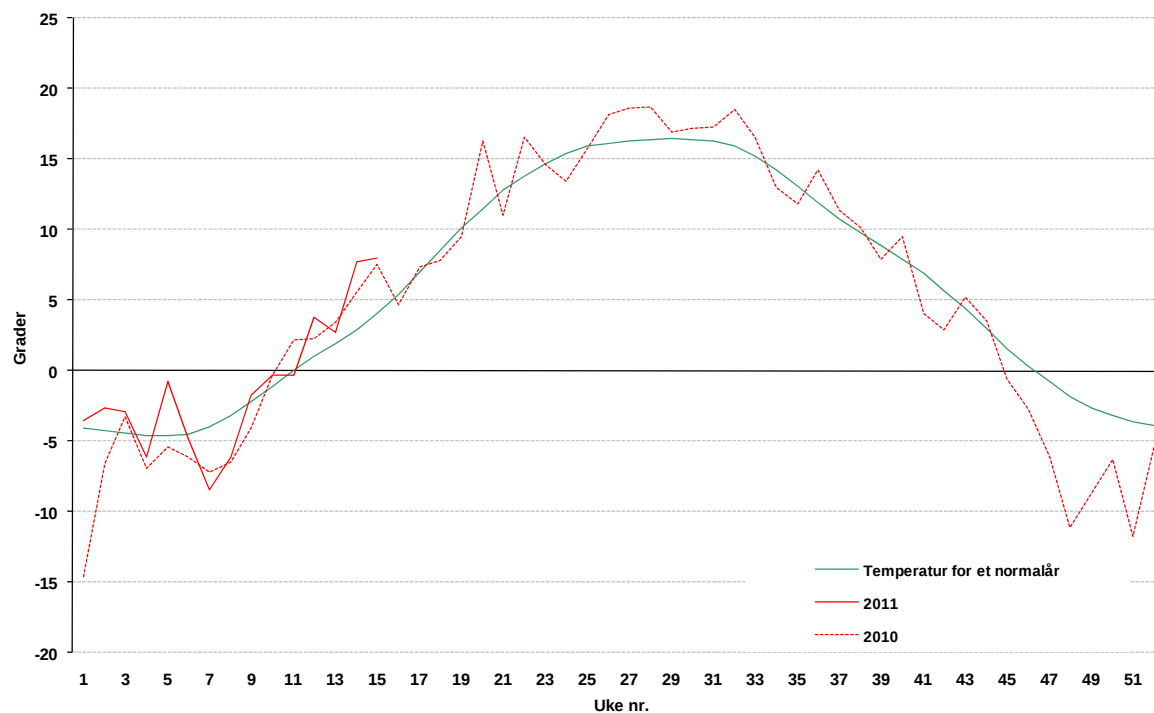
Figur 3.9 Temperaturutvikling - Helsingfors, 2010 og 2011, Celsius. Kjelde: SysPower/SMHI



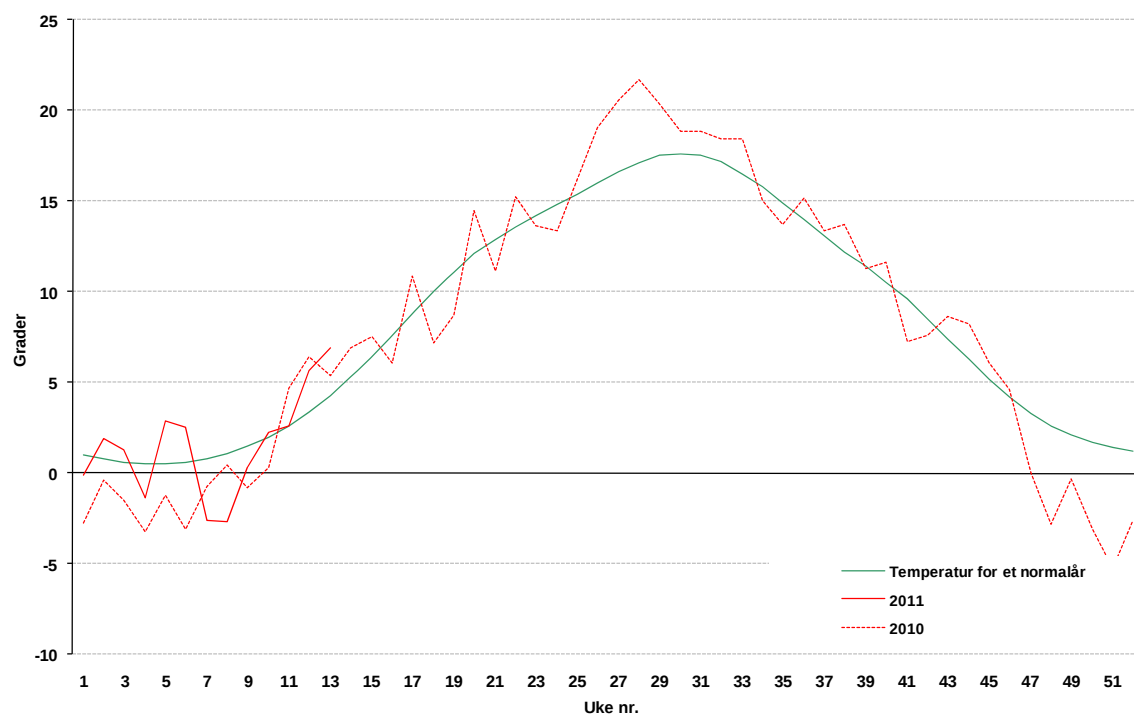
Figur 3.10 Temperaturutvikling - Stockholm, 2010 og 2011, Celsius. Kjelde: Nord Pool



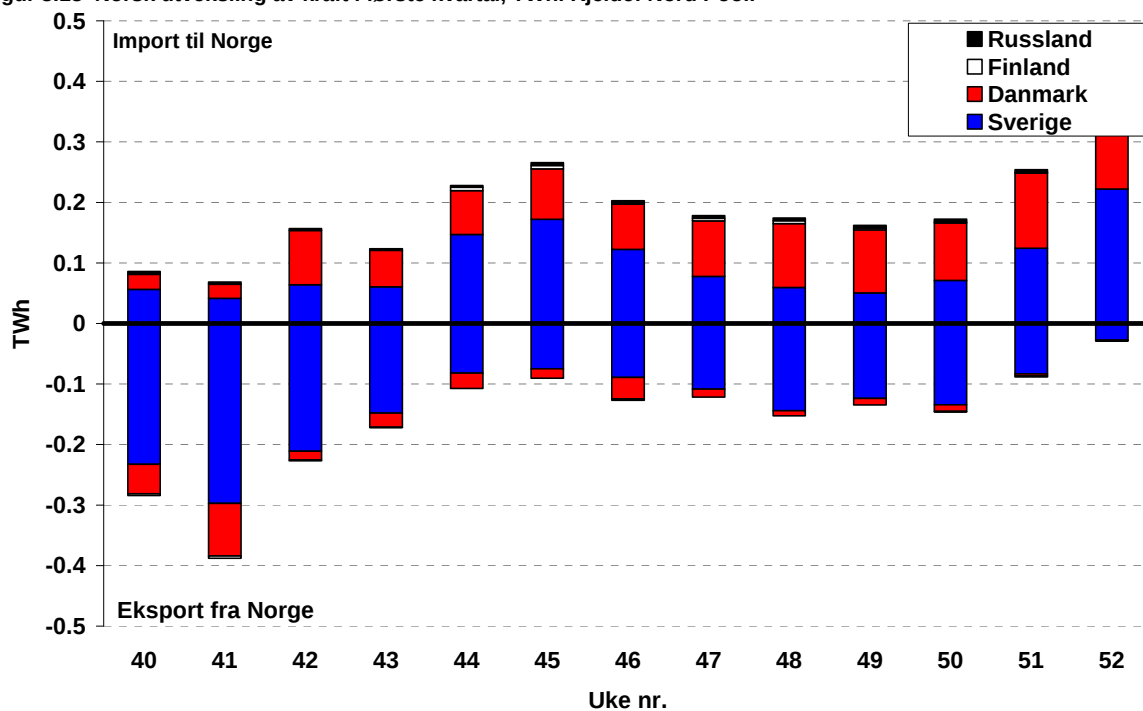
Figur 3.11 Temperaturutvikling - Oslo, 2010 og 2011, Celsius. Kilde: Nord Pool



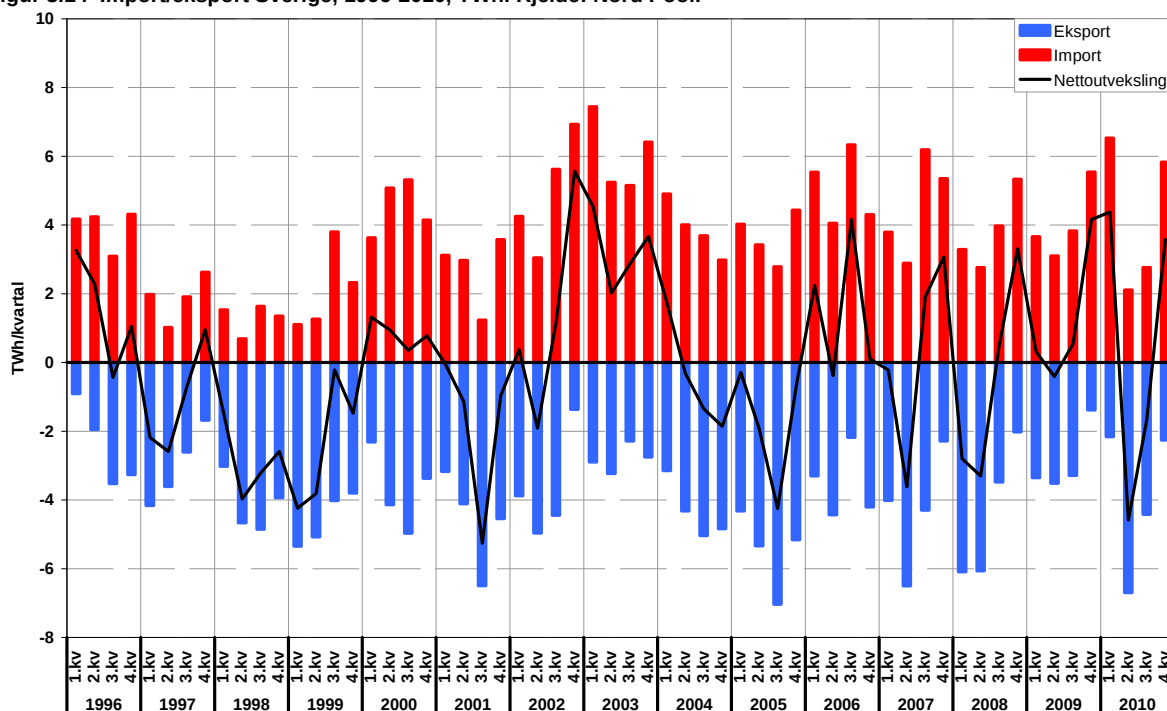
Figur 3.12 Temperaturutvikling - København, 2010 og 2011, Celsius. Kilde: SysPower/SMHI



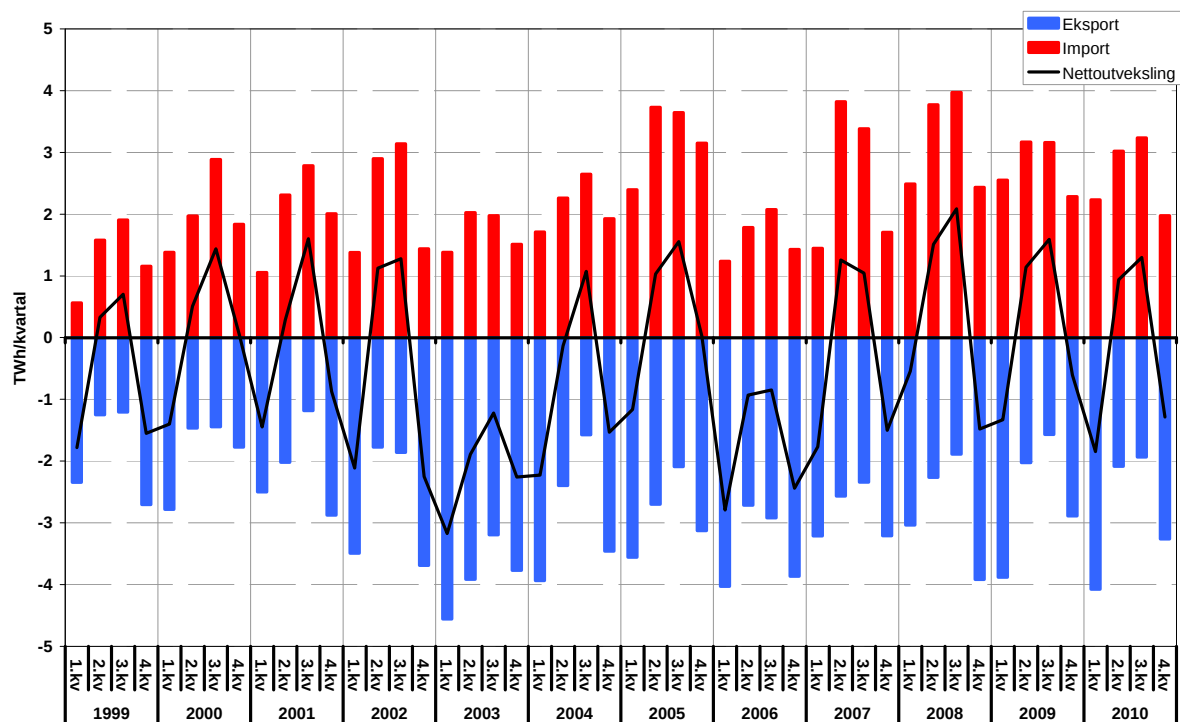
Figur 3.13 Norsk utveksling av kraft i første kvartal, TWh. Kjelde: Nord Pool.



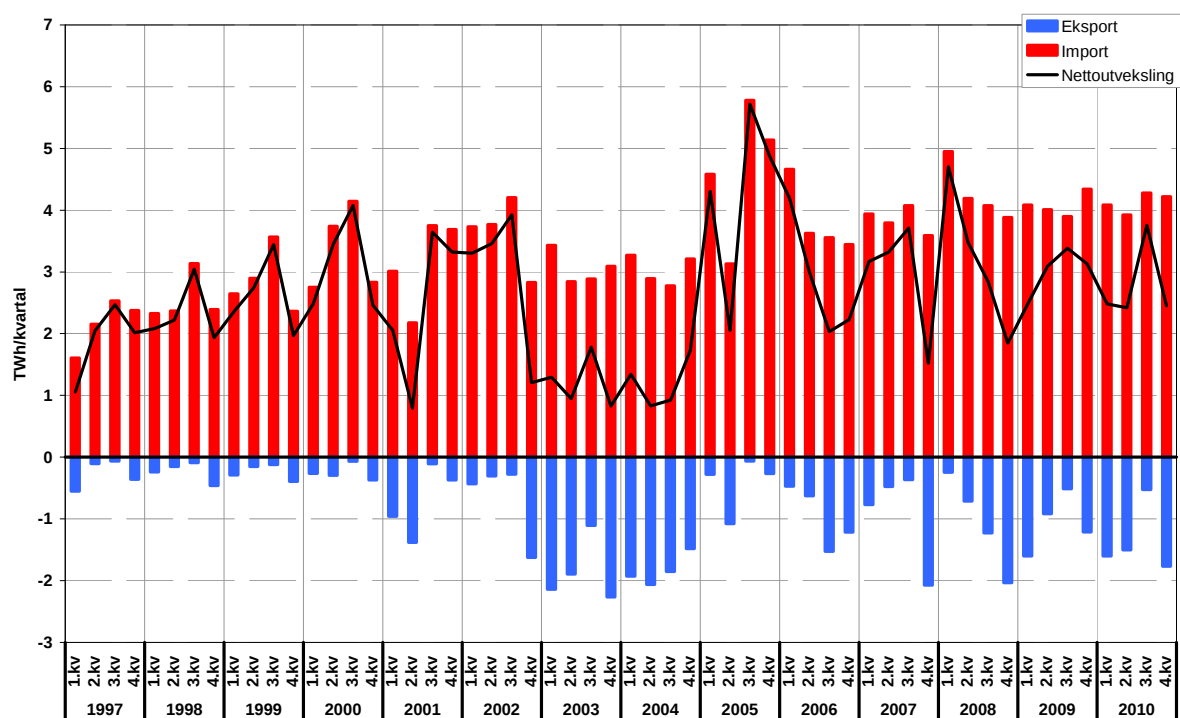
Figur 3.14 Import/eksport Sverige, 1996-2010, TWh. Kjelde: Nord Pool.



Figur 3.15 Import/eksport Danmark, 1996-2010, TWh. Kjelde: Nord Pool.



Figur 3.16 Import/eksport Finland, 1996-2010, TWh. Kjelde: Nord Pool.



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

Utgitt i Rapportserien i 2011

- Nr. 1 Samkøying av vind- og vasskraft. Betre utnytting av nett og plass til meir vindkraft (42 s.)
- Nr. 2 Årsrapport for tilsyn 2010. Svein Olav Arnesen, Jan Henning L'Abée-Lund, Anne Rogstad (36 s.)
- Nr. 3 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 4. kvartal 2010. Tor Arnt Johnsen (red.)
- Nr. 4 Evaluering av NVE sitt snøstasjonsnettverk. Bjørg Lirhus Ree, Hilde Landrø, Elise Trondsen, Knut Møen (105 s.)
- Nr. 5 Landsomfattende mark- og grunnvannsnett. Drift og formidling 2010. Jonatan Haga, Hervé Colleuille (41 s.)
- Nr. 6 Lynstudien. Klimaendringenes betydning for forekomsten av lyn og tilpasningsbehov i kraftforsyningen. (29 s.)
- Nr. 7 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 1. kvartal 2011. Tor Arnt Johnsen (red.) (69 s.)



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen,
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95
Internett: www.nve.no