



Kvartalsrapport for kraftmarkedet

3. kvartal 2010

Tor Arnt Johnsen (red.)

16
2010

R
A
P
P
O
R
T



Rapport nr. 16

Kvartalsrapport for kraftmarkedet

- Utgitt av:** Norges vassdrags- og energidirektorat
- Redaktør:** Tor Arnt Johnsen
- Forfattere:** Stian Henriksen, Knut Ola Aamodt, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Mats Øivind Willumsen, Kristian Rasmussen, Margit Iren Ulriksen, Sigbjørn Nome, Kjerstin Dahl Viggen, og Tor Arnt Johnsen.
- Trykk:** NVEs hustrykkeri
- Opplag:** 25
- Forsidefoto:**
- ISBN:** 978-82-410-0730-9
- ISSN:** 1501-2832
- Samandrag:** I tredje kvartal 2010 kom det nedbør tilsvarande ein energimengde på 35 TWh til det norske kraftsystemet. Det er 4 TWh meir enn normalt. Til tross for dette blei tilsiget 4,4 TWh mindre enn normalt. Lite snø ved starten av kvartalet var medverkande årsak til dette. Fyllingsgraden i dei norske vassmagasina auka i løpet av tredje kvartal frå 54,0 prosent til 67,8 prosent. Det var ei forverring i forhold til normalen på 6,3 prosenteningar, og 15,4 prosenteningar i forhold til 2009. Kraftforbruket var 24,0 TWh i tredje kvartal. Samanlikna med tredje kvartal 2009 har det vore nedgang i den alminnelege forsyninga, mens forbruket i den kraftintensive industrien har auka. Kraftproduksjonen var også 24,0 TWh. Det er ein nedgang på 15,2 prosent frå tredje kvartal 2009. Utvekslinga med utlandet var i tredje kvartal i balanse. Det var mindre endringar i spotprisane samanlikna med førre kvartal. I forhold til tredje kvartal 2009 låg prisane rundt 40 prosent høgare. Strammare ressursituasjon har vore medverkande til auken.
- Emneord:** elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftmarknad, tilsig, magasinifylling, 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	iv
1 Kraftmarknaden i tredje kvartal 2010	1
1.1 Ressursgrunnlaget.....	4
1.1.1 Tilsig i Noreg	4
1.1.2 Tilsig i Sverige	5
1.1.3 Temperatur.....	6
1.1.5 Snø	8
1.1.6 Grunn- og markvatn.....	9
1.2 Magasinutviklinga	10
1.2.1 Lite tilsig ga magasinutfylling godt under normalt	10
1.2.1 Magasinutviklinga i Sverige og Finland.....	10
1.3 Produksjon.....	13
1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa.....	16
1.4 Forbruk	20
1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa	24
1.5 Andre energibærarar i Noreg	27
1.6 Kraftutveksling	32
1.6.1 Noreg	34
1.6.2 Dei andre nordiske landa.....	35
1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden.....	36
1.7.1 Spotmarknaden	36
1.7.2 Terminmarknaden	38
1.8 Sluttbrukarmarknaden.....	43
1.8.1 Prisar og kontraktar	43
1.8.2 Leverandørskifte.....	49
1.8.3 Kontraktval	55
1.8.4 Hushalda sine samla utgifter til elektrisk kraft	57
2. Vedlegg	60

Forord

Energiavdelinga i NVE presenterer her rapport for kraftmarknaden i tredje kvartal 2010. Kvartalsrapporten utarbeidast kvart kvartal, og dette er tredje utgåve i kvartalsrapportens 7. årgang. På grunn av datainnsamling og tilverking vil kvartalsrapporten vanlegvis bli 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, Knut Ola Aamodt, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Kjerstin Dahl Viggen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Mats Øivind Willumsen, Kristian Rasmussen, Margit Iren Ulriksen, Sigbjørn Nome, og Tor Arnt Johnsen, som også har leia arbeidet.

Oslo, 12. november 2010


Marit L. Fossdal
avdelingsdirektør

Samandrag

Ved inngangen til tredje kvartal var magasinutfyllinga 54,0 prosent, og det er 13,5 prosentteiningar under normalnivå. I løpet av kvartalet kom det 35 TWh nedbøreneergi, noko som er 4 TWh meir enn normalt. Det var spesielt i juli at det kom mykje nedbør. Til tross for meir nedbør enn normalt fikk vi eit tilsig på 34,3 TWh. Det er 4,4 TWh mindre enn normalt. Lågare snømagasin ved starten av kvartalet bidrog til at tilsiget blei lågare enn normalt. Det låge tilsiget bidrog til at fyllingsgraden i dei norske vassmagasina forverra seg i forhold til både normalen og 2009. Ved slutten av kvartalet var fyllingsgraden i dei norske vassmagasina 67,8 prosent. Det er 19,8 prosentteiningar lågare enn normalen.

Den norske kraftproduksjonen var i tredje kvartal 24,0 TWh. Det er ein nedgang på 15,2 prosent i forhold til tredje kvartal 2009. Den låge magasinutfyllinga kombinert med eit lågare tilsig enn normalt bidrog til at meir av vatnet blei spart. Kraftforbruket i Noreg i tredje kvartal var 24,0 TWh. Det var ein oppgang i den kraftkrevjande industrien på 14,8 prosent, noko som svarar til 0,9 TWh, samanlikna med tredje kvartal 2009. På den andre sida var det ein nedgang i det alminnelege forbruket på 0,4 TWh og 0,5 TWh i pumpekraft. Samla gjekk det totale forbruket ned med 0,2 TWh i forhold til tredje kvartal 2009. Med lik produksjon og forbruk blei også utvekslinga mot utlandet i balanse. Dei fem siste åra har vi hatt nettoeksport i tredje kvartal. Ein dårlegare ressursituasjon i tredje kvartal enn dei siste åra bidrog til vi ikkje fikk nettoeksport denne gongen.

Dei norske spotprisane haldt seg relativt stabilt frå andre til tredje kvartal. Prisane i Midt- og Nord-Noreg gjekk opp med 2 og 4 prosent. Det var ein snittpris på 370 kr/MWh i Midt-Noreg og 363 kr/MWh i Nord-Noreg. I dei tre sørlegaste elspotområda var snittprisen 363 kr/MWh. Desse tre områda opplevde ein nedgang på 3 prosent frå andre kvartal. Spotprisane i Noreg i tredje kvartal 2010 låg omtrent 40 prosent høgare enn prisane i same periode i 2009. I terminmarknaden var det ein liten stigning på kvartalskontraktane i løpet av perioden. Fjerdekvartalskontrakten gjekk frå å bli handla for 387 kr/MWh i starten av kvartalet til å bli handla for 401 kr/MWh ved levering. Førstekvartalskontrakten for 2011 gjekk 402 til 407 kr/MWh i løpet av kvartalet. Dei tyske kvartalskontraktane var ved starten av kvartalet høgare prisa enn dei nordiske, men på slutten av kvartalet låg dei nordiske og tyske prisane på omlag same nivå.

Marknadspriskontraktar var dei rimelegaste kontraktane i tredje kvartal for ein gjennomsnittleg sluttkunde. I Midt- og Nord-Noreg gjekk prisane på desse kontraktane opp med 1,8 og 1,0 øre. Inkludert eit påslag på 1,9 øre var prisen på desse kontraktane 47,6 øre/kWh i Nord-Noreg og 48,2 øre/kWh i Midt-Noreg. I dei tre sørlegaste elspotområda gjekk prisen ned med 0,8 øre i løpet av kvartalet. Gjennomsnittsprisen var 47,2 øre/kWh inkl. påslaget. Standard variabel kontrakt tilbode av dei dominerande aktørane hadde eit volumvege snitt på 50,0 øre/kWh i tredje kvartal. Frå andre kvartal var det ein nedgang på 17,1 øre. Desse kontraktane låg i tredje kvartal på eit meir normalt nivå etter å ha vore uforholdsmessig dyr i andre kvartal for å ta igjen tap frå første kvartal. Dei 1-årige og 3-årige fastpriskontraktane hadde ein snittpris på 51,1 og 50,1 øre/kWh. Det var ein reduksjon frå andre kvartal på 1,1 øre for begge kontraktane.

1 Kraftmarknaden i tredje kvartal 2010

Mindre tilsig enn normalt

I tredje kvartal var tilsiget til dei norske kraftmagasina 34,3 TWh. Det er 4,4 TWh mindre enn normalt for perioden. Det var i byrjinga av kvartalet at tilsiget var lågare enn normalt. Låge snømagasin ved starten av tredje kvartal bidrog til dette. Tilsiget i 2010 fram til utgangen av tredje kvartal har vore 83 TWh eller om lag 17 TWh mindre enn normalen.

Temperaturar nær normal

Temperaturane har for heile landet lege temmeleg nær normalt i tredje kvartal.

Meir nedbør enn normalt

Det kom om lag 35 TWh nedbørenergi i tredje kvartal, noko som er 4 TWh meir enn normalt. Det var spesielt i juli det kom meir nedbør enn normalt i det meste av landet. Sum nedbørenergi i Noreg i årets tre første kvartal har vore om lag 74 TWh eller 9 TWh mindre enn normalen.

Grunn- og markvatn nær normalen

Både grunn- og markvatn låg ved utgangen av tredje kvartal i høve til normalen.

Lågare magasinifylling enn normalt

Fyllingsgraden i dei norske vassmagasina gjekk frå 54,0 til 67,8 prosent i løpet av kvartalet. Det er ei forverring både i forhold til normalen og fjoråret. Fyllingsgraden gjekk i forhold til normalen frå å vere 13,5 prosentteiningar under normalen til å vere 19,8 prosentteiningar under normalen. I forhold til fjoråret har det vore ei forverring i fyllingsgraden på 15,4 prosentteiningar. Nedgangen kom trass i at nedbøren var høgare enn normalt i perioden, og har bakgrunn i det låge tilsiget for kvartalet som følgje av tidleg snøsmelting.

Større avstand mellom fyllingsgrad og medianverdi i løpet av kvartalet

Dei svenske magasina hadde ein fyllingsgrad på 65,1 prosent i starten av andre kvartal. Det er 6,7 prosentteiningar lågare enn normalen for perioden. Ved utgangen av kvartalet hadde magasinifyllinga auka til 73,7 prosent, og ho var då 8,2 prosentteiningar under normalen.

Høgare nordisk kraftforbruk

Totalt svarta den lagra vassmengda i Norden 85,8 TWh elektrisk energi ved utgangen av tredje kvartal. Det er 18,3 TWh mindre enn til same tid i fjor og 19,5 TWh mindre enn normalt.

Kraftforbruket i Norden var 78,3 TWh i tredje kvartal. Det var ein auke på 1,9 TWh samanlika med same tid i 2009. Kaldare vêt og auka forbruk i industrien har medverka til auken.

Lågare vasskraftproduksjon, men auka produksjon av kjernekraft og termisk kraft

Det vart produsert 75,0 TWh elektrisk kraft i Norden i tredje kvartal 2010. Det er 0,1 TWh mindre enn i tilsvarande kvartal i fjor. Lågare vasskraftproduksjon har drege produksjonen ned. Høgare kjerne- og annen termisk produksjon har drege i motsett retning. Auken i kjernekraftproduksjon kom frå svenske kjernekraftverk der årlege revisjonar blei utsett for å nytta brenselet optimalt. Høgare kraftprisar enn i tredje kvartal 2009 bidrog til auken i anna termisk produksjon.

Uendra norsk kraftforbruk

Det norske kraftforbruket var i tredje kvartal 24,0 TWh mot 24,2 TWh i same kvartal 2009. Trass i noko kaldare vêt enn i tredje kvartal 2009 gjekk forbruket i alminneleg forsyning ned med 0,4 TWh. Høgare

Nedgang i norsk produksjon	<p>kraftprisar kan ha medverka til nedgangen i alminneleg forsyning. Høgare kraftprisar bidrog også til at forbruket av pumpekraft gjekk ned med 0,5 TWh. I kraftkrevjande industri var forbruket 14,8 prosent høgare enn i same periode i fjor. Det svarar til ein auke på 0,9 TWh.</p>
Nordisk nettoimport	<p>Kraftproduksjonen i Noreg var 24,0 TWh i tredje kvartal 2010. Det er ein nedgang på 15,2 prosent frå same periode i 2009. Låge magasin ved inngangen til kvartalet, samt mindre tilsig enn det som er normalt i tredje kvartal, bidrog til at produksjonen vart redusert.</p>
Noreg med kraftutveksling i balanse	<p>Den nordiske nettoimporten var i tredje kvartal 3,1 TWh. Det er ein oppgang på 2,9 TWh frå same kvartal i fjor. Auken kom hovudsakleg via forbindelsane til Tyskland og Nederland. Sverige var det einaste landet med nettoeksport. Høgare svensk kjernekraftproduksjon enn det som er normalt for kvartalet bidrog til dette.</p>
Nedgang i dei norske spotprisane	<p>Den norske kraftutvekslinga var i balanse i tredje kvartal. Samanlikna med tredje kvartal 2009 var nettoeksporten 4,1 TWh lågare. Lite tilsig og låg fyllingsgrad i vassmagasina var medverkande årsaker til forskjellen i nettoutvekslinga samanlikna med tredje kvartal 2009.</p> <p>Det var lite endringar i dei norske spotprisane frå andre til tredje kvartal. I Midt- og Nord-Noreg steig spotprisane med 2 og 4 prosent. Snittet låg på 370 kr/MWh i Midt-Noreg og 363 kr/MWh i Nord-Noreg. Spotprisane i dei tre sørlegaste elspotområda sank med 2 prosent. Snittprisen for kvartalet låg her på 363 kr/MWh. Tredjekvartalsprisane låg rundt 40 prosent høgare enn i same kvartal i 2009.</p>
Noreg med dei lågaste spotprisane i Norden	<p>Prisane i dei andre nordiske landa låg i tredje kvartal noko over prisane i Noreg. For Sverige var det mot slutten av kvartalet høgare prisar enn i Noreg. Dette samsvarte med mindre kjernekraftproduksjon som følgje av at revisjonane til dei svenske kjernekraftverkane starta. Desse blei starta noko seinare enn det som har vore normalt tidlegare. Snittprisen for kvartalet var 372 kr/MWh i Sverige. Prisane i Finland fulgte i stor grad prisane i Sverige. Unntaket var nokon timar i starten av kvartalet der prisane i Finland blei høge grunna redusert importmoglegheit frå Russland og utfall av finsk kjernekraft. Dette var med på å trekke snittprisen for kvartalet opp til 380 kr/MWh. Jylland hadde same snittpris som Midt-Noreg med 370 kr/MWh. På Sjælland var snittprisen 386 kr/MWh. Enkelte timar i august med lite vind og liten overføringskapasitet inn til området bidrog til at prisen låg høgare enn i dei andre nordiske områda.</p>
Auke i terminprisane ved Nord Pool	<p>Prisen på kvartalskontraktane steig i løpet av andre kvartal. Fjerdekvartalskontrakten for 2010 gjekk frå å bli handla for 387 kr/MWh i starten av kvartalet til å bli handla for 401 kr/MWh ved slutten av kvartalet. Førstekvartalskontrakten gjekk frå å bli handla for 402 kr i starten av kvartalet til å bli handla for 407 kr/MWh i slutten av kvartalet.</p>
Nedgang i terminprisane i Tyskland	<p>I Tyskland gjekk både kvartalskontraktane for fjerde og første kvartal ned med 11 prosent. Fjerdekvartalskontrakten for 2010 vart ved slutten av kvartalet handla for 396 kr/MWh, mens førstekvartalskontrakten for 2011 vart handla for 411 kr/MWh. Dei tyske kvartalskontraktane gjekk frå å ha</p>

høgare pris enn dei nordiske i starten av kvartalet til å ligge på omtrent same prisnivå ved utgangen av kvartalet.

**Marknadspriskontrakt
den billegaste
kontraktstypen i tredje
kvartal 2010.**

Marknadspriskontraktar har for tredje kvartal vore det rimelegaste alternativet for ein gjennomsnittleg hushaldskunde. I dei tre sørlegaste elspotområda var gjennomsnittsprisen for denne typen kontraktar 47,2 øre/kWh, inkl. eit påslag på 1,9 øre/kWh. Det var ein nedgang på rundt 0,8 øre frå andre kvartal. I Nord-Noreg var prisen 47,6 øre/kWh inkl. påslaget, mens det i Nord-Noreg var ein pris på 48,2 øre/kWh inkl. påslaget. Det innebar ein liten prisoppgang i desse områda på høvesvis 1,8 og 1,0 øre.

**Nedgang i prisane på
spotpriskontraktar**

Standard variabel kontrakt tilbode av dei dominerande leverandørane hadde eit volumvege snitt på 50,0 øre/kWh. Det er ein nedgang på 17,1 øre frå 2. kvartal. Den store nedgangen henger saman med dei unormalt høge prisane vi såg på standard variabel kontrakt i andre kvartal, der prisane blei satt høge for å hente igjen tap på desse kontraktane frå første kvartal. I forhold til tredje kvartal 2009 er prisane 11 øre dyrare. Dei 1-årige og 3-årige fastpriskontraktane hadde ein gjennomsnittleg nedgang frå andre kvartal på 1,1 øre, slik at dei i tredje kvartal hadde ein snittpris på 51,1 og 50,1 øre/kWh.

1.1 Ressursgrunnlaget

1.1.1 Tilsig i Noreg

Mindre tilsig enn normalt

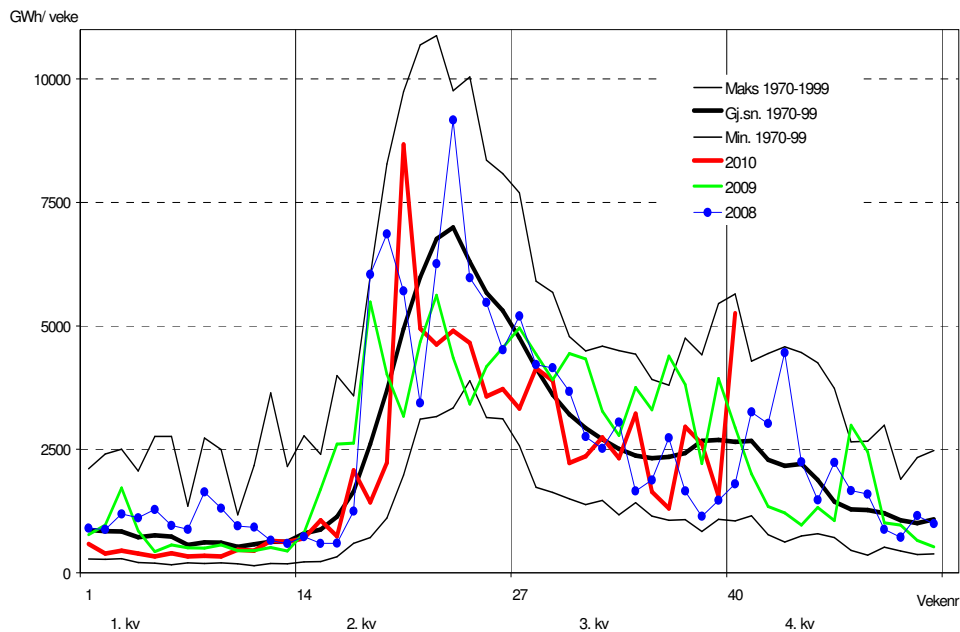
I tredje kvartal 2010 var tilsiget til dei norske kraftmagasina 34,3 TWh eller 4,4 TWh mindre enn normalt. Tilsiget var 15,3 TWh mindre enn for same periode i 2009.

I dei tre første kvartala har tilsiget vore 83,4 TWh. Det er nesten 17 TWh mindre enn normalt, og 22 TWh mindre enn i 2009. Dei siste 12 månadene har tilsiget vore 102,8 TWh, eller 19,7 TWh mindre enn normalt. Sommert for dei siste 24 månadene har tilsiget vore 234 TWh eller 11 TWh mindre enn normalt.

Ressurstilgang TWh	3.kv. 2010	Avvik frå normalt	Siste 12 månader	Avvik frå normalt
Tilsig Noreg	34,3	- 4,4	102,8	- 19,7
Nedbør Noreg	35,0	4,2	104,3	- 18,2
Tilsig Sverige	17,8	- 0,1	68,0	5,7
Snø Noreg		Utgang av 3. kv. 2010 - 30 %		Utgang av 3. kv. 2009 normalt

Fordelinga av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.1. April var mild i heile landet, men lite snø mange stader førte til at vårflaumen blei kortvarig og med lite volum. Dette underskottet av tilsig har hengd med resten av sumaren.

Figur 1.1.1 Tilsig i Noreg i 2008, 2009 og 2010. GWh/veke. Kjelde: NVE og Nord Pool Spot

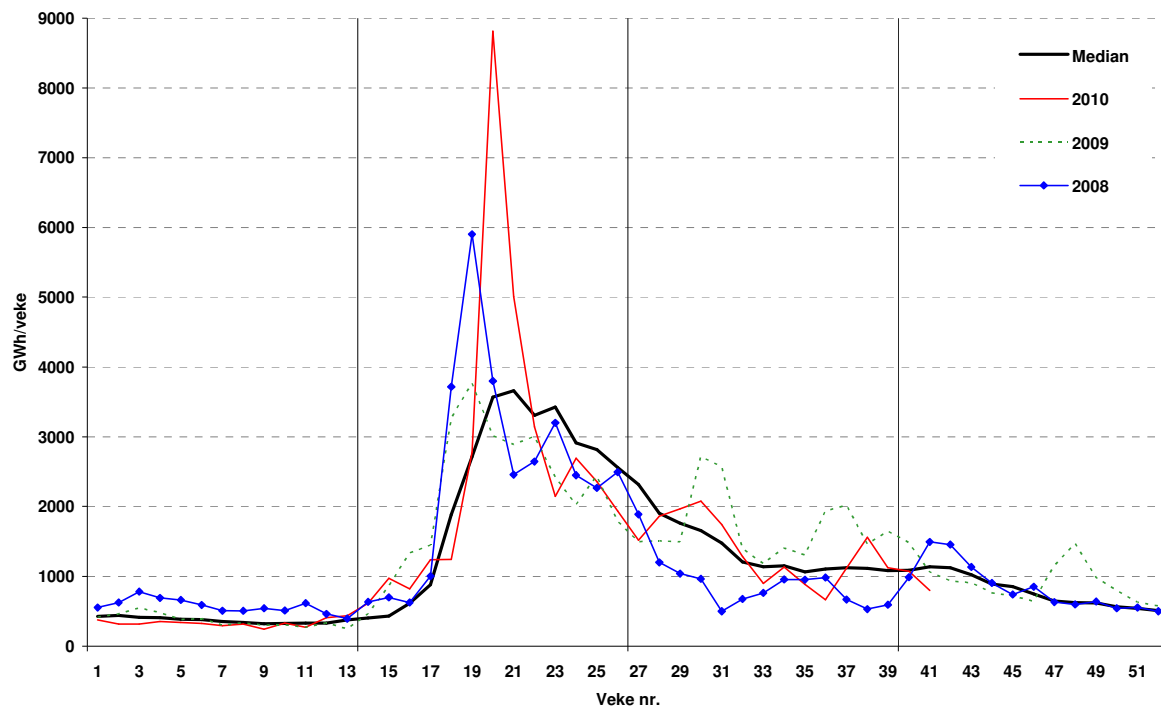


1.1.2 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vatn til svenske kraftmagasin var 17,8 TWh i tredje kvartal 2010, eller 0,1 TWh mindre enn normalt og 4,3 TWh mindre enn i same periode i 2009. I årets ni første måneder har tilsiget vore 55,9 TWh. Det er 4 TWh over normalt og om lag det same som i 2009.

Dei siste 12 månadene har tilsiget til dei svenske kraftmagasina vore 68 TWh. Det er 5,7 TWh meir enn normalt og 1,4 TWh meir enn i tilsvarande periode eit år tidlegare. Dei siste to åra har tilsiget vore 134,6 TWh. Det er 10 TWh meir enn normalt.

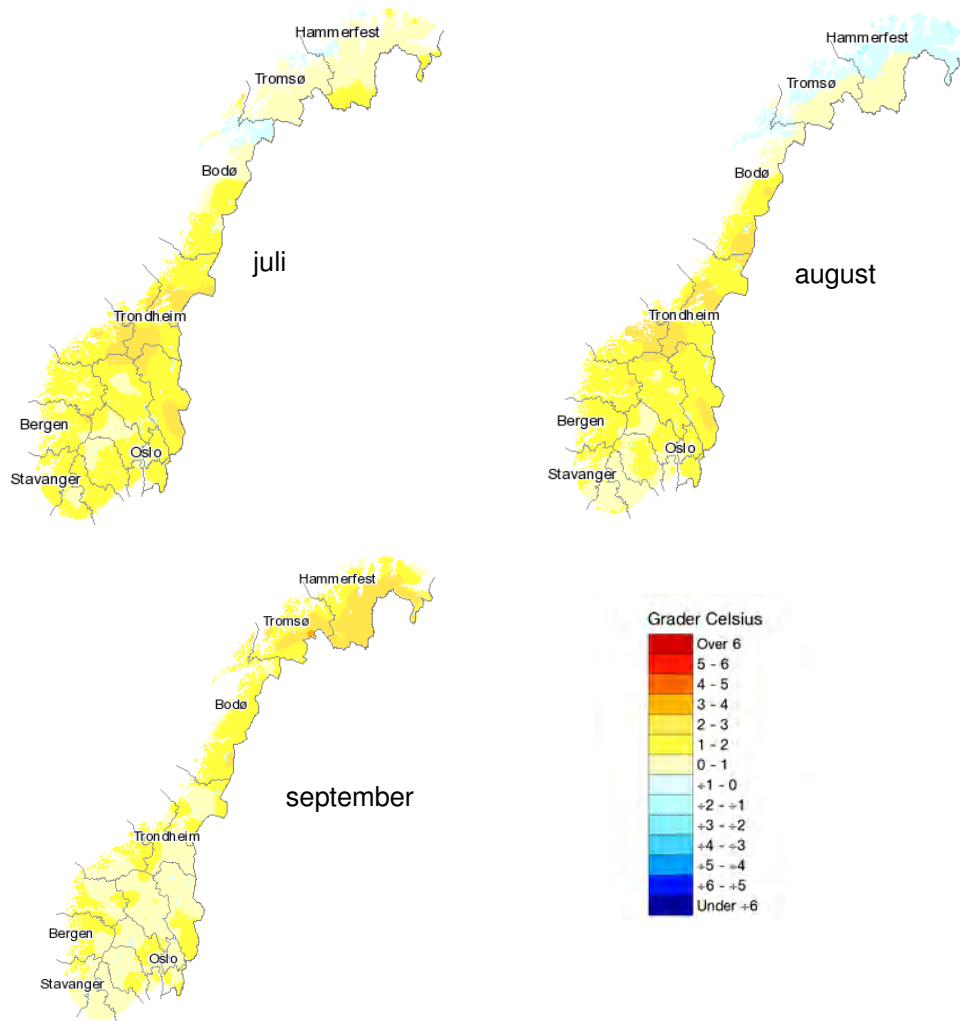
Figur 1.1.2 Tilsig i Sverige i 2008, 2009 og 2010. GWh/veke. Kjelde: Svensk energi



1.1.3 Temperatur

Temperaturane har for heile landet i juli, august og september vore temmeleg nær normalen. Det var relativt sett varmast i Midt-Noreg og kaldast lengst i nord i juli og august. I september var det Troms og Finnmark som relativt sett hadde dei høgaste temperaturane.

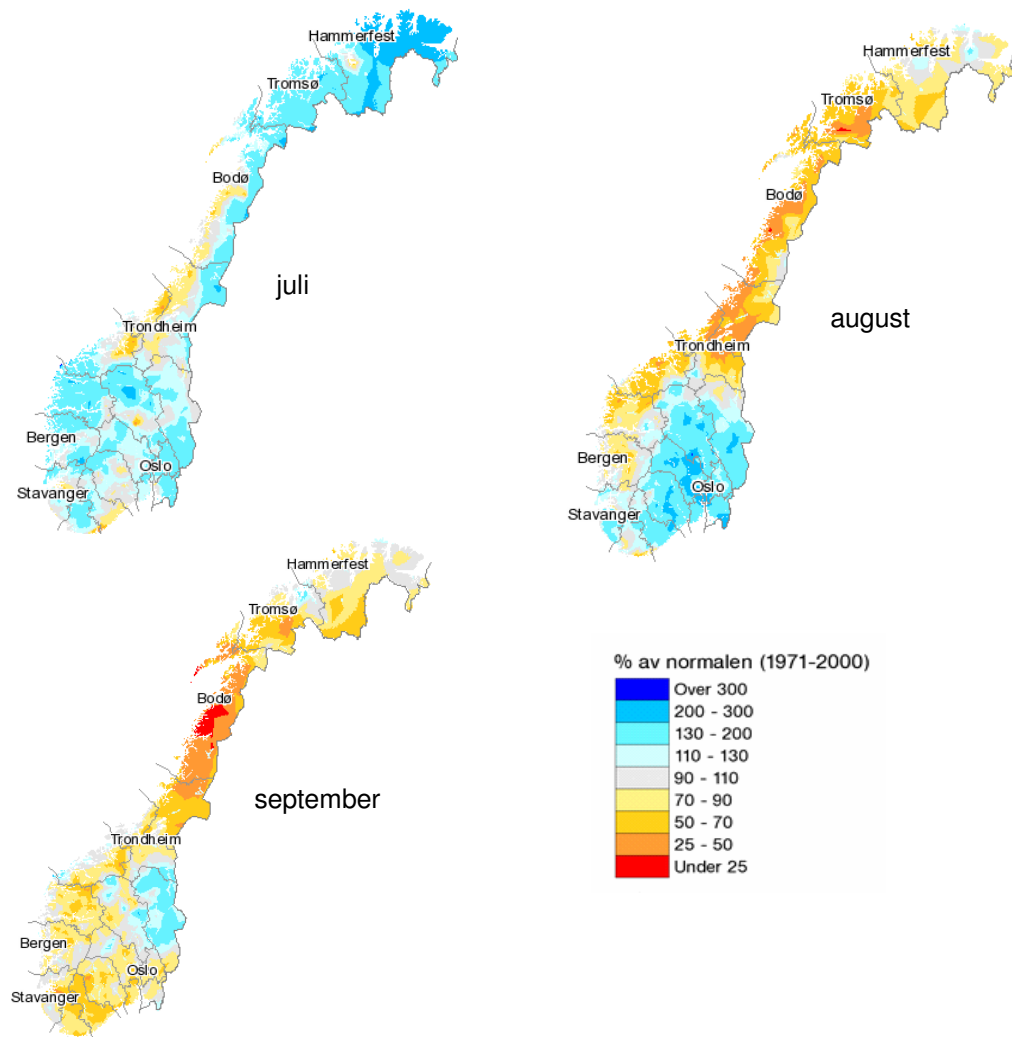
Figur 1.1.3 Temperatur, avvik i °C frå normalt (1971-2000) i juli, august og september 2010. Kjelde: NVE og met.no



1.1.4 Nedbør

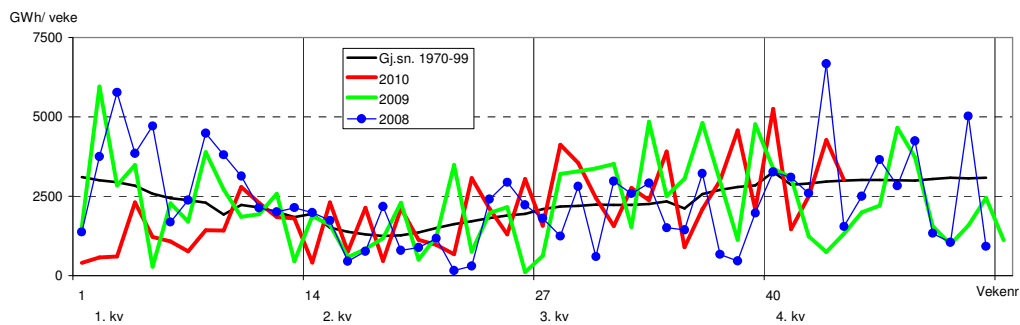
I juli kom det meir nedbør enn normalt i det meste av landet. Dette heldt fram på Austlandet i august, da det blei tørrare ver på Vestlandet nord for Rogaland og vidare oppetter kysten til Finnmark. I Sør-Noreg var det store lokale variasjonar grunna kraftige lokale regnbyer, og det har vore registrert flaumar i mindre elvar og bekkar frå Rogaland til Hedmark. Tørrast i september var det i Nordland.

Figur 1.1.5 Nedbør, avvik i prosent frå normalt (1971-2000) i juli, august og september 2010. Kjelde: NVE og met.no



Regna i nedbørene energi kom det i tredje kvartal om lag 35 TWh. Det er ca 4 TWh meir enn normalt. Dei siste 12 månadene har det kome 104,3 TWh eller 18,2 TWh mindre enn normalt.

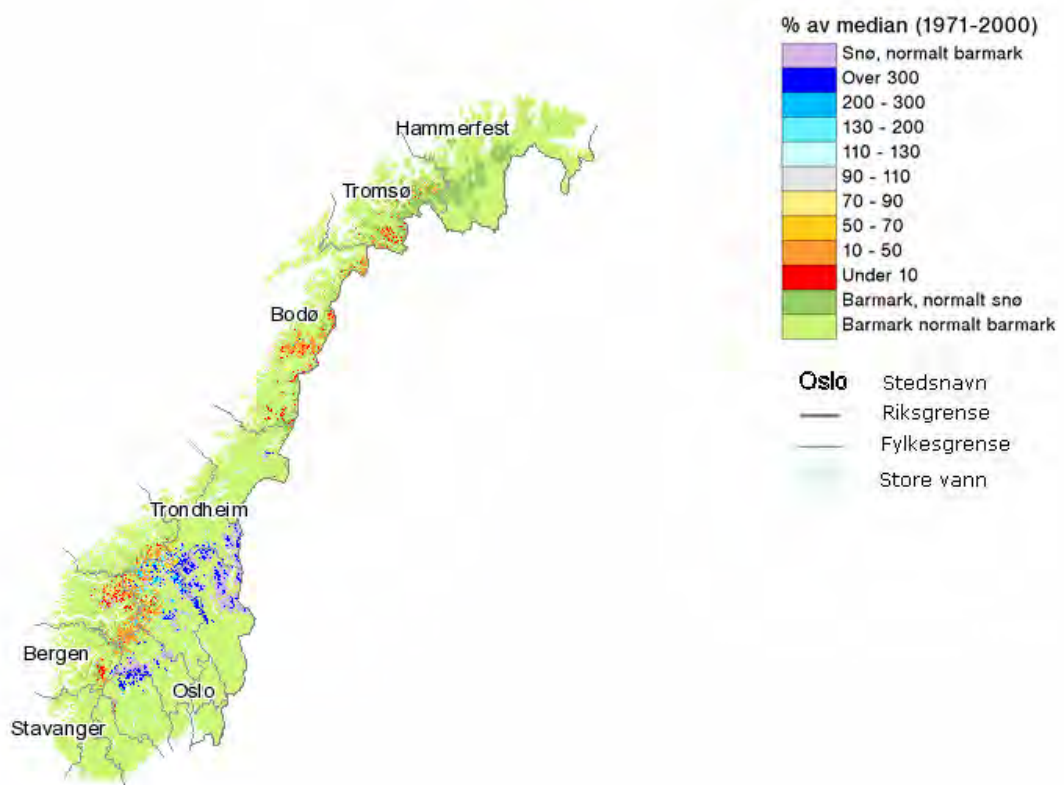
Figur 1.1.4 Beregna nedbørene energi i 2008, 2009 og 2010. GWh/ veke. Kjelde: NVE



1.1.5 Snø

Ved inngangen til 3. kvartal var snø magasinet på ca. 7 TWh. Dette er ca.10 TWh mindre enn medianen (1970 - 1999). Gjennom de resterande sommarmånedane smelta så og si alt av denne snøen bort, slik at det ved slutten av 3. kvartal 2010 er små mengder med snø i fjellet.

Figur 1.1.5 Snødjup i cm 30. september 2010. Kjelde NVE og met.no.



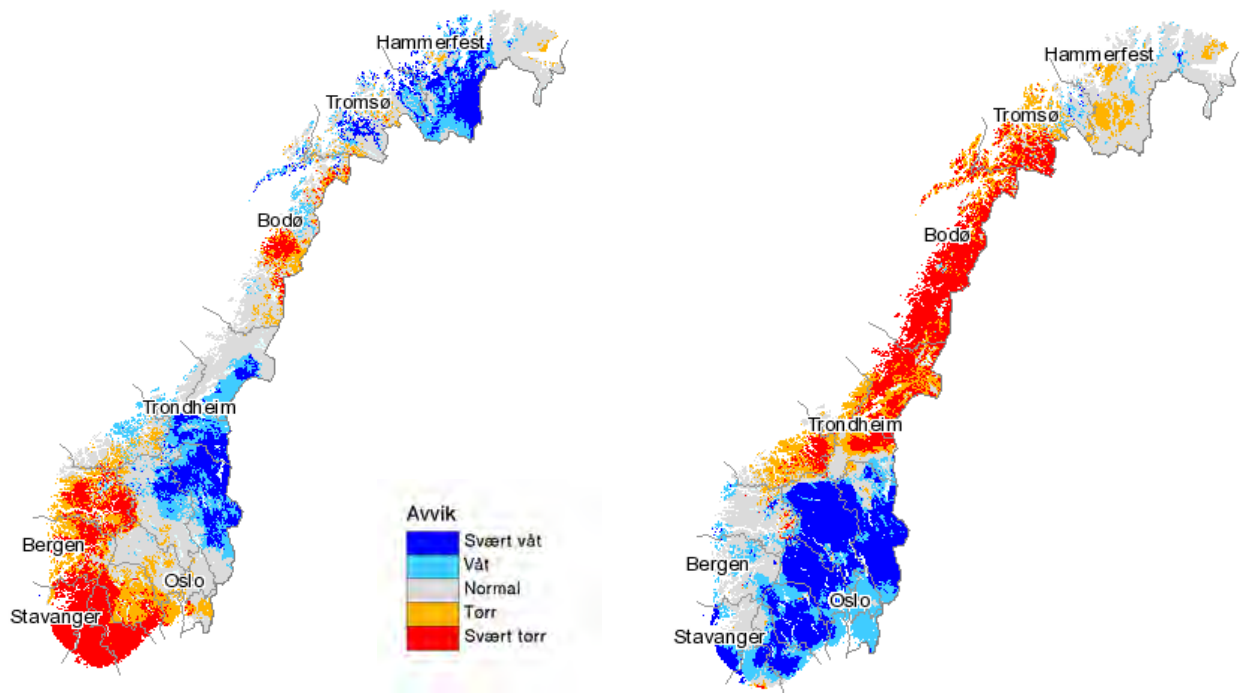
1.1.6 Grunn- og markvatn

Grunnvasstand i høve til normalt ved utgangen av andre og tredje kvartal er vist i figur 1.1.7. Fargane i karta er basert på berekningar med ein vassbalansemodell (HBV).

Ved starten av kvartalet var det lågare grunnvasstand enn normalt på Sør- og Vestlandet og sentralt i Nordland. Grunnvasstanden er nå relativt høg i det meste av Sør-Noreg. Frå Møre og Romsdal og nordover er den derimot låg heile vegen til Finnmark fylke.

Berekningar for markvatn ved utgangen av tredje kvartal syner same tendensar som for grunnvatn.

Figur 1.1.7 Grunnvasstand 1. juli 2010 (venstre) og 6. oktober 2010 (høgre) klassifisert som avvik i høve til normalt for perioden 1990 - 2008. Kjelde: NVE



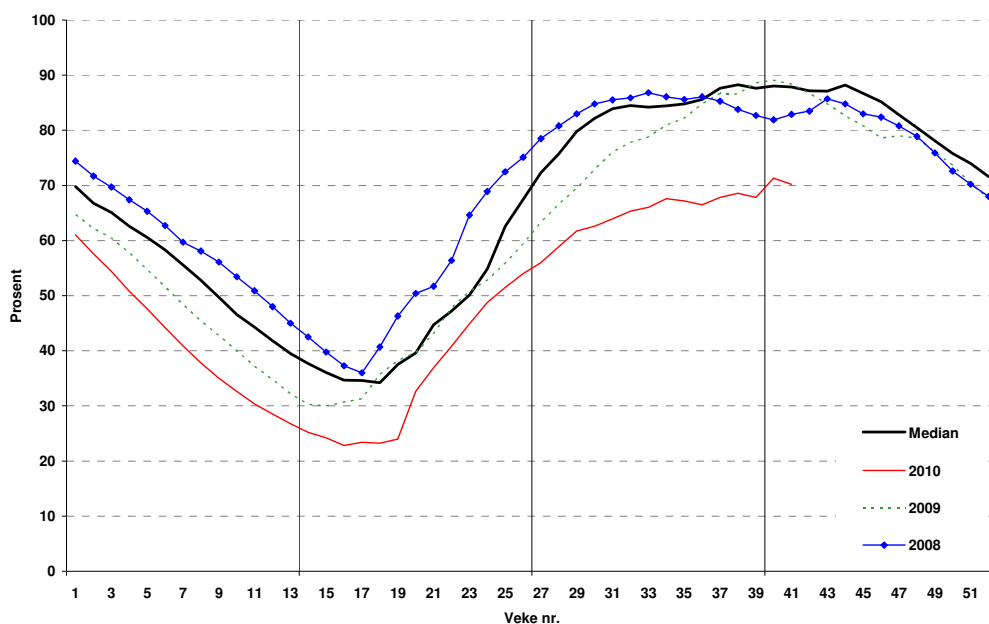
1.2 Magasinutviklinga

1.2.1 Lite tilsig ga magasinfylfilling godt under normalt

Ved inngangen til tredje kvartal 2010 var fyllingsgraden i norske magasin 54,0 prosent. Det er 13,5 prosentteiningar under medianen¹ og 5,4 prosentteiningar lågare enn til same tid i 2009. Til tross for nedbør over normalt var tilsiget godt under normalt i kvartalet. Årsaka til dette var lite snø i fjellet, og at mesteparten av snøen hadde smelta i løpet av juni. Dette førte til aukande avstand til medianen. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 67,8 prosent, eller 19,8 prosentteiningar lågare enn medianen. Fyllinga ved utgangen av tredje kvartal var 20,8 prosentpoeng lågare enn til same tid i 2009. Det svarar til ei energimengde på 17,5 TWh.

Magasin- fylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 3. kvartal (prosent)			Magasin- kapasitet TWh
	2010	2009	Median	
Noreg	67,8	88,6	87,6	84,3
Sverige	73,7	75,6	81,9	33,8
Finland	61,7	63,5	68,7	5,5

Figur 1.2.1 Fyllingsgrad for norske magasin (100 prosent = 84,3 TWh) i 2008, 2009 og 2010, prosent. Kjelde: NVE



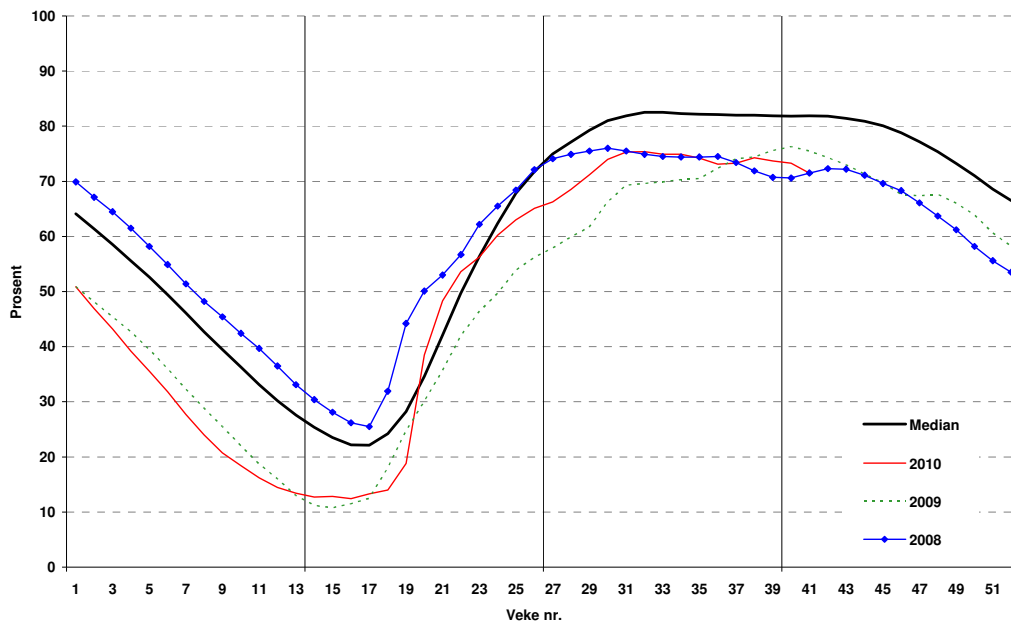
1.2.1 Magasinutviklinga i Sverige og Finland

Ved inngangen til tredje kvartal 2010 var fyllingsgraden for svenske magasin 65,1 prosent. Det er 6,7 prosentteiningar under middelveidien² til same tid. Ved utgangen av kvartalet var magasinfylfillinga 73,7 prosent, eller 8,2 prosentteiningar under normalt. Fyllinga ved utgangen av tredje kvartal 2010 var 1,9 prosentteiningar lågare enn til same tid i 2009. Det svarar til ei energimengde på 0,6 TWh.

¹ Median for perioden 1990-2007

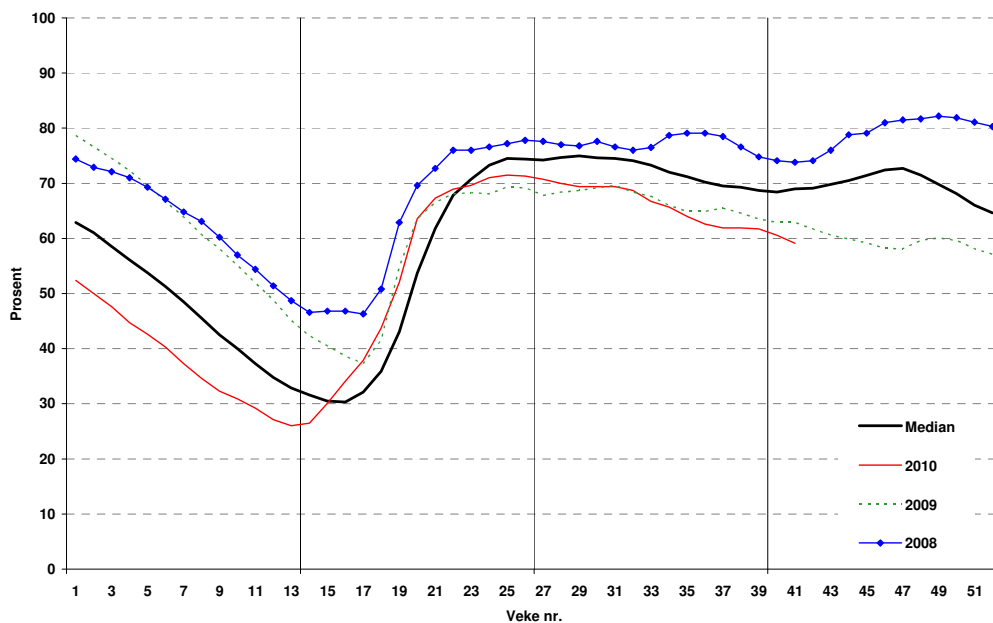
² Middelveidier for perioden 1950-2006.

Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske magasin (100 prosent = 33,8 TWh) i 2008, 2009 og 2010, prosent.
Kjelde: Svensk Energi



Ved inngangen til tredje kvartal 2010 var fyllingsgraden for finske magasin 71,3 prosent. Det er 3,1 prosentepoeng under medianverdien til same tid for perioden 1978-2001. Ved utgangen av kvartalet var magasinifyllinga 61,7 prosent, eller 7,0 prosentepoeng under medianverdien på same tidspunkt. Fyllinga ved utgangen av andre kvartal 2010 var 1,8 prosentepoeng lågare enn til same tid i 2009. Det svarar til ei energimengde på 0,1 TWh.

Figur 1.2.3 Fyllingsgrad for finske magasin (100 prosent = 5,5 TWh) i 2008, 2009 og 2010, prosent.
Kjelde: Nord Pool Spot



I sum er det dermed lagra 0,7 TWh mindre energi i svenske og finske magasin enn ved utgangen av tredje kvartal eit år før. Den lagra vassmengda i Norden var ved utgangen av tredje kvartal i år 85,8 TWh, eller 18,3 TWh mindre enn til same tid i 2009 og 19,5 TWh mindre enn normalt. Total magasin kapasitet for norske, svenske og finske vassmagasin er 123,6 TWh.

1.3 Produksjon

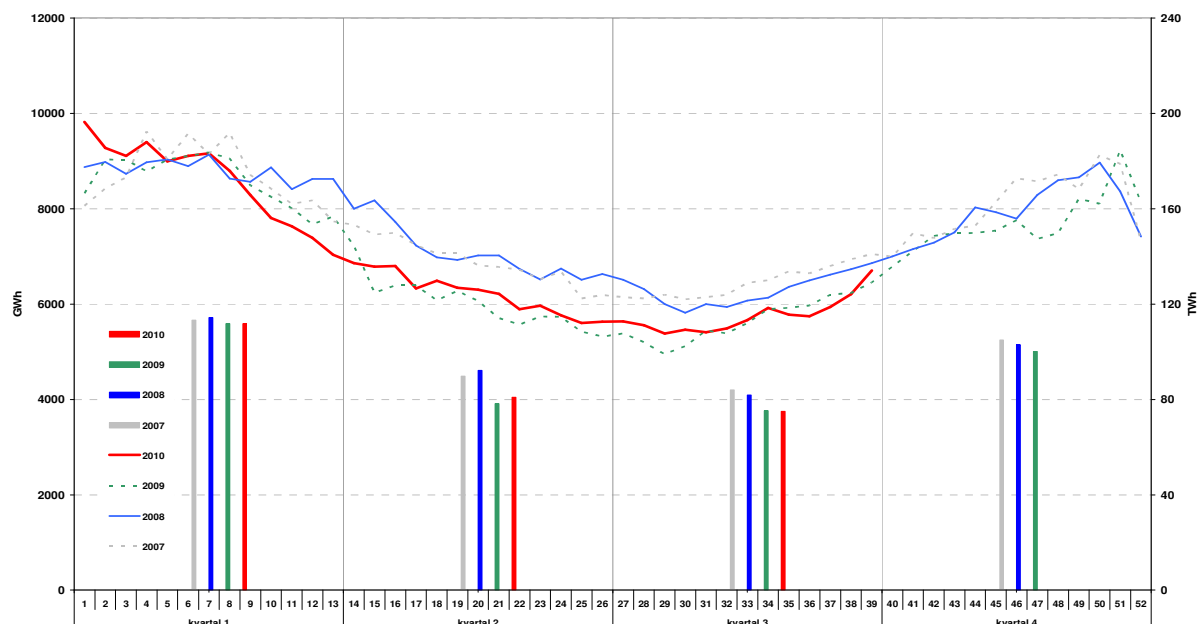
Det vart produsert 75,0 TWh elektrisk kraft i Norden i tredje kvartal. Det er 0,1 TWh mindre enn i tilsvarende kvartal i fjor. Lågare magasinfylling i Noreg ved inngangen til kvartalet og lågare tilsig i både Noreg og Sverige gjennom kvartalet, medverka til at

vasskraftproduksjonen i tredje kvartal var lågare i år enn i fjor. Kjernekraft- og anna kraftproduksjon auka nesten tilsvarende.

Den samla nordiske kraftproduksjonen har vore 371,6 TWh dei siste 52 vekene. Det er 1,9 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene. Både for tredje kvartal og dei siste 52 vekene auka produksjonen i alle nordiske land unntatt Noreg.

TWh	3.kv. 2010	Endring frå 3.kv. 2009	Siste 52 veker	Endring frå føregåande 52 veker
Noreg	24,0	-15,2 %	124,5	-6,1 %
Sverige	30,0	12,9 %	138,6	4,5 %
Finland	14,3	2,6 %	73,2	5,6 %
Danmark	6,8	5,8 %	35,2	0,5 %
Norden	75,0	-0,2 %	371,6	0,5 %

Figur 1.3.1 Samla nordisk kraftproduksjon, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot

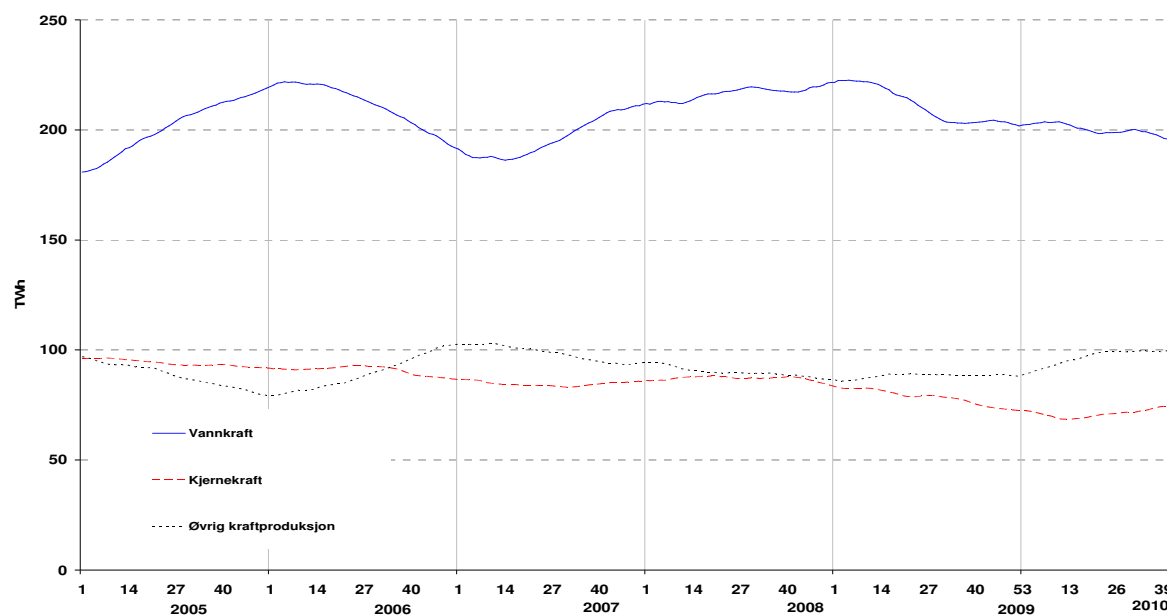


Figur 1.3.2 viser nordisk kraftproduksjon i sum for dei siste 52 vekene fordelt på teknologiart. Totalt har det dei siste 52 vekene vore produsert 195,5 TWh vasskraft i Norden. Det er 8,1 TWh mindre enn i dei føregåande 52 vekene. Den nordiske kjernekraftproduksjonen har vore 74,3 TWh dei siste 52 vekene. Det er ein nedgang på 0,2 TWh. Den svenske kjernekraftproduksjonen auka noko frå føregåande 52-vekers periode. Det har samanheng med ein monaleg auke i produksjonen i tredje kvartal. Lågare finsk kjernekraftproduksjon medverka til ein liten nedgang i samla kjernekraftproduksjon i Norden dei siste 52 vekene samanlikna med føregåande 52-vekers periode.

Lågare produksjon i det nordiske vass- og kjernekraftsystemet, har medverka til at termisk kraftproduksjon har auka dei siste 52 vekene. Anna nordisk kraftproduksjon, som består av vind- og termisk kraftproduksjon, var 99,8 TWh dei siste 52 vekene. Det er 11,4 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene.

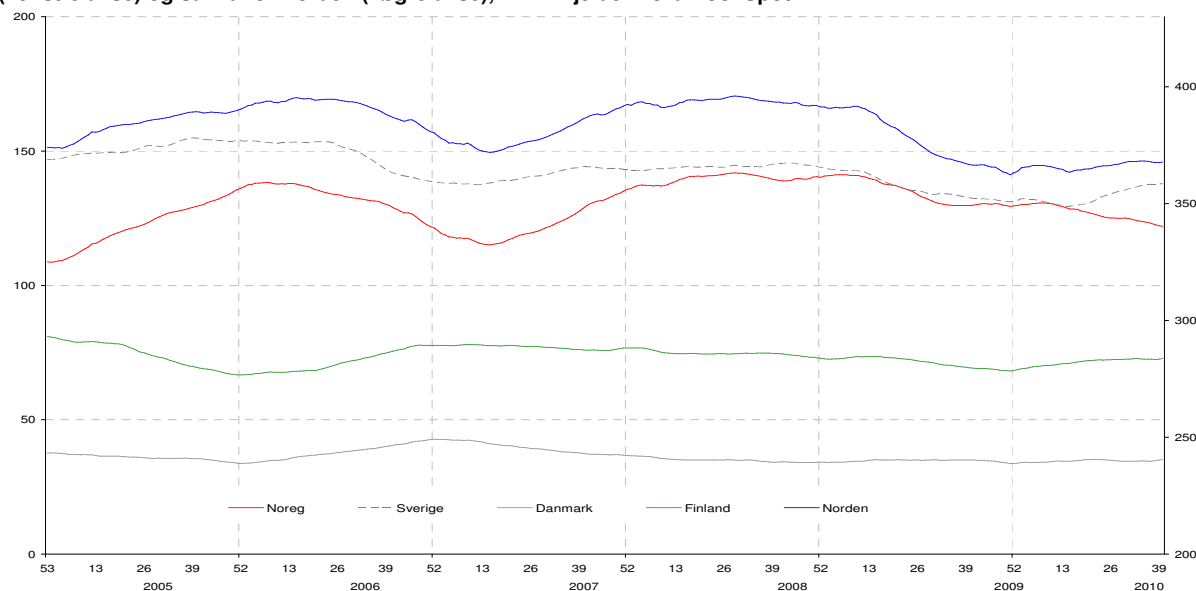
Medan vasskraftproduksjonen har utgjort om lag 53 prosent av den samla kraftproduksjonen i Norden dei siste 52 vekene, har kjerne- og anna kraftproduksjon stått for høvesvis 20 og 27 prosent kvar.

Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2005 – 2010, 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 følgjer såleis i stor grad svingingane i vasskraftproduksjonen i figur 1.3.2. I tredje kvartal i år fall likevel kurva for Noreg brattare i figur 1.3.3 enn den blå vasskraftkurva i figur 1.3.2. Det har samanheng med at den svenske vasskraftproduksjonen var om lag uendra i tredje kvartal i år samanlikna med i fjor.

Figur 1.3.3 Nordisk kraftproduksjon fordelt på land, 2004 – 2010, sum for dei siste 52 vekene, dei nordiske landa (venstre akse) og samla for Norden (høgre akse), TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



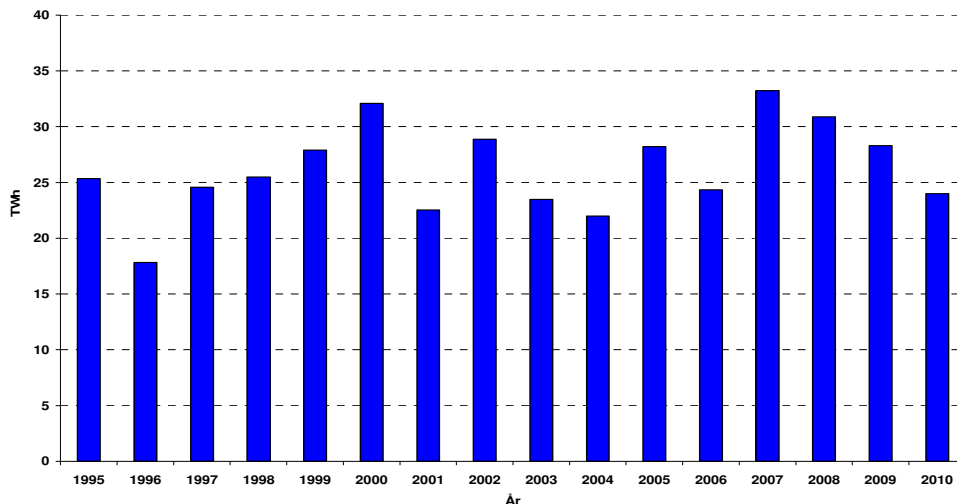
I Sverige utgjør vass- og kjernekraft ein monaleg del av kraftproduksjonen. Høgare svensk kjernekraftproduksjon i tredje kvartal 2010 samanlikna med tredje kvartal 2009 medverka til at den stipla svenske kurva i figur 1.3.3 svingar opp i tredje kvartal 2010.

I Danmark og Finland, kor termisk kraftproduksjon er dominerande, er produksjonen meir stabil over tid. Men sidan kraftprisane typisk vil auke i periodar med låge tilsig og vasskraftproduksjon, og låg kjernekraftproduksjon, vil anna termisk kraftproduksjon i slike periodar gjerne auke. 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 har den termiske produksjonen igjen auka, noko som vi spesielt ser på den stigande, grønne finske kurva i første halvdel av 2010 i figur 1.3.3.

1.3.1 Noreg – framleis sterk nedgang i produksjonen

Kraftproduksjonen i Noreg var 24,0 TWh i tredje kvartal 2010. Det er ein nedgang på 15,2 prosent frå same periode i fjor. Produksjonen i tredje kvartal er litt under produksjonen i same kvartal i 2006, og er den femte lågaste produksjonen i dette kvartalet for perioden 1995-2010. Nedgangen i produksjon heng saman med lågt tilsig i tredje kvartal 2010 og magasinufylling godt under normalt.

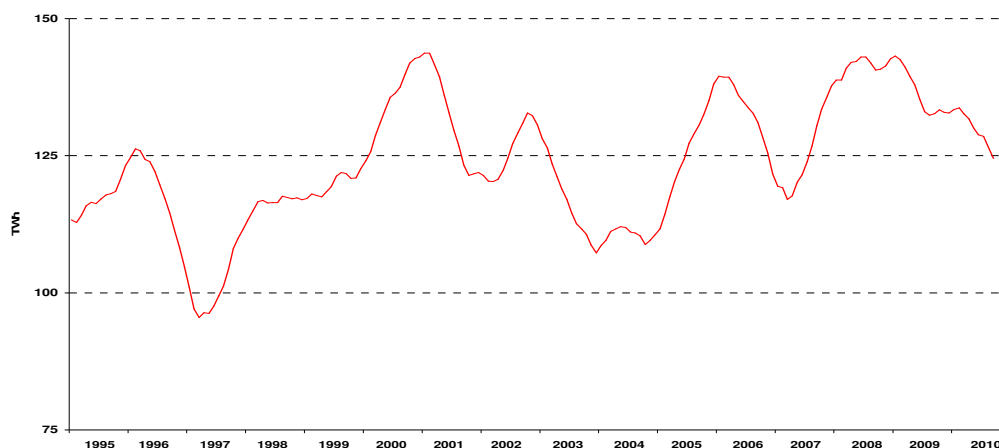
Figur 1.3.4 Kraftproduksjon i tredje kvartal for perioden 1995-2010, TWh. Kjelde: NVE



I årets ni første månader var produksjonen 85,4 TWh. Det er 8,3 TWh mindre enn i same periode i 2009, dvs. ein nedgang på 8,8 prosent.

Dei siste 12 månadene er det produsert 124,5 TWh elektrisk kraft i Noreg mot 132,7 i tilsvarande periode året før. Det er ein nedgang på 6,1 prosent. Produksjonen dei siste 12 månadene er vel 19 TWh lågare enn den høgaste produksjonen for ein 12-månadersperiode (143,7 TWh) og litt meir enn 6 TWh under gjennomsnittleg årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vass-, varme- og vindkraft) som er berekna til 130,7 TWh ved utgangen av 2009. Det var først og fremst lite tilsig i år som førte til nedgangen i kraftproduksjonen dei siste 12 månadene.

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



Den norske kraftproduksjonen varierer med tilsiget. Tørrvårsperiodane i 1996 og 2002 resulterte i låg produksjon, mens våtåra 2000 og 2005 ga 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 ein tørr sommar og haust 2006 til låg produksjon, mens det høge tilsiget i 2008 gav høg produksjon.

1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa

I tredje kvartal vart det produsert 30,0 TWh elektrisk kraft i Sverige. Det er 3,4 TWh meir enn i same kvartal i fjor. Det var kjernekraftproduksjonen som auka mest, med 2,8 TWh.

Kjernekraftproduksjonen utgjorde 40 prosent av den samla kraftproduksjonen i Sverige i tredje kvartal.

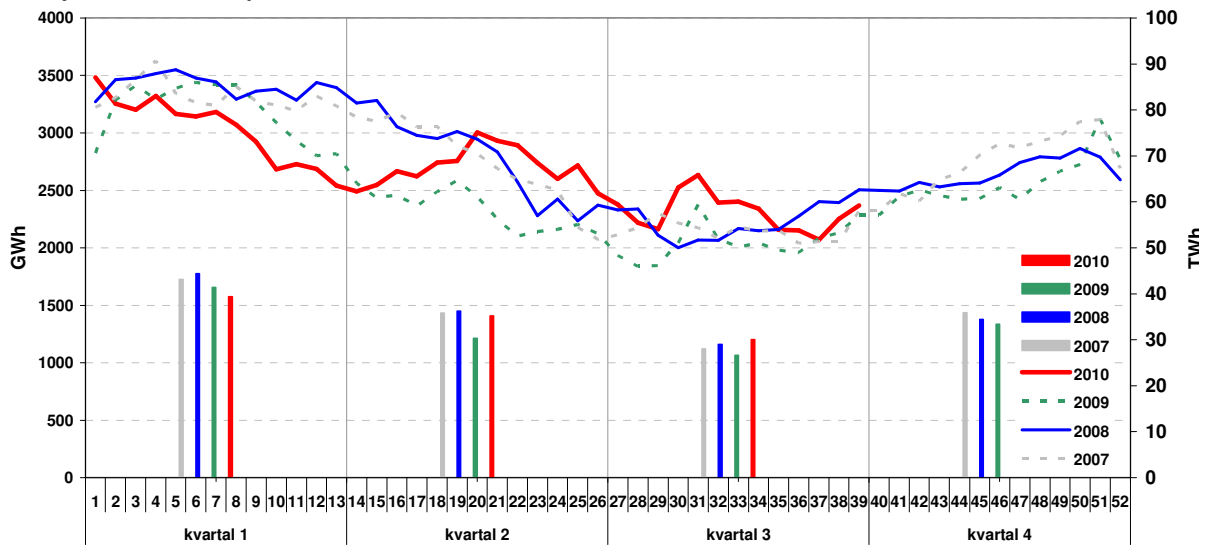
Vasskraftproduksjonen i tredje kvartal var om lag uendra frå same kvartal i fjor. Magasinffyllinga ved inngangen til kvartalet var høgare i år, men tilsiga gjennom kvartalet var lågare.

Vasskraftproduksjonen utgjorde 49 prosent av den samla kraftproduksjonen i Sverige i tredje kvartal.

Figur 1.3.6 visar at kraftproduksjonen i Sverige nokre veker midt i tredje kvartal i år var på same nivå som ved utgangen av første kvartal i år. Det var høgare kjernekraftproduksjon enn normalt desse vekene. I tillegg var det i denne perioden høg vasskraftproduksjon.

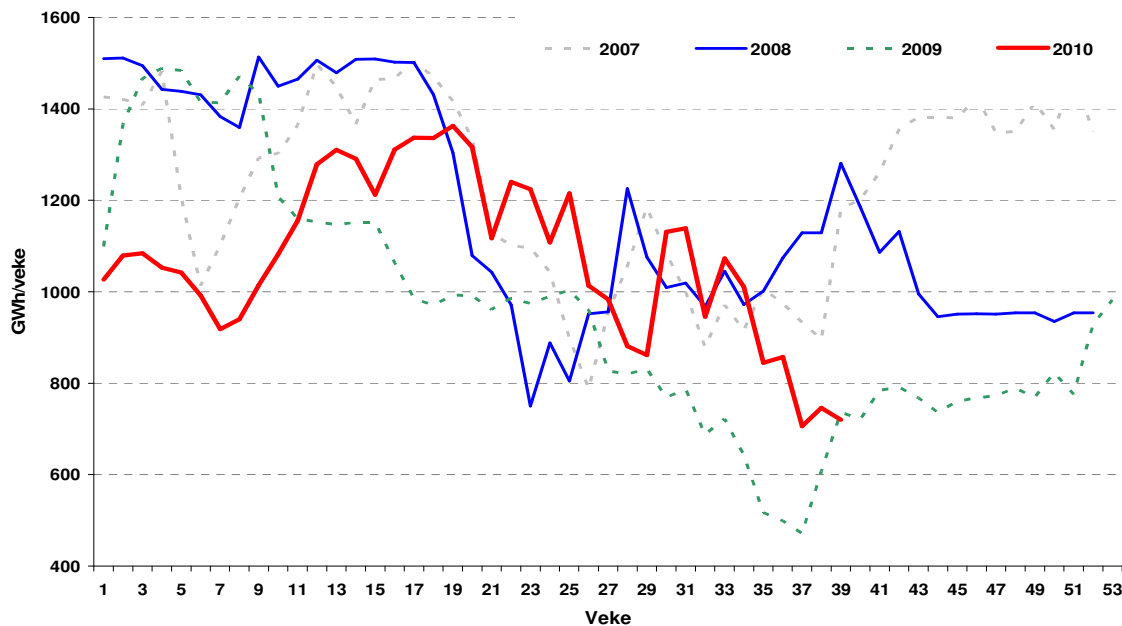
Dei siste 52 vekene har det vore produsert 138,6 TWh elektrisk kraft i Sverige. Det er 6,0 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene. Kjernekraftproduksjonen har auka med 0,3 TWh dei siste 52 vekene samanlikna med førre 52-vekers periode. Vass- og anna kraftproduksjon har auka med høvesvis 2,1 og 3,7 TWh. Høge kraftprisar det siste året har bidrege til at anna kraftproduksjon har auka.

Figur 1.3.6 Svensk produksjon, 2007 – 2010, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 1.3.7 viser den vekesvis produksjonen frå svenske kjernekraftverk dei siste fem 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 har ført til at anlegg har vorte teke ut av drift. For å bruke opp brenselsladningen har det årlege vedlikehaldet av kjernekraftproduksjonen kome noko seinare i 2010 enn vanleg. Dette førte til at produksjonen sommaren og starten av hausen 2010 var høgare enn normalt for årstida, og dermed at produksjonen tredje kvartal 2010 var høgare enn i same kvartal året før. Ved slutten av kvartalet var produksjonen likevel på 2009-nivå igjen.

Figur 1.3.7 Vekesvis svensk kjernekraftproduksjon, GWh. Kjelde: Svensk Energi



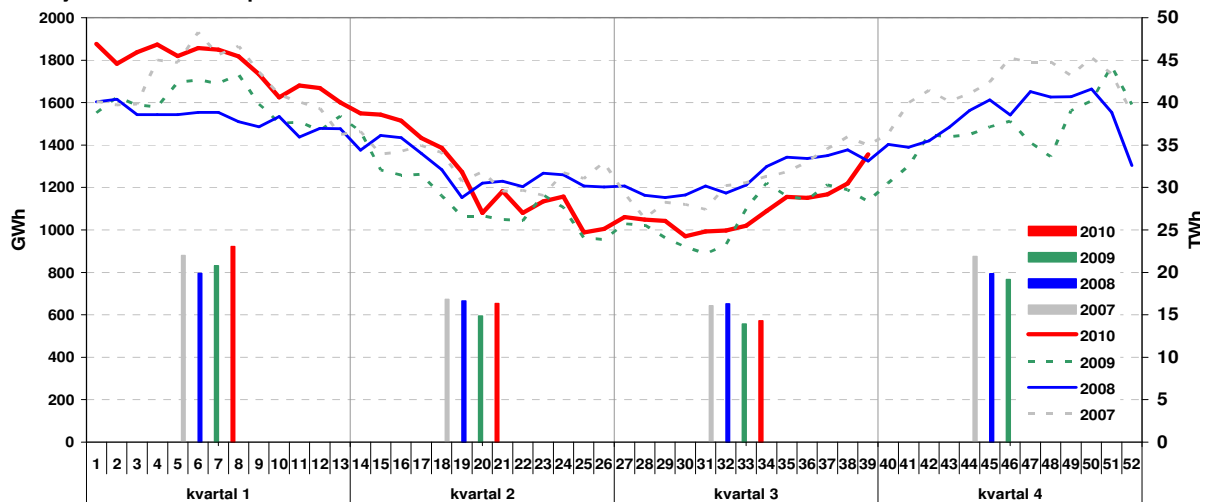
I årets tredje kvartal utgjorde den finske kraftproduksjonen 14,3 TWh. Det er ein auke på 0,4 TWh frå tilsvarende kvartal i fjor. Kjernekraftproduksjonen var 0,3 TWh lågare i årets tredje kvartal

samanlikna med fjorårets. Vasskraftproduksjonen auka med 0,3 TWh, medan anna kraftproduksjon auka med 0,4 TWh. Høge kraftprisar medverka til auka produksjon i termiske kraftverk.

Medan vass- og kjernekraftproduksjonen utgjorde høvesvis 19 og 36 prosent av den samla kraftproduksjonen i Finland i tredje kvartal, utgjorde anna kraftproduksjon 46 prosent. Kategorien anna kraftproduksjon består hovudsakleg av termisk kraftproduksjon.

Dei siste 52 vekene har det vore produsert 73,2 TWh elektrisk kraft i Finland, ein auke på 3,9 TWh frå dei føregåande 52 vekene. Kjerne- og vasskraftproduksjonen har falle med høvesvis 0,6 og 1,9 TWh, medan anna kraftproduksjon har auka med 6,5 TWh.

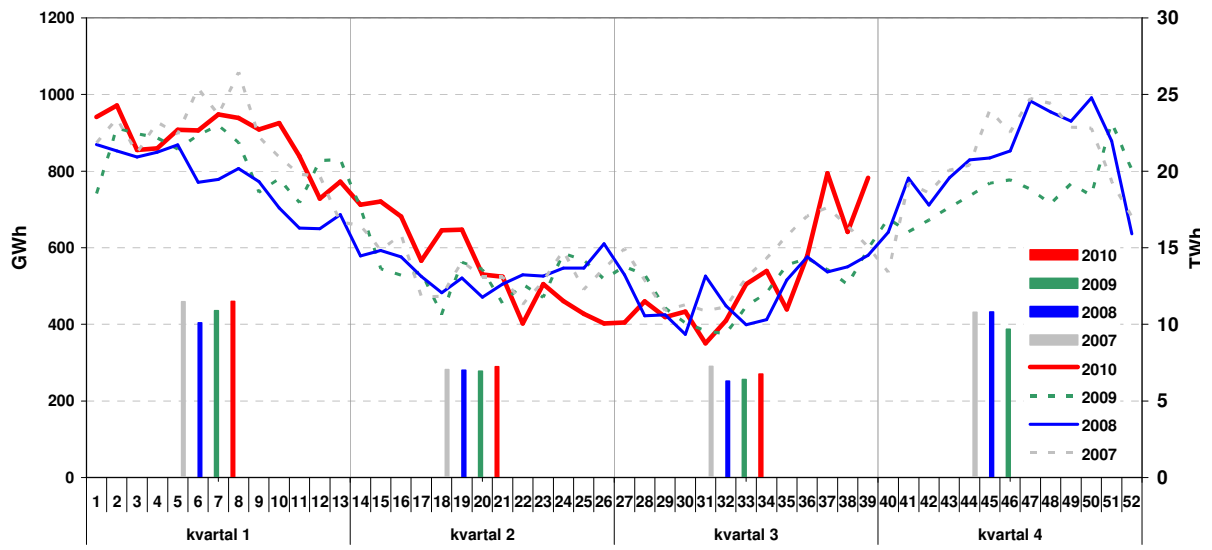
Figur 1.3.8 Finsk produksjon, 2007 – 2010, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



I Danmark vart det produsert 6,8 TWh elektrisk kraft i tredje kvartal 2010. Det er 0,4 TWh meir enn i tredje kvartal i fjor. Den danske vindkraftproduksjonen var 1,8 TWh i tredje kvartal, ein auke på 0,4 TWh frå same periode i fjor. Den termiske kraftproduksjonen var om lag uendra i tredje kvartal i år samanlikna med same kvartal i fjor.

Dei siste 52 vekene har det vore produsert 35,2 TWh elektrisk kraft i Danmark. Det er 0,2 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene. Det vart produsert 7,6 TWh vindkraft dei siste 52 vekene, mot 5,6 TWh dei føregåande 52 vekene. Auka vindkraftproduksjon har medverka til å dempe etterspurnaden etter dansk termisk kraftproduksjon.

Figur 1.3.9 Dansk kraftproduksjon, 2007 – 2010, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



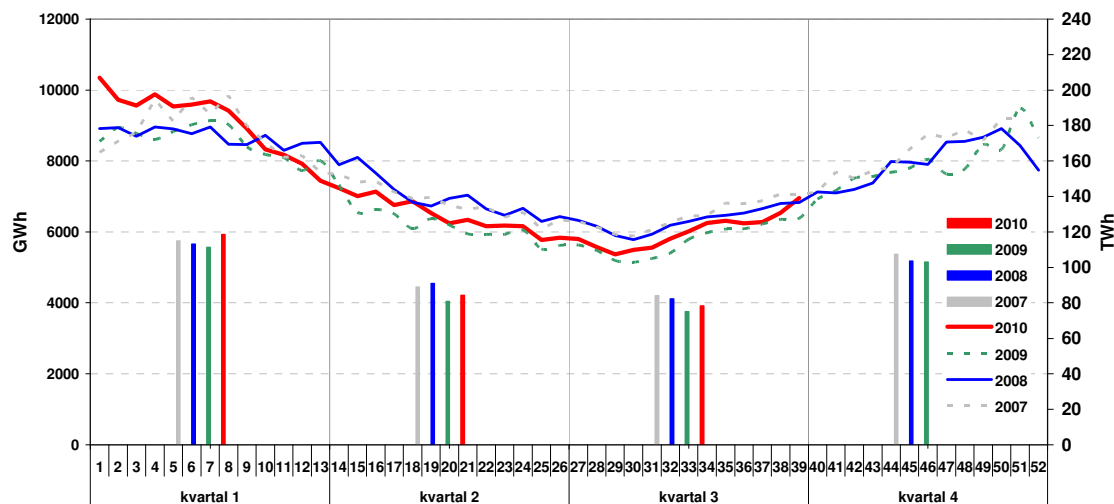
1.4 Forbruk

Det samla nordiske kraftforbruket var 78,3 TWh i tredje kvartal i 2010. Det er 1,9 TWh meir enn i same periode i 2009. Forbruket auka i alle dei nordiske landa med unntak av Noreg. Noko lågare temperaturar i Sverige og Finland i tredje kvartal i år samanlikna med tilsvarende kvartal i fjor kan ha medverka til auka forbruk i desse landa³.

TWh	3.kv. 2010	Endring frå 3.kv. 2009	Siste 52 veker	Endring frå føregåande 52 veker
Noreg	24,0	-0,7 %	127,9	3,3 %
Sverige	28,5	5,2 %	141,5	3,6 %
Finland	17,9	3,7 %	84,0	5,2 %
Danmark	7,8	0,1 %	34,7	-0,1 %
Norden	78,3	2,5 %	388,0	3,5 %

Lågare temperaturar i heile Norden, spesielt i første kvartal i år, medverka til at det nordiske forbruket auka med 13,2 TWh dei siste 52 vekene frå føregåande 52 veker. Samla var forbruket i Norden 388,0 TWh dei siste 52 vekene. I tillegg til kaldare vêt, kan forbruksauken ha samanheng med auka aktivitetsnivå i den nordiske økonomien.

Figur 1.4.1 Samla nordisk kraftforbruk, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot

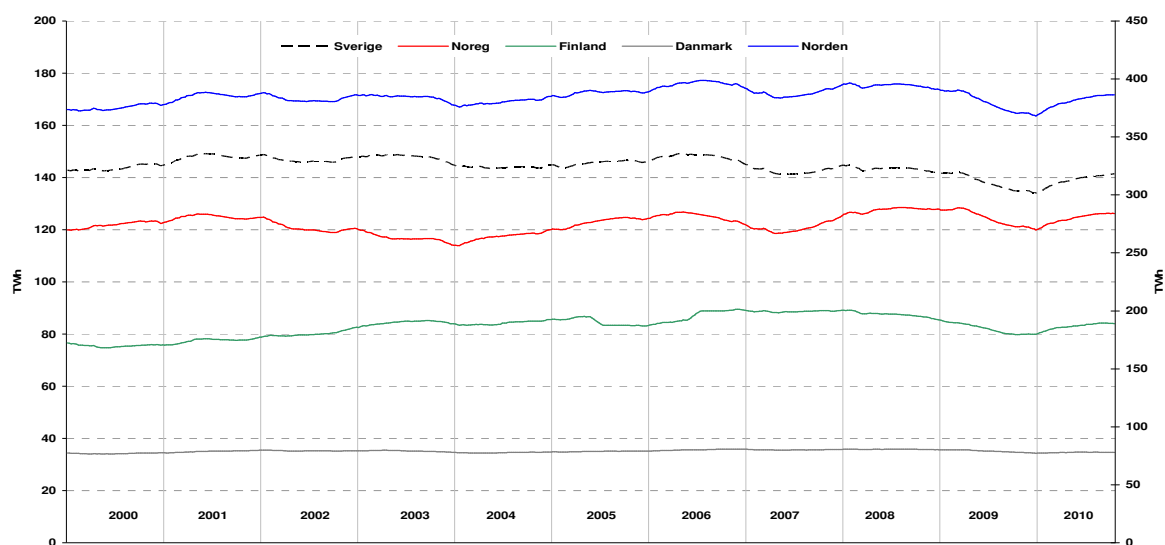


Figur 1.4.2 viser det nordiske kraftforbruket i sum for dei siste 52 vekene, fordelt på land. Lågare kraftteterspurnad som følgje av finanskrisa visast på figuren som fallande forbruk i Norden frå fjerde kvartal 2008. Denne trenden snudde omkring årsskiftet 2009/2010. Det kalde vêret medverka til det.

I Danmark brukast mykje fjernvarme og berre ein liten del av kraftteterspurnaden går til oppvarming. Det danske forbruket er difor mindre temperaturavhengig. Danmark er òg det einaste landet kor kraftforbruket i sum har falle dei siste 52 vekene.

³ Svenske forbrukstal er oppdatert sidan tilsvarende kvartalsrapport i 2009. Endring frå tredje kvartal 2009 og føregåande 52 veker vil derfor ikkje samstemme med tal frå kvartalsrapporten for tredje kvartal 2009.

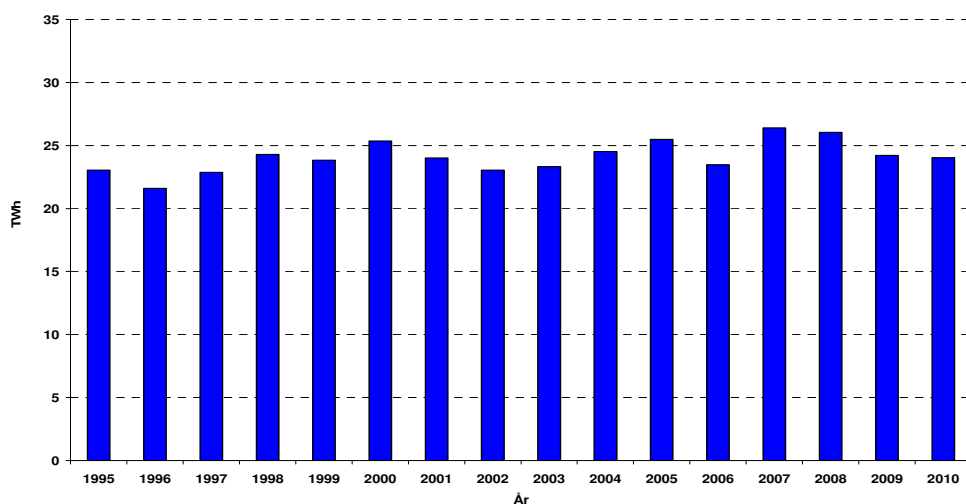
Figur 1.4.2 Nordisk kraftforbruk fordelt på land, 2000 – 2010, sum for dei siste 52 vekene, dei nordiske landa (venstre akse) og samla for Norden (høgre akse), TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



1.4.1 Noreg – om lag uendra kraftforbruk i tredje kvartal

Det norske elektrisitetsforbruket var i tredje kvartal 24,0 TWh mot 24,2 TWh i same kvartal i 2009. Det er ein nedgang på 0,7 prosent. Forbruket i tredje kvartal i år er det åttande høgaste nokon gang.

Figur 1.4.3 Innanlandsk forbruk av elektrisk kraft i tredje kvartal for perioden 1995-2010, TWh. Kjelde: NVE



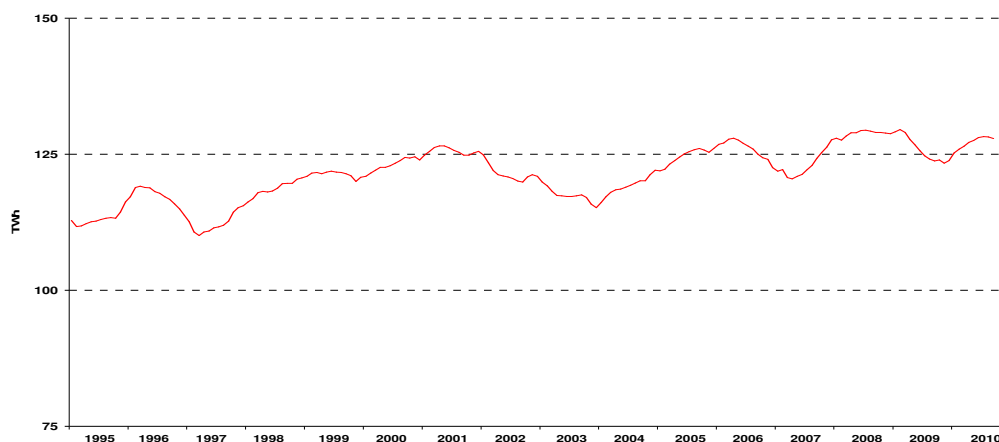
I årets ni første månader var det norske kraftforbruket 92,2 TWh. Det er 4,1 TWh høgare enn i same periode i 2009, dvs. ein auke 4,6 prosent. Auken heng mellom anna saman med den uvanleg kalde vinteren i år.

Dei siste 12 månadene har kraftforbruket vore 127,9 TWh mot 123,8 TWh i same periode eit år før. Det er ein auke på 3,3 prosent. Forbruket dei siste 12 månadene er 1,6 TWh lågare enn det høgaste forbruket i ein 12-månadersperiode (129,5 TWh) og nesten 3 TWh lågare enn gjennomsnittleg årsproduksjon.

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

var det igjen vekst i forbruket, noko som heng saman med den kalde vinteren i år. Denne veksten er no i ferd med å minka, og i dei to siste månadene ser vi ein nedgang i forbruket.

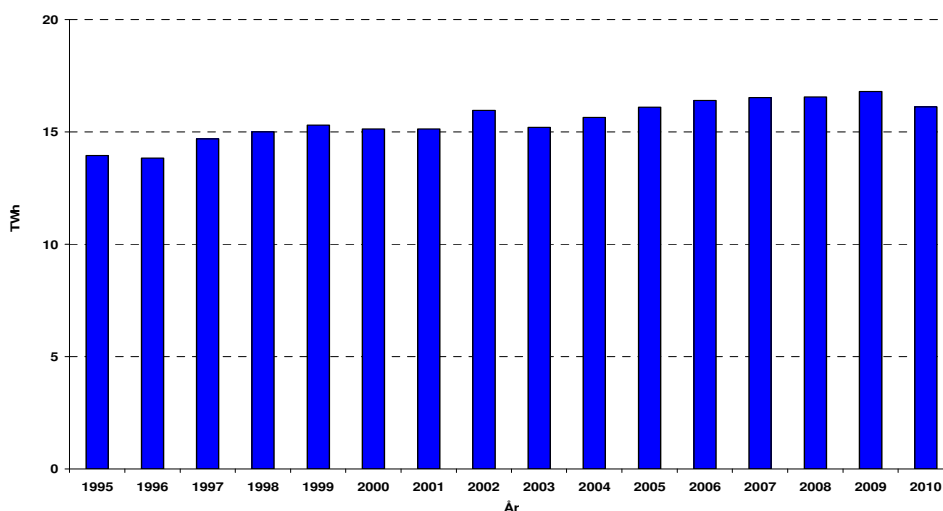
Figur 1.4.4 Innanlandsk elektrisitetsforbruk, sum for dei siste 12 månadene, TWh. Kjelde: NVE



Bruttoforbruket i alminneleg forsyning var 15,7 TWh i tredje kvartal i år mot 16,1 TWh i same kvartal i 2009. Det er ein nedgang på 2,5 prosent. I årets ni første månader var det ein auke på 5,9 prosent og for siste 12-månadersperiode ein auke på 5,5 prosent.

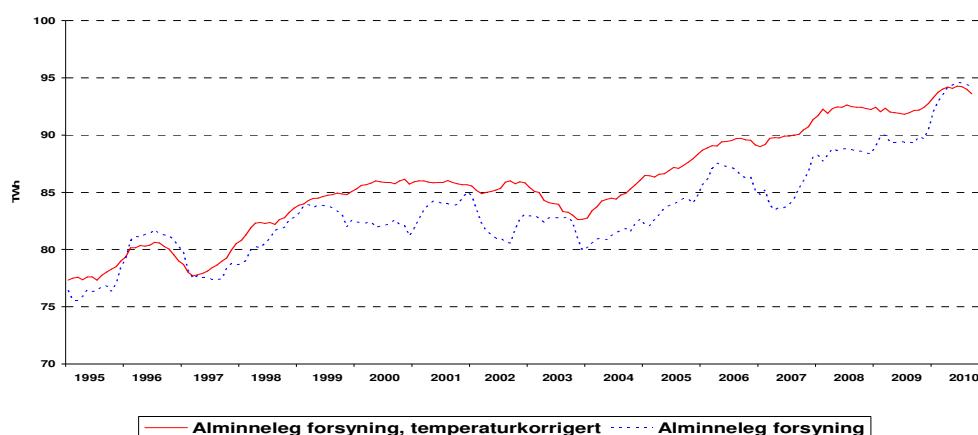
Tredje kvartal var noko kaldare enn same kvartal i 2009, men likevel ein god del varmare enn normalt. Korrigert til normale temperaturforhold vart det alminnelege forbruket 16,1 TWh i tredje kvartal 2010 mot 16,8 TWh i tilsvarende kvartal i 2009. Det er ein nedgang på 4,0 prosent. I årets ni første månader var det ein auke på 1,3 prosent og for siste 12-månadersperiode ein auke på 1,6 prosent.

Figur 1.4.5 Bruttoforbruk i alminneleg forsyning, temperaturkorrigert, tredje kvartal 1995-2010, TWh. Kjelde: NVE



Figuren viser at det temperaturkorrigerte forbruket i alminneleg forsyning i tredje kvartal stort sett har auka jamt i heile perioden 2003-2009. I 2010 ser vi ein nedgang i forbruket, noko som kan ha samanheng med høgare prisar på elektrisitet. Det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning i tredje kvartal 2010 er det femte høgaste som 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

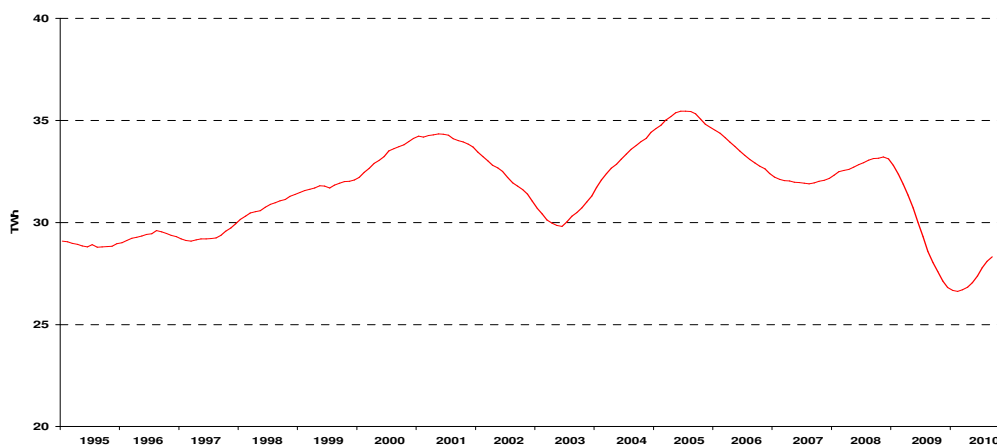


Figuren viser at det temperaturkorrigerede forbruket i alminnelig forsyning dei siste 12 månadene auka etter ei utflating frå august 2008 til november 2009. Dei to siste månadene ser vi igjen ein liten nedgang.

Forbruket i kraftintensiv industri var i tredje kvartal 14,8 prosent høgare enn i same periode i 2009. I årets ni første månader var det ein auke på 7,6 prosent.

Dei siste 12 månadene har forbruket i kraftintensiv industri vore 28,3 TWh. Det er ein auke på 1,0 prosent frå same periode eit år før.

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



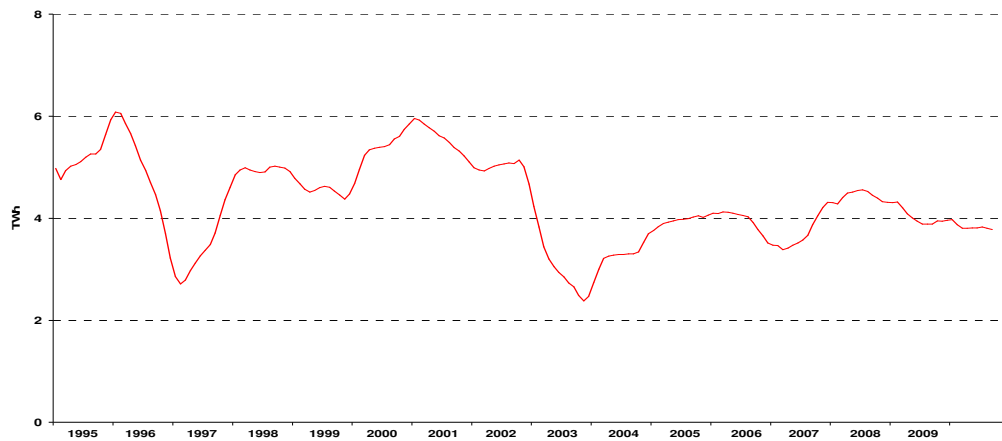
Kraftforbruket i kraftintensiv industri har sidan hausten 2005 falt grunna mellom anna redusert aktivitet og nedleggingar for delar av industrien. Årsaka til dette er høge kraftprisar og låge produktprisar. Frå hausten 2007 er det igjen auke i denne forbrukssektoren, medan vi i 2009 ser ein sterk nedgang.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

Forbruket av kraft til elektrokjellar var i tredje kvartal 4,5 prosent lågare jamført med tilsvarande kvartal i 2009.

I årets ni første måneder var det ein nedgang på 6,8 prosent. Dei siste 12 månadene har forbruket vore 3,8 TWh som er 2,8 prosent lågare enn i same periode eit år før. Forbruket dei siste 12 månadene er rundt 35 prosent lågare enn 1995 og 2000. I begge desse åra kom forbruket opp i ca 6 TWh.

Frå hausten 2008 falt oljeprisen kraftig, og etter dette låg den på eit lavt nivå fram til sommaren 2009. Kraftprisane falt også i denne perioden, men relativt sett ikkje så mykje som oljeprisen. Dette meiner 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 har ført til ein utflating i forbruket.

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



Ut frå 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 eit høgare prisforhold mellom olje- og kraftpris for å kople ut enn det som er observert i same periode.

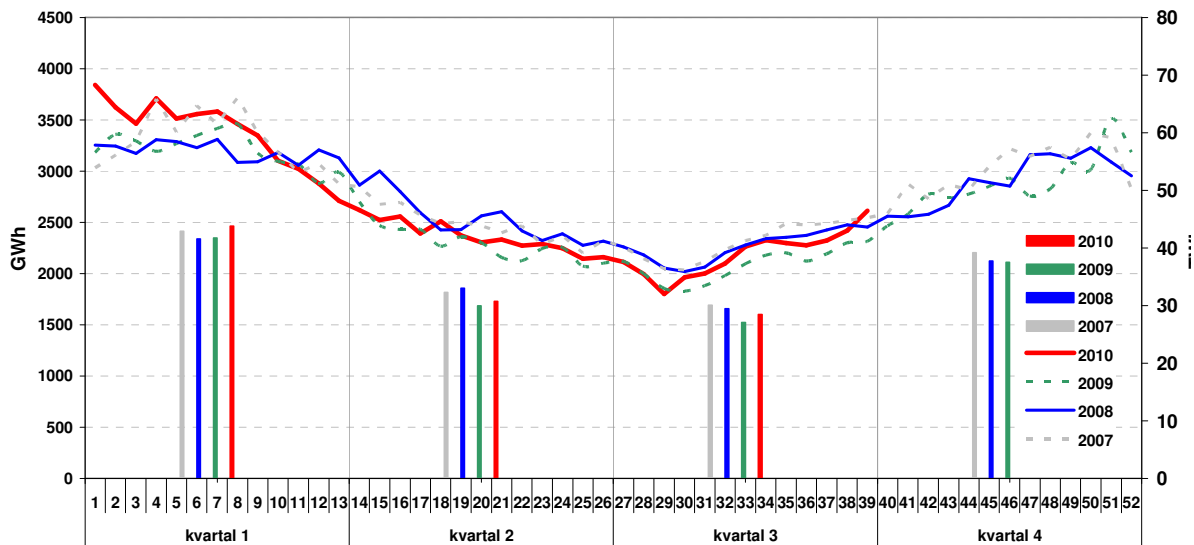
Pumpekraftforbruket var i tredje kvartal på 265 GWh. Høgare priser bidrog til at forbruket av pumpekraft gjekk ned med nesten 500 GWh samanlikna med same kvartal 2009.

1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa

Det svenske kraftforbruket var 28,5 TWh i tredje kvartal. Det er 1,4 TWh meir enn i tredje kvartal i fjor. Korrigert for temperaturar var auken 0,5 TWh, i følgje Svensk Energis temperaturkorrigerte forbrukstal.

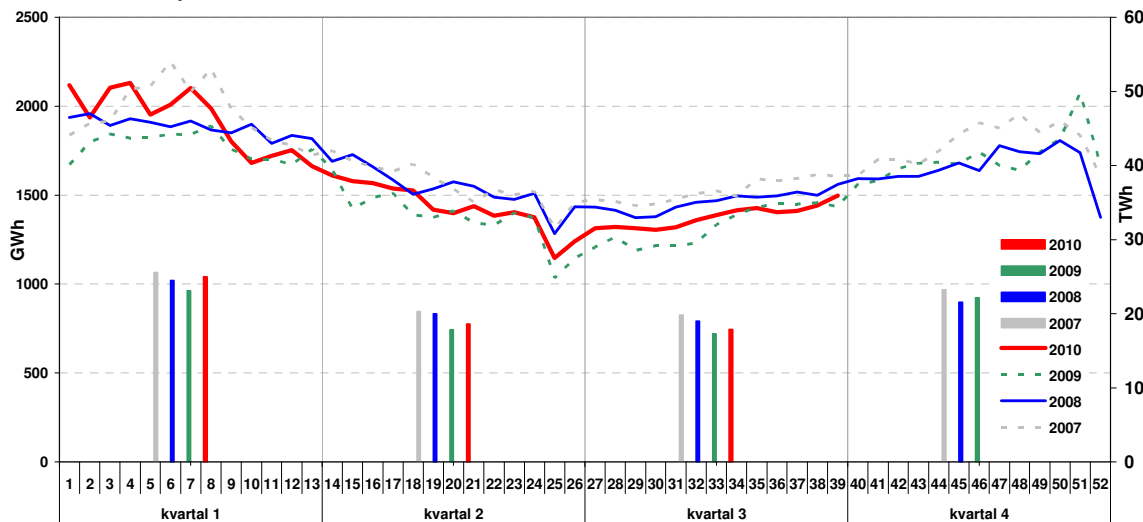
Det svenske kraftforbruket har dei siste 52 vekene vore 141,5 TWh. Det er 5,0 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene. Korrigert for temperaturar har auken vore på 0,8 TWh dei siste 52 vekene samanlikna med dei føregåande 52 vekene. Det kalde vêret i vinter har altså bidrege monaleg til auken i kraftforbruket dei siste 52 vekene samanlikna med dei føregåande 52 vekene i Sverige.

Figur 1.4.9 Svensk forbruk, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Det finske kraftforbruket var 17,9 TWh i årets tredje kvartal, noko som er 0,6 TWh meir enn i same periode i fjor. Dei siste 52 vekene har det finske forbruket vore 84,0 TWh. Det er 4,2 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene. Også i Finland medverka dei låge temperaturane i vinter til auka kraftforbruk.

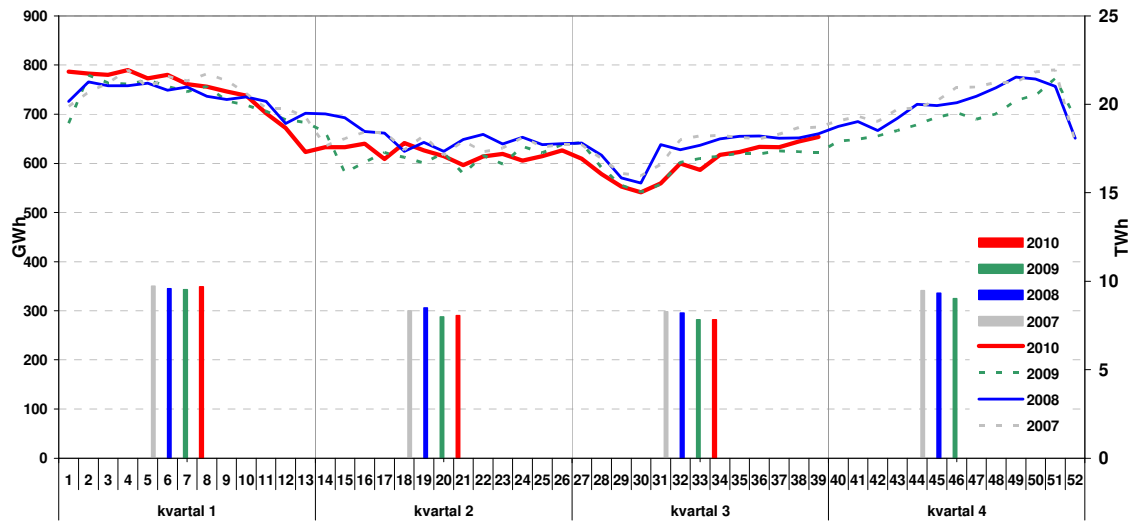
Figur 1.4.10 Finsk forbruk, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Kraftforbruket i Danmark var 7,8 TWh i tredje kvartal i år. Det er om lag like mykje som i tredje kvartal i fjor, og fordelte seg med 4,7 og 3,1 TWh på Jylland og Sjælland. Det var ein liten auke i forbruket på Jylland og ein tilsvarende nedgang i forbruket på Sjælland.

Dei siste 52 vekene har det danske kraftforbruket vore 34,7 TWh. Det er òg uendra frå dei føregåande 52 vekene. Forbruket på Jylland har vore 20,6 TWh, medan det på Sjælland har vore 14,1 TWh dei siste 52 vekene. Forbruket har falle med 0,2 TWh på Jylland og auka tilsvarende på Sjælland dei siste 52 vekene samanlikna med dei 52 føregåande vekene.

Figur 1.4.11 Dansk forbrug, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, højre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



1.5 Andre energiberarar i Noreg

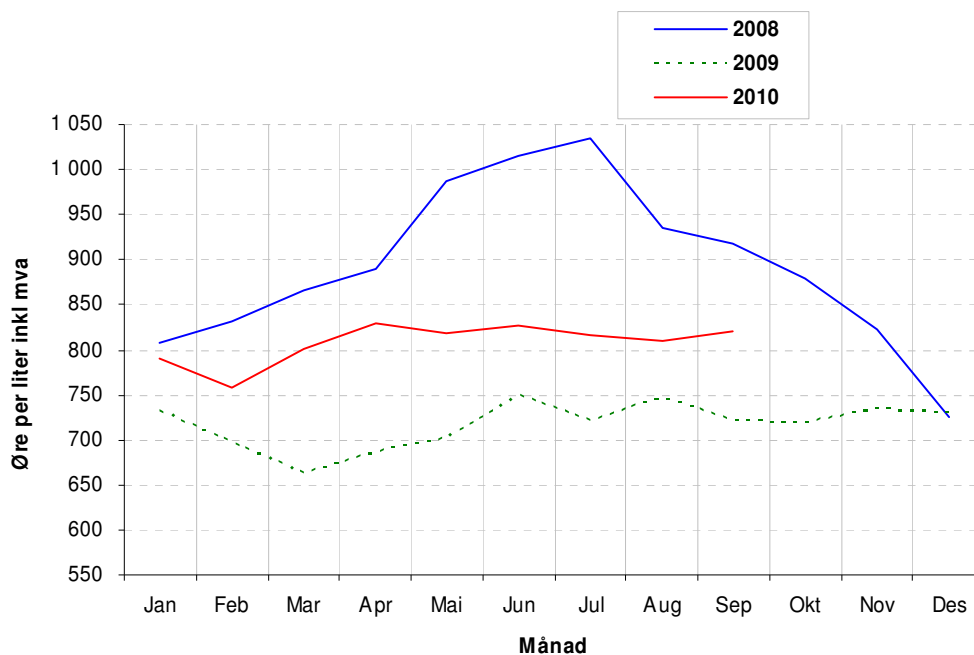
I tillegg til elektrisitet er olje, parafin, gass og biobrensel viktige energiberarar til stasjonær sluttbruk, og fjernvarme har aukande utbreiing. For andre energiberarar enn elektrisitet finst ikkje offisiell statistikk for kvartalsvis forbruk. Salstal for petroleumprodukt kan nyttast som ein indikator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

Fyringsoljar

Av petroleumprodukt 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 mv. og offentlig verksemd. Bruken av petroleumprodukt til oppvarming avhenger i stor grad av prisforholdet mellom olje og elektrisitet, fordi mange sluttbrukarar har utstyr som tillet veksling til den til ein kvar tid rimelegaste energiberaren.

Gjennomsnittsprisen⁴ for lett fyringsolje har i tredje kvartal 2010 vore om lag 12 prosent høgare enn for same periode i fjor. Grafen under viser at prisen heldt seg relativt stabil i 2009, før den steig ved inngangen av 2010 og deretter flata ut.

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

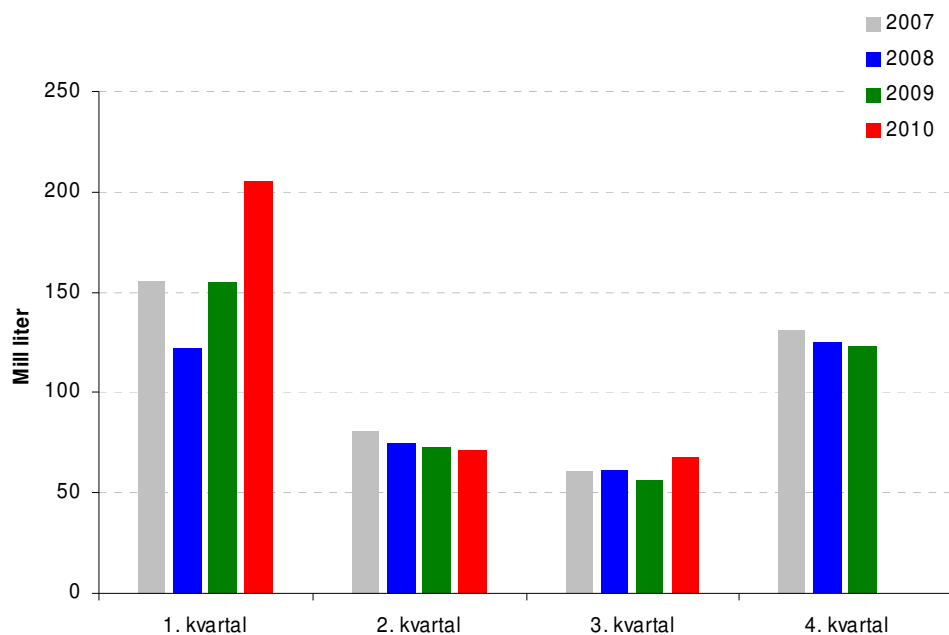


Figuren under viser at det i tredje kvartal 2010 blei selt 760 millionar liter lett fyringsolje til dei aktuelle sektorane (industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m.v., og offentlig verksemd). Det er ein oppgang på seks prosent frå tredje kvartal 2009, og 10 prosent frå tredje kvartal 2008. Oppgangen i salet skjedde innanfor gruppa hushald, næringsbygg, mv. Salet innan industri

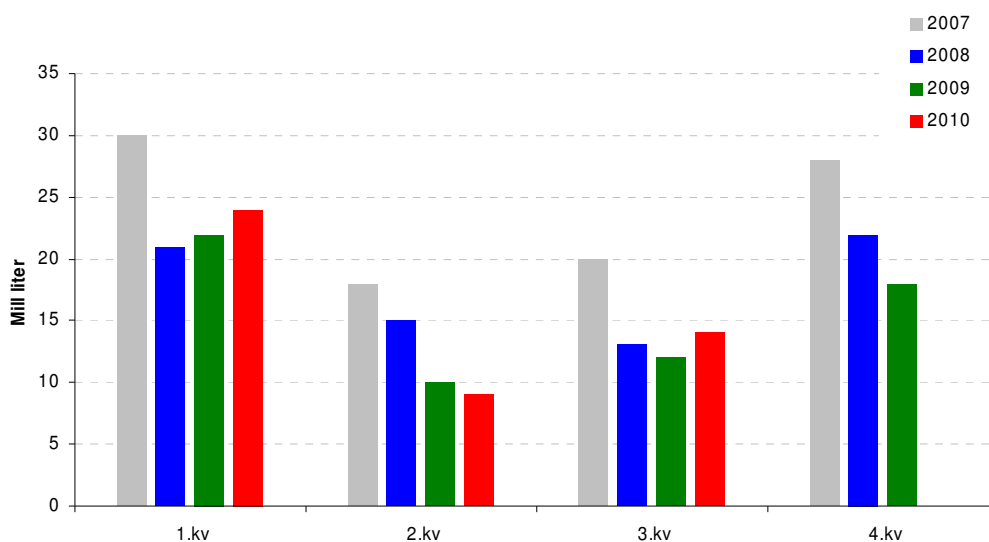
⁴ Prisane er berekna frå SSBs sin konsumprisindeks. Det er pris for fyringsolje med standard kvalitet med levering til fem ulike stadar i Noreg som samlast inn. Prisane er medrekna dropptillegg, kjøretillegg og gjennomsnittleg rabatt ved leveranse på 2000 liter. På grunnlag av desse prisane reknast eit vege gjennomsnitt.

gjekk ned, medan salet til offentlege verksemdar var stabilt. Oppgangen i salet kan truleg sjåast i samanheng med at oljeprisane ligg relativt lågt i forhold til el-prisane.

Figur 1.5.2 Kvartalsvis sal av lett fyringsolje for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m.v, og offentlege verksemdar, 2007-2010. Kjelde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



Figur 1.5.3 Kvartalsvis sal av fyringsparafin for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m.v, og offentlig verksemd, 2007-2010. Kjelde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



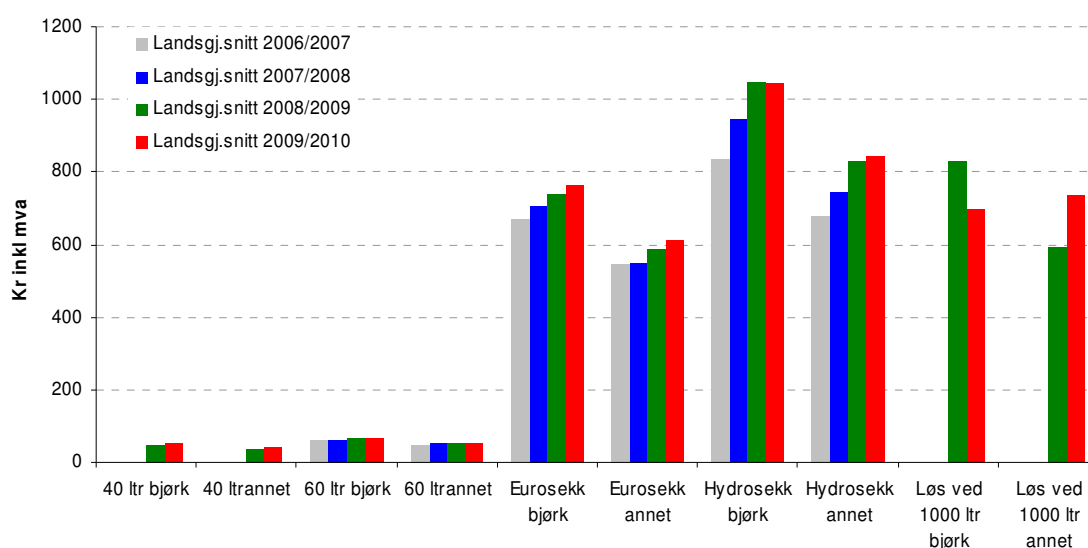
I tredje kvartal 2010 blei det selt 14 millionar liter fyringsparafin mot 12 millionar liter i tredje kvartal 2009, og 14 millionar i tredje kvartal 2008. Det er ei auke på 17 prosent i forhold til same kvartal i fjor. Det er mogleg at auken i salet kan sjåast i samanheng med bekymring for høge kraftprisar vinteren 2010.

Ved

Norsk Ved gjennomfører årleg ei marknadsspørjeundersøking blant sine medlemmer. Figuren viser landsgjennomsnitt for kva prisar medlemmene rapporterte å operere med vintrane 2006/2007, 2007/2008, 2008/2009 og 2009/2010.

Som ein ser av figur 1.5.4 har prisane på nokre av produkta stege noko. Eurosekkar steig med mellom 3 og 4 prosent, mens 40 liters sekker steig med ca 8-15 prosent. Laus favn steig med 24%. Prisane viser relativt store variasjonar på landsbasis, og tala frå Norsk Ved viser at prisane på Sørlandet låg høgast, mens Vestlandet såg ut til å ha dei lågaste prisane.

Figur 1.5.4 Priser for ved fyringssesongane 2006/2007, 2007/2008, 2008/2009 og 2009/2010. Utvalde volumgrupper. Kjelde: Norsk Ved



SSBs tal for 2009 viser at vedbruken i norske hushald og fritidshus det året var 1,57 millionar tonn. Til saman utgjer dette eit teoretisk energiinnhald på ca 7,3 TWh og nyttiggjort energi på ca 3,9 TWh. Sjå NVEs kvartalsrapport 2/2010 for meir informasjon.

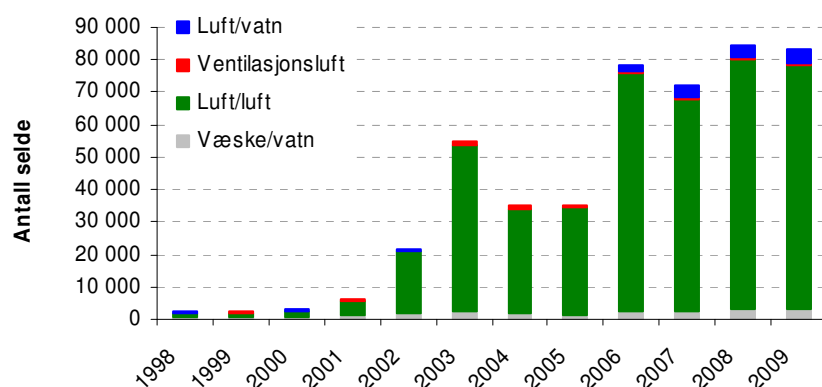
Anna bioenergi

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

Varmepumper

Statistikk frå NOVAP viser at salet av varmpumper i 2009 var noko mindre enn i 2008. Salet i segmentet luft/vatn auka litt, mens væske/vatn og luft/luft blei noko redusert. Segmentet ventilasjonsluft blei redusert med 15 prosent. Salet av varmpumper har halde seg på eit høgt nivå sidan 2006, og NOVAP reknar med at meir enn 500 000 hushald har varmpumpe installert. I følgje utrekningar frå NOVAP medverka varmpumpene som blei selt i 2009 til energisparing på ca 874 GWh for 2009. Totalt medverka varmpumpene til energisparing på ca. 7,6 TWh ved utgangen av 2009 i følgje tal frå NOVAP.

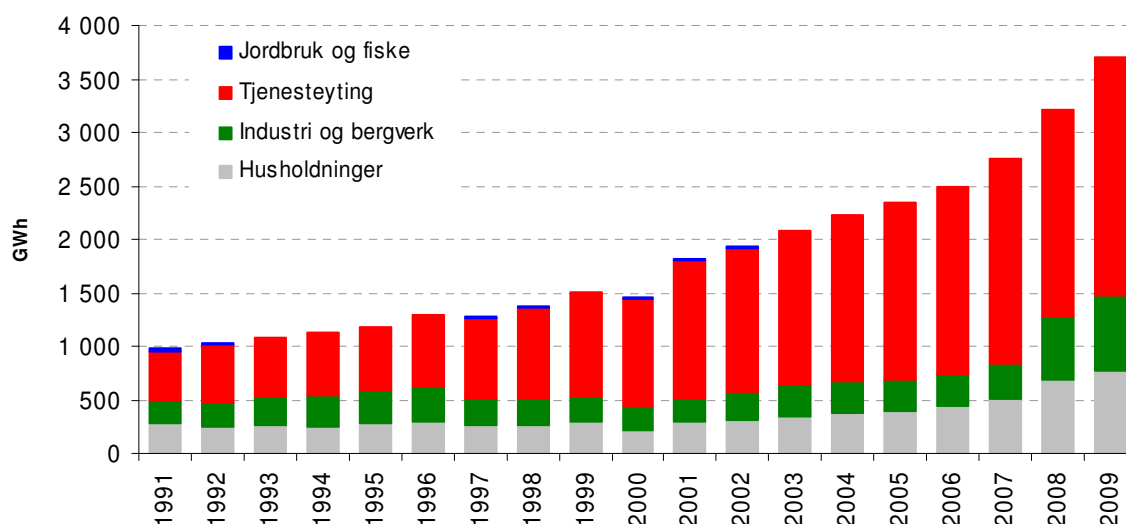
Figur 1.5.5 Sal av varmepumper, 1998-2009. Kjelde: NOVAP



Fjernvarme

Sjå kvartalsrapport 3/2009 for informasjon om sal av fjernvarme og bruk av energikjelde i fjernvarmen, samt kvartalsrapport 2/2009 for fordeling av varmen på ulike brukargrupper.

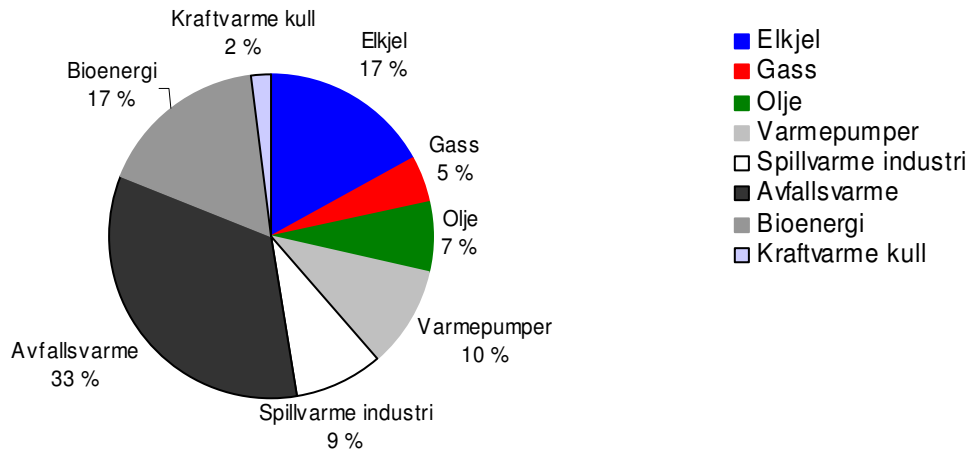
Figur 1.5.6 Utvikling i produksjon av fjernvarme. Kjelde: Norsk Fjernvarme



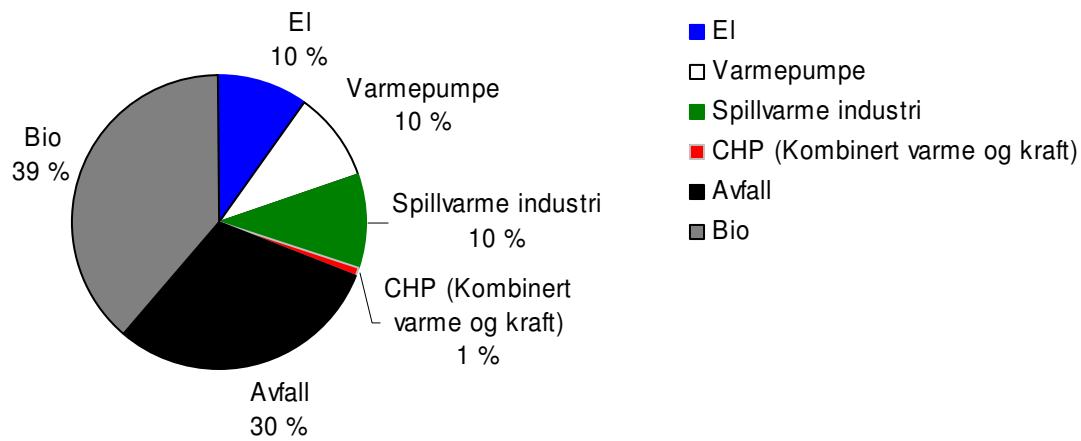
Norsk Fjernvarme estimerer at det i 2009 blei levert 3,7 TWh, inkludert noko damp til industri. Leveransen har gått til hushald (21%), næringsbygg i offentlig og privat tenesteyting (60%) og industri (19%). Figuren viser korleis produksjonen fordeler seg.

Figur 1.5.7 viser korleis produksjonen i 2009 fordeler seg på ulike energiberarar. Avfallvarme, bioenergi og elkjellar var dominerande. Figur 1.5.8 viser korleis Norsk Fjernvarme forventar at produksjonen skal fordele seg i 2020.

Figur 1.5.7 Produksjon av fjernvarme 2009, fordelt på ulike varmesentraler. Kjelde: Norsk Fjernvarme



Figur 1.5.8 Forventa fordeling av energibærer/energikjelder i produksjon av fjernvarme i 2020. Kilde: Norsk Fjernvarme



Gass

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

1.6 Kraftutveksling

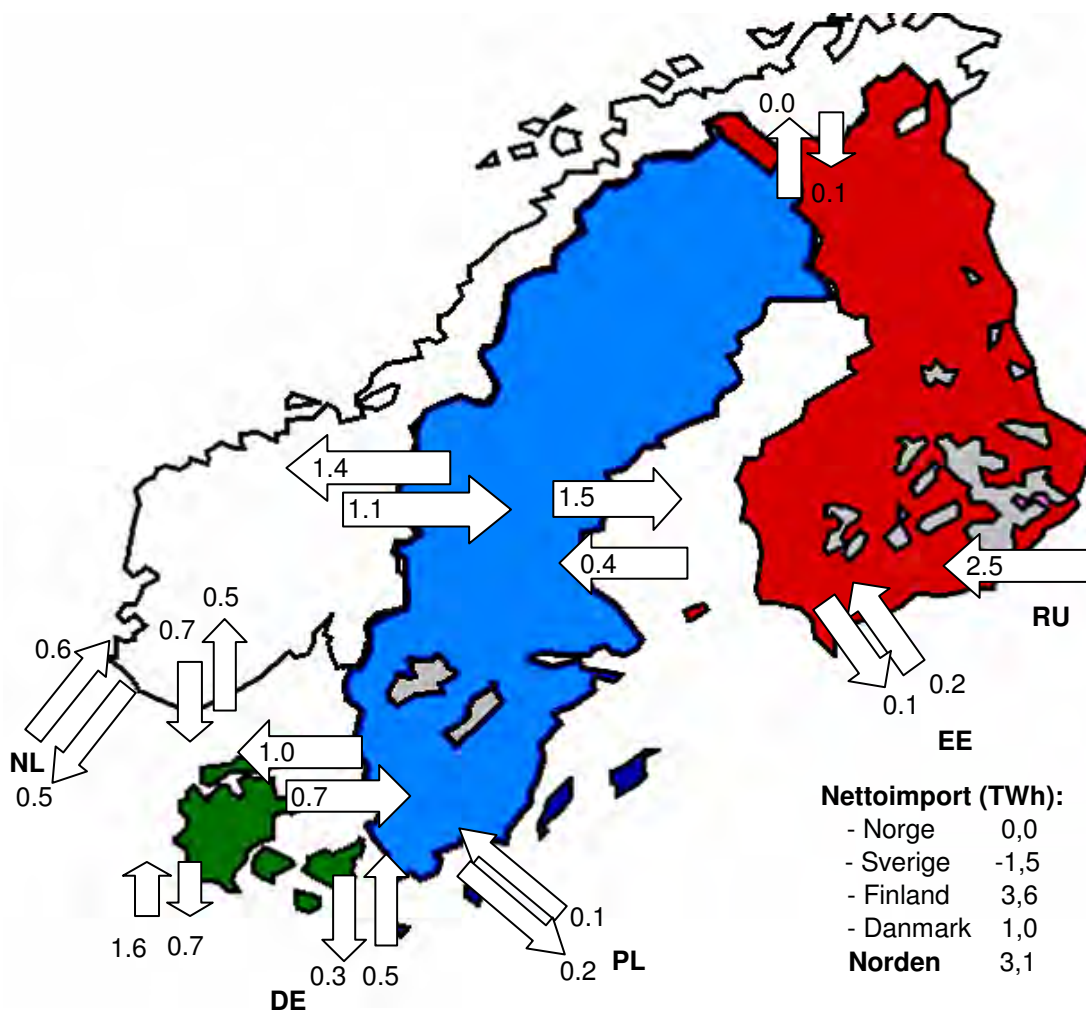
Den nordiske nettoimporten var 3,1 TWh i tredje kvartal. Det er ein nedgang på 1,9 TWh frå same kvartal i fjor. Den største endringa var i Noreg. Der var kraftutvekslinga i balanse i tredje kvartal, mot 4,1 TWh norsk nettoeksport i tilsvarende kvartal i

TWh	3.kv. 2010	3.kv 2009	Siste 52 veker	Føregående 52 veker
Norge	0,0	-4,1	3,4	-8,9
Sverige	-1,5	0,5	2,9	3,9
Finland	3,6	3,4	10,8	-10,5
Danmark	1,0	1,4	-0,5	-0,3
Norden	3,1	1,2	16,6	5,2

fjor. Nedgangen i den norske nettoeksporten må sjåast i samanheng med låg norsk kraftproduksjon og magasinifylling godt under normalt. Sverige var einaste land med nettoeksport i tredje kvartal.

I dei siste 52 vekene har det vore 16,6 TWh nettoimport. Det er 11,4 TWh meir enn i det føregående 52 vekene. Det er hovudsakleg det siste halvåret det har vore ein auke i den nordiske nettoimporten.

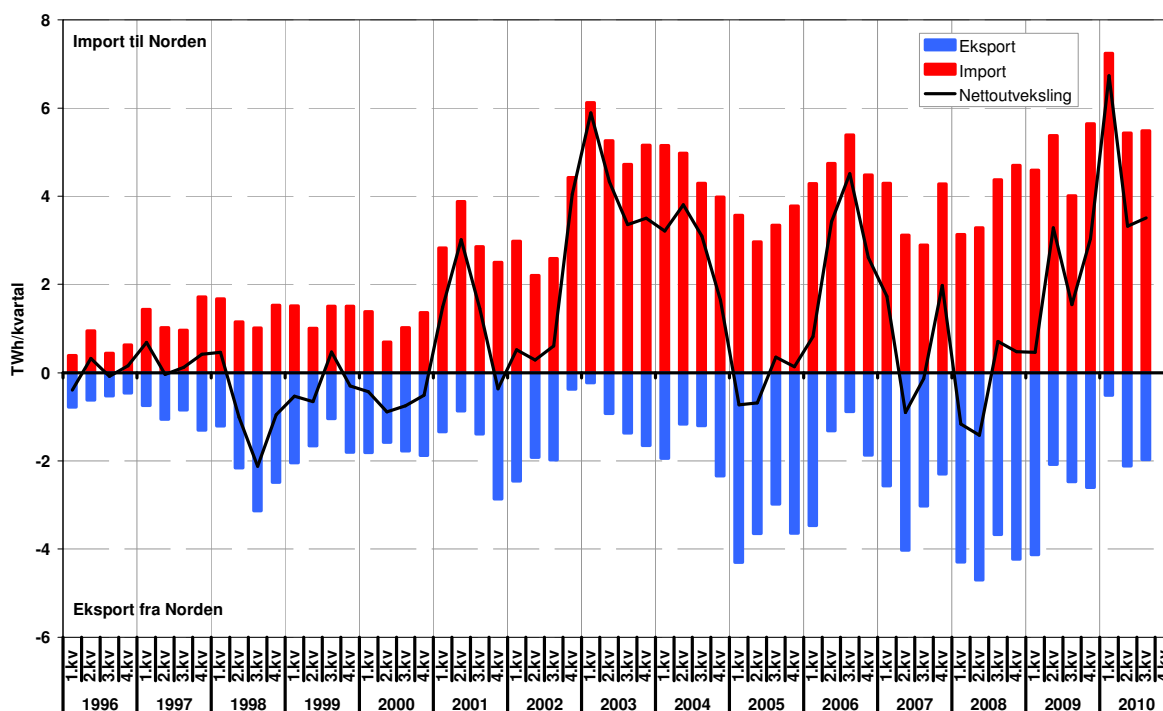
Figur 1.6.1 Import og eksport i Norden i tredje kvartal 2010, TWh. Kjelde: Nord Pool



Auken i den nordiske importen samanlikna med tredje kvartal i fjor var hovudsakleg på forbindelsane til Tyskland og Nederland. Det var til saman 1,1 TWh nordisk nettoimport frå Tyskland siste kvartal, medan det var 0,1 TWh nordisk nettoeksport frå Tyskland i same kvartal i fjor. Frå Nederland utgjorde

nettoimporten 0,1 TWh sist kvartal - mot 0,7 TWh nordisk nettoeksport til Nederland same kvartal i fjor.

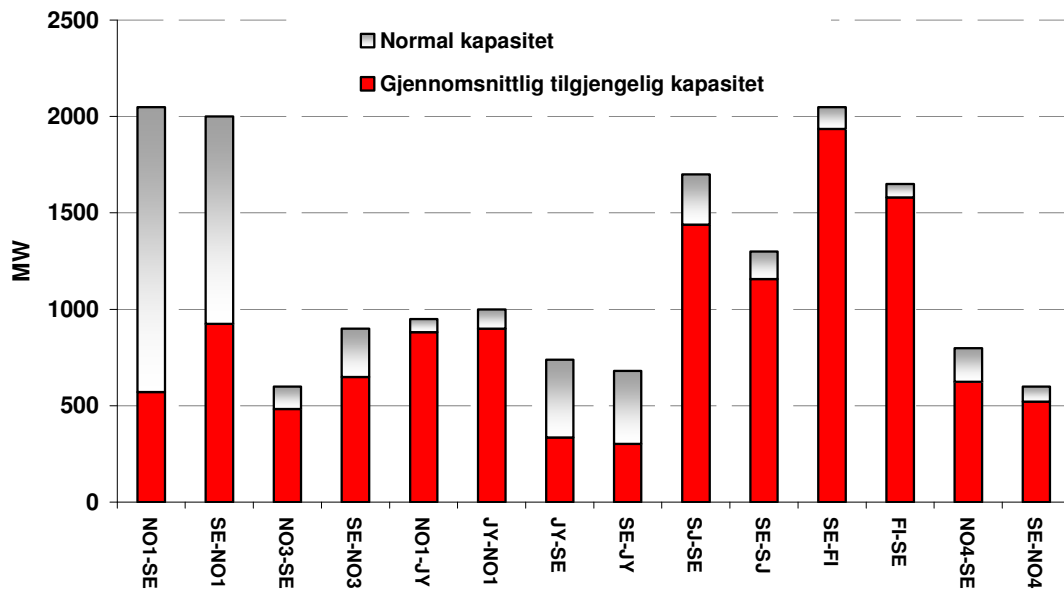
Figur 1.6.2 Nordens netto kraftimport, 1995-2010. TWh, Kjelde: Nord Pool



Det har i lengre tid vore reduksjonar i overføringskapasiteten mellom Sør-Noreg og Sverige grunna arbeidet på Oslofjord-kabelen. I tredje kvartal var den gjennomsnittlige overføringskapasiteten i retning Sverige 26 prosent av normal overføringskapasitet. Det er ein betydeleg reduksjon samanlikna med kvartalet før. Då var 86 prosent av normal overføringskapasitet tilgjengeleg. Dei største reduksjonane var i august. Det har i snitt og vore lågare overføringskapasitet frå Sverige i retning Sør-Noreg i tredje kvartal jamført med kvartalet før. I andre halvdel av september har overføringskapasiteten vore stabil på 1745 MW i begge retningar som er 85 prosent av normal kapasitet. Reduksjonane skuldast arbeid på Hasle stasjon.

Det har og vore mindre reduksjonar på dei andre nordiske forbindelsane. Mellom Jylland og Sverige er mindre enn halvparten av den normale overføringskapasiteten tilgjengeleg grunna feil på Kontiskan-kabelen.

Figur 1.6.3 Tilgjengelig og maksimal kapasitet på utvalgte nordiske overføringsforbindelser 2. kvartal 2010, MW. (fra – til) Kjelde: Nord Pool

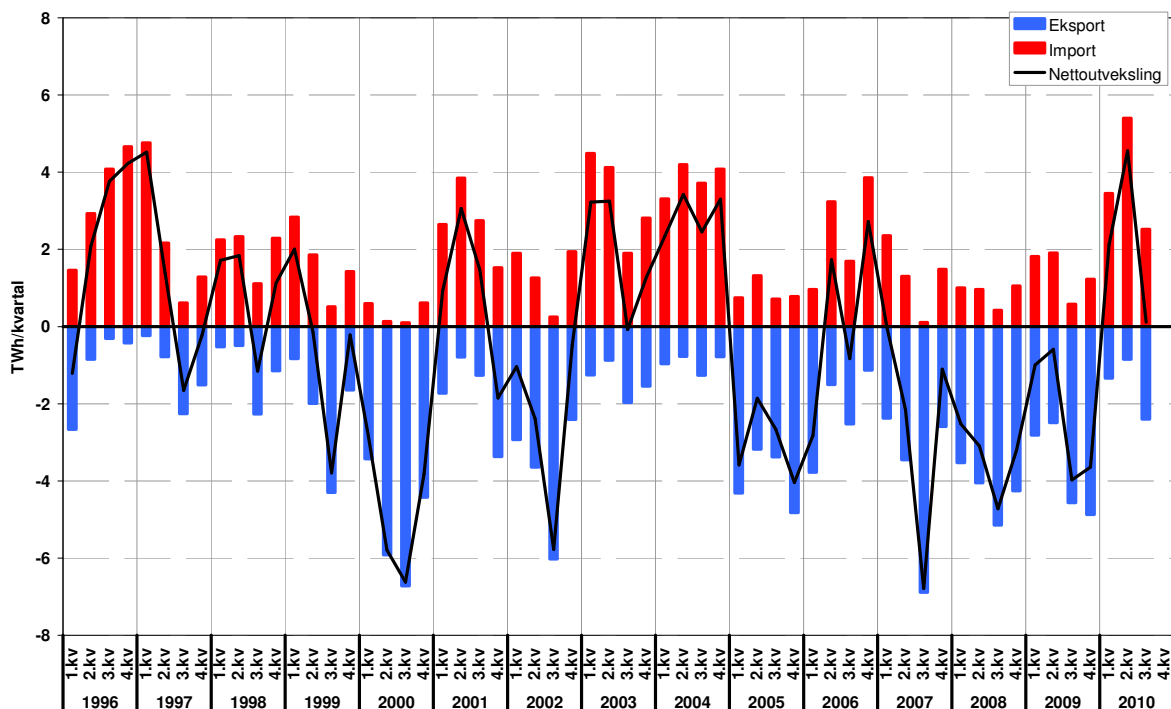


1.6.1 Noreg

Den norske kraftutvekslinga var i balanse siste kvartal. Låge tilsig og låg magasinfyllding har medverka til låg norsk vasskraftproduksjon. I første halvdel av kvartalet var det norsk nettoimport, medan det var norsk nettoeksport i siste halvdel av kvartalet. Det har vore stor variasjon i utvekslinga mellom Sør-Noreg og Sverige. Reduksjonane i overføringskapasitet mellom Sør-Noreg og Sverige har dempa utvekslinga i begge retningar. Det har i stor grad vore kraftoverføring frå Nord-Noreg til Midt-Noreg via Sverige ved at det typisk har vore eksport frå Nord-Noreg til Sverige og import frå Sverige til Midt-Noreg.

Den norske nettoimporten har vore 3,4 TWh dei siste 52 vekene. I dei føregåande 52 vekene var det 8,9 TWh norsk nettoeksport. Ein kald vinter med høgt forbruk kombinert med lite tilsig og låg fyllingsgrad i dei norske magasinane har bidrege til høg norsk import i vinter og utover sommaren jamført med tidlegare år.

Figur 1.6.4 Norsk kraftutveksling, 1995-2010. TWh. Kjelde: Nord Pool



1.6.2 Dei andre nordiske landa

Sverige var det einaste landet i Norden som var nettoeksportør av elektrisk kraft i tredje kvartal. Den samla svenske nettoeksporten var 1,5 TWh. Det var 0,5 TWh svensk nettoimport i tilsvarende kvartal i fjor. Det var i stor grad auka svensk eksport til Noreg som forklarar endringa i den svenske utvekslinga. Den svenske nettoeksporten til Noreg var 0,3 TWh i tredje kvartal. I same kvartal i fjor var det 2,1 TWh norsk nettoeksport til Sverige. Auka svensk kjernekraftproduksjon har medverka til eksportauken. Den svenske nettoimporten frå Tyskland var 0,2 TWh i tredje kvartal. Sverige importerte frå Tyskland hovudsakleg om natta og eksporterte om dagen. Den svenske nettoeksporten til Tyskland vart delvis utlikna av svensk nettoeksport til Polen og totalt var det 0,1 TWh svensk nettoimport frå kontinentet. Det er 0,3 TWh mindre enn i tilsvarende kvartal i fjor.

Det var mindre endringar i den finske kraftutvekslinga siste kvartal samanlikna med same kvartal i fjor. Den finske importen frå Russland var 2,5 TWh. Det er like mykje som i tilsvarende kvartal i fjor, men ein nedgang på 0,6 TWh frå andre kvartal i år. Det er normalt full utnytting av den finske importkapasiteten frå Russland. Nedgangen frå førre kvartal skuldast vedlikehald i byrjinga av kvartalet. Det var 1,1 TWh finsk nettoimport frå Sverige i tredje kvartal. Det er ein auke på 0,4 TWh samanlikna med same kvartal i fjor. Høgare svensk kjernekraftproduksjon samanlikna med tredje kvartal i fjor har medverka til denne auka.

Det var 1,0 TWh dansk nettoimport i tredje kvartal. Det er 0,4 TWh mindre enn i same kvartal i fjor. Det er først og fremst lågare nettoimport frå Noreg som forklarar nedgangen. Den danske nettoimporten frå Noreg var 0,2 TWh i tredje kvartal. Det er 0,9 TWh mindre enn i tredje kvartal i fjor. Det var betydeleg høgare dansk import frå Tyskland siste kvartal. Totalt var den danske nettoimporten frå Tyskland 0,9 TWh tredje kvartal. I same kvartal i fjor var den danske utvekslinga med Tyskland i balanse.

1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden

1.7.1 Spotmarknaden

Dei nordiske marknadsområda hadde gjennomsnittlege spotprisar på mellom 363 og 414 kr/MWh i tredje kvartal i 2010. Dette er ein god del høgare enn i tilsvarende kvartal i fjor, rundt 40 prosent for dei norske marknadsområda og rundt 20 for dei andre.

Høgare spotprisar denne hausten i forhold til i fjor haust kan blant anna forklarast av dei hydrologiske forholda. Lite tilsig gjennom 2010 har gitt relativt låg magasinbefylling, noko som har gjenspeila seg i kraftprisane. Vidare var prisane i den nordiske marknaden meir samanfallande og varierte mindre gjennom kvartalet enn i fjor haust. Dette kan indikera at endringane i vår og tilsig ikkje har leda til så høg produksjon at vi har fått nokon langvarig prispress.

Dei nordiske kraftprisane blir påverka av kontinentet gjennom kraftutveksling med Nord-Europa. Her er kraftprisane i større grad drive av prisane på fossile brensel og prisen på CO₂-kvotar. Dei tyske spotprisane låg ofte under dei nordiske i tredje kvartal. Dette ga relativt høg nordiske etterspørselen etter kraft frå Tyskland. Høgare prisar i Nord-Europa kunne ha gitt høgare prisar i den nordiske marknaden enn det som blei realisert.

Dei norske gjennomsnittlege spotprisane endra seg lite frå andre til tredje kvartal 2010. I Aust-, Sørvest- og Vest-Noreg (NO1, NO2 og NO5) gjekk snittprisen noko ned, medan prisane i Midt- og Nord-Noreg (NO3 og NO4) auka noko. Aust-, Sørvest- og Vest-Noreg hadde den lågaste snittprisen i den nordiske marknaden, med 363 kr/MWh. Til samanlikning hadde desse tre marknadsområda høgast pris i Norden i andre kvartal 2010. Midt- og Nord-Noreg hadde snittprisar på 370 og 366 kr/MWh i tredje kvartal, noko under den gjennomsnittlege spotprisen i Sverige. Prisane i Sverige, Finland og i dei to danske områda auka med 8 til 17 prosent frå andre kvartal.

Sverige og Finland hadde snittprisar på 372 og 380 kr/MWh i tredje kvartal, ein auke på 11 og 15 prosent frå andre kvartal. Desse to områda har ofte like prisar. Prisforskjellen i tredje kvartal skuldast at det i Finland måndag og tysdag 12. og 13. juli var fleire timar med svært høg pris, opp mot 2408 kr/MWh på tysdag. Dei høge timeprisane skuldast redusert importmoglegheit frå Russland, auka forbruk og utfall av kjernekraftverket Loviisa 1. I tillegg var det redusert importmoglegheit frå Sverige grunna arbeid på ei overføringslinje. Dei høge timeprisane trakk opp den finske snittprisen.

Elspotprisar kr/MWh	3. kv. 2010	Endring frå 3.kv. 2009	Endring frå 2.kv. 2010	Siste 12 mnd.	Endring frå føregåande 12 mnd.
Aust-Noreg (NO1)	363	43 %	-2 %	385	17 %
Sørvest-Noreg (NO2)	363	43 %	-2 %	364	10 %
Midt-Noreg (NO3)	370	39 %	4 %	416	20 %
Nord-Noreg (NO4)	366	36 %	2 %	410	19 %
Vest-Noreg (NO5)	363	43 %	-2 %	364	10 %
Sverige	372	19 %	11 %	408	14 %
Finland	380	21 %	15 %	407	14 %
Jylland (DK1)	370	21 %	8 %	341	-4 %
Sjælland (DK2)	386	17 %	17 %	422	10 %
Estlink ⁵	414	-	43 %	-	-
Tyskland (EEX)	349	8 %	5 %	331	-30 %

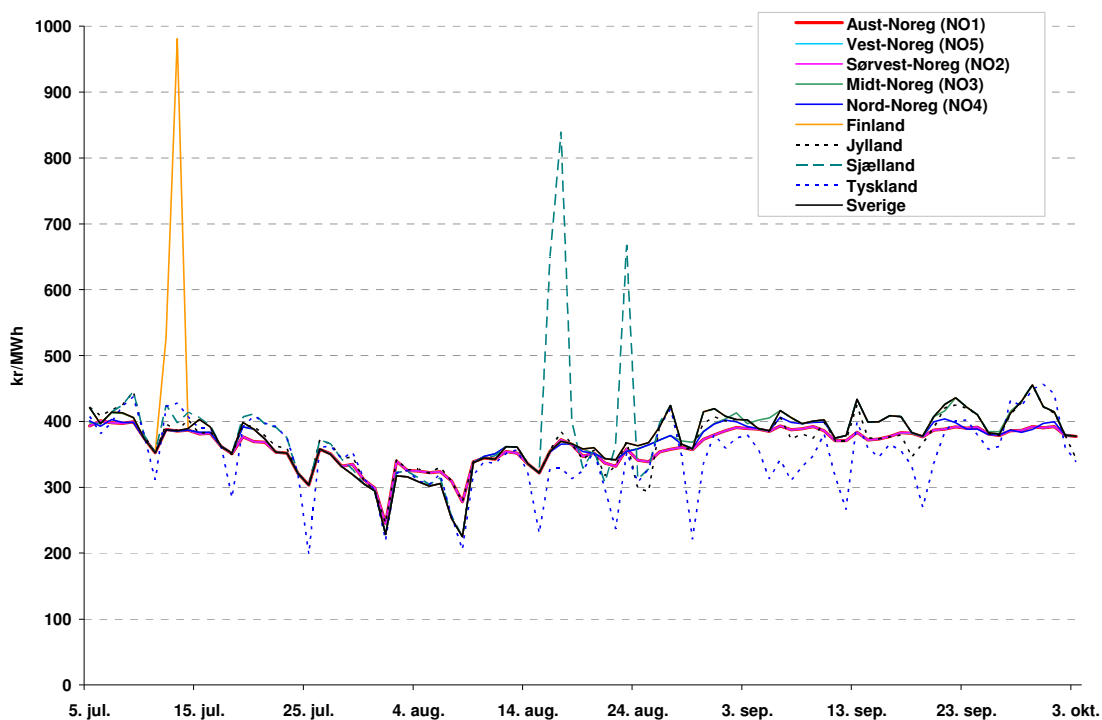
⁵ 1. april opna eit nytt estisk prisområde på Nord Pool Spot.

Det danske marknadsområdet Sjælland (DK2) hadde ein snittpris på 386 kr/MWh i tredje kvartal. Snittprisen i området vart trekt opp av høge prisar i høglasttimane den 17. og 23. august. Til dømes var prisen oppe i 1214 kr/MWh tysdag 17. august. I perioden var det lite tilgjengeleg overføringskapasitet ut og inn av området, låg vindkraftproduksjon og høg etterspørsel.

Snittprisen på den tyske kraftbørsen European Energy Exchange var 349 kr/MWh i tredje kvartal, ein auke på 5 prosent frå andre kvartal. Dei tyske prisane for enkelttimar var ofte under prisen i den nordiske marknaden, særleg i siste halvdel av tredje kvartal.

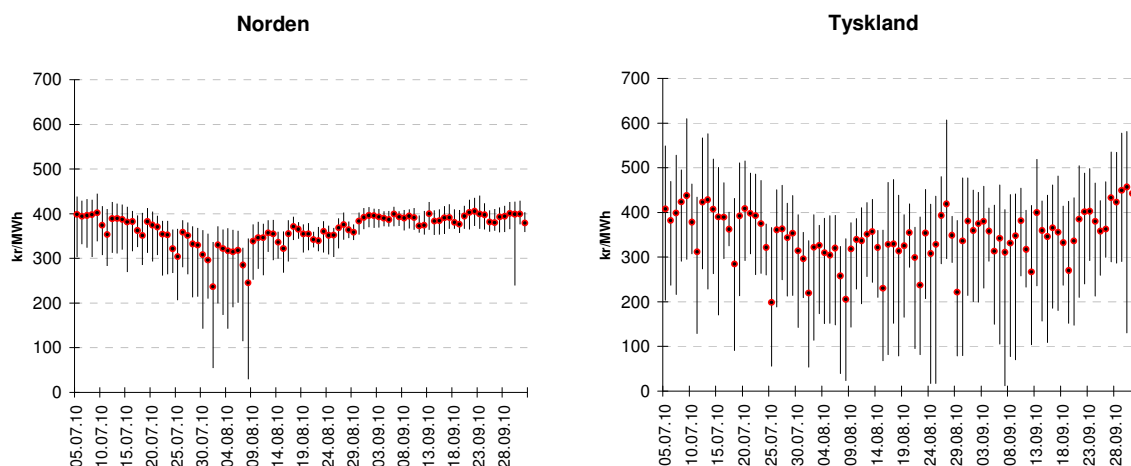
Figur 1.7.1 viser døgnsnittet for dei nordiske marknadsområda for kraft samt døgnsnittet på den tyske kraftbørsen EEX. I figuren ser vi at dei nordiske kraftprisane er nokså samanfallande, og at dei ligg over dei tyske døgnsnittene i siste halvdel av andre kvartal. Vi ser òg pristoppene, presentert som døgngjennomsnitt, i Finland og på Sjælland.

Figur 1.7.1 Spotprisar i tredje kvartal 2010, 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 viser regelmessig stor variasjon gjennom døgnet. Den tyske kraftmarknaden baserer seg på termisk kraftproduksjon saman med vindkraftproduksjon. I eit slikt system varierar prisane meir over døgnet enn i den nordiske marknaden. Prisane er typisk høgare på dagtid når etterspurnaden er høg og lågare om natta når etterspurnaden er låg. Prisforskjellane mellom dag og natt forsterkar seg dersom det bles om natta og ikkje om dagen, slik at vindkraftproduksjonen er høg når etterspurnaden er låg og omvendt. Figur 1.7.2 visar at prisvariasjonane gjennom 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 visar omfanget av prisforskjellar mellom marknadsområda på Nord Pool samt EEX i tredje kvartal. Vi ser til dømes at Midt-Noreg (NO3) hadde høgare pris enn Aust-Noreg (NO1) i 41,9 prosent av timane i årets tredje kvartal.

Tabell 1.7.1 Prosentdel av timane i tredje kvartal 2010 med prisforskjellar mellom prisområda. Kjelde: Nord Pool

3. kvartal 2010		Lågast elspot-pris									
		NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	Sverige	Finland	Jylland	Sjælland	EEX
Høgast elspot-pris	NO1		1.1 %	13.3 %	19.0 %	1.1 %	11.9 %	11.9 %	14.5 %	11.6 %	55.1 %
	NO2	0.4 %		13.6 %	18.5 %	0.4 %	11.4 %	11.4 %	14.5 %	12.0 %	55.1 %
	NO3	41.9 %	41.9 %		17.8 %	41.9 %	8.1 %	8.1 %	33.3 %	10.2 %	61.8 %
	NO4	34.7 %	34.7 %	0.1 %		34.7 %	3.3 %	3.3 %	28.3 %	5.6 %	58.6 %
	NO5	0.0 %	0.0 %	13.2 %	18.1 %		11.0 %	11.0 %	14.5 %	11.6 %	55.0 %
	Sverige	36.8 %	36.8 %	9.2 %	20.2 %	36.8 %		0.0 %	28.2 %	2.7 %	64.5 %
	Finland	37.8 %	37.8 %	10.0 %	20.9 %	37.9 %	1.1 %		29.2 %	3.8 %	65.4 %
	Jylland	28.8 %	29.5 %	23.7 %	32.8 %	29.6 %	18.5 %	18.2 %		11.8 %	62.6 %
	Sjælland	42.8 %	43.7 %	22.1 %	32.7 %	43.7 %	17.3 %	16.7 %	32.6 %		68.3 %
	EEX	44.9 %	44.9 %	38.2 %	41.4 %	45.0 %	35.5 %	34.6 %	37.3 %	31.5 %	

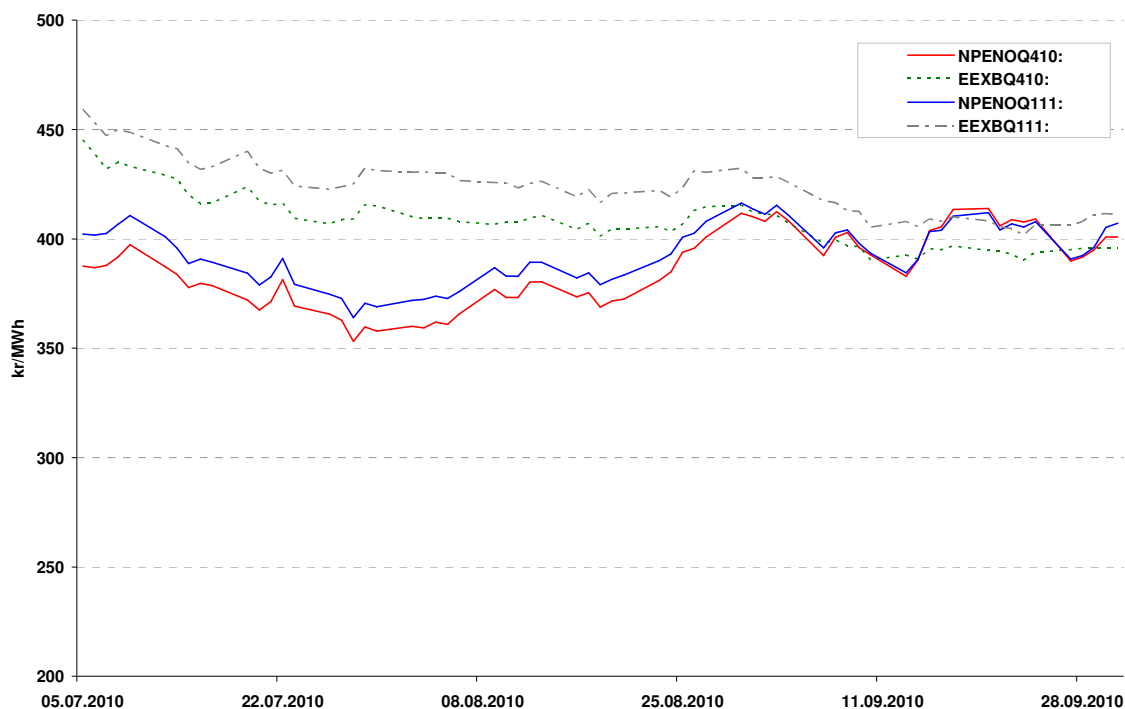
1.7.2 Terminmarknaden

Prisen på terminkontraktar ved Nord Pool med levering i fjerde kvartal 2010 og første kvartal 2011 auka marginalt gjennom tredje kvartal 2010. Ved starten av kvartalet kunne kontrakten for fjerde kvartal 2010 handlast for 387 kr/MWh, mens kontrakten for første kvartal 2011 blei handla for 402 kr/MWh. Ved utgangen av kvartalet hadde prisen på desse kontraktane auka til 401 og 407 kr/MWh. Prisen på dei to kontraktane var nokså samanfallande frå starten av september og ut kvartalet.

Terminprisen på kontraktane for fjerde kvartal 2010 og første kvartal 2011 ved den tyske kraftbørsen European Energy Exchange bevega seg nedover frå start til slutt av tredje kvartal. Prisen på ein terminkontrakt for levering i fjerde kvartal 2010 og første kvartal 2011 var 445 og 459 kr/MWh i starten av kvartalet. På slutten av kvartalet hadde prisen på begge kontraktane gått ned med 11 prosent, til 396 og 411 kr/MWh.

I starten av tredje kvartal låg prisen på dei tyske terminkontraktane høgare enn prisen på dei nordiske, mens dei på slutten av kvartalet var meir like. Terminprisane på dei to nordiske kontraktane var samanfallande med den tyske terminkontrakten for fjerde kvartal i slutten av august og i delar av september. I nesten heile veke 38 låg prisen på dei to nordiske kontraktane over prisen på dei to tyske.

Figur 1.7.3 Prisutvikling på utvalgte finansielle kraftkontraktar i tredje kvartal 2010, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool Spot



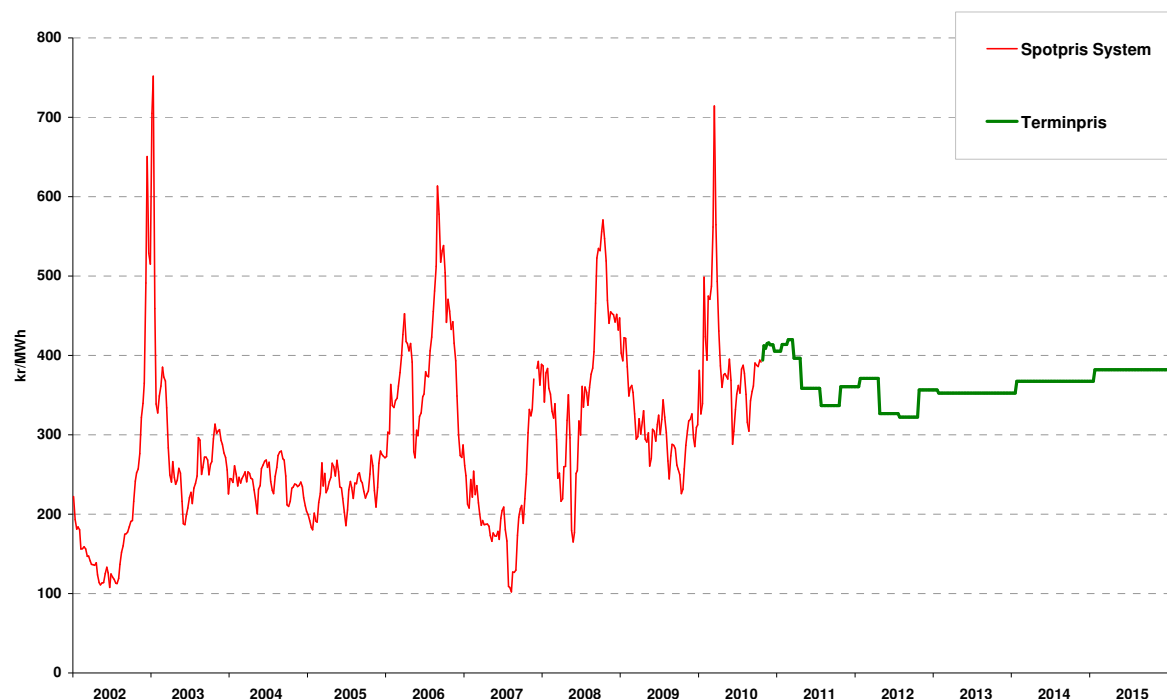
Ein euro kosta i snitt 8,0 kroner i tredje kvartal mot 7,9 kroner i første kvartal. Figur 1.7.4. viser at euroen har svekka seg betrakteleg mot krona sia i fjor.

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



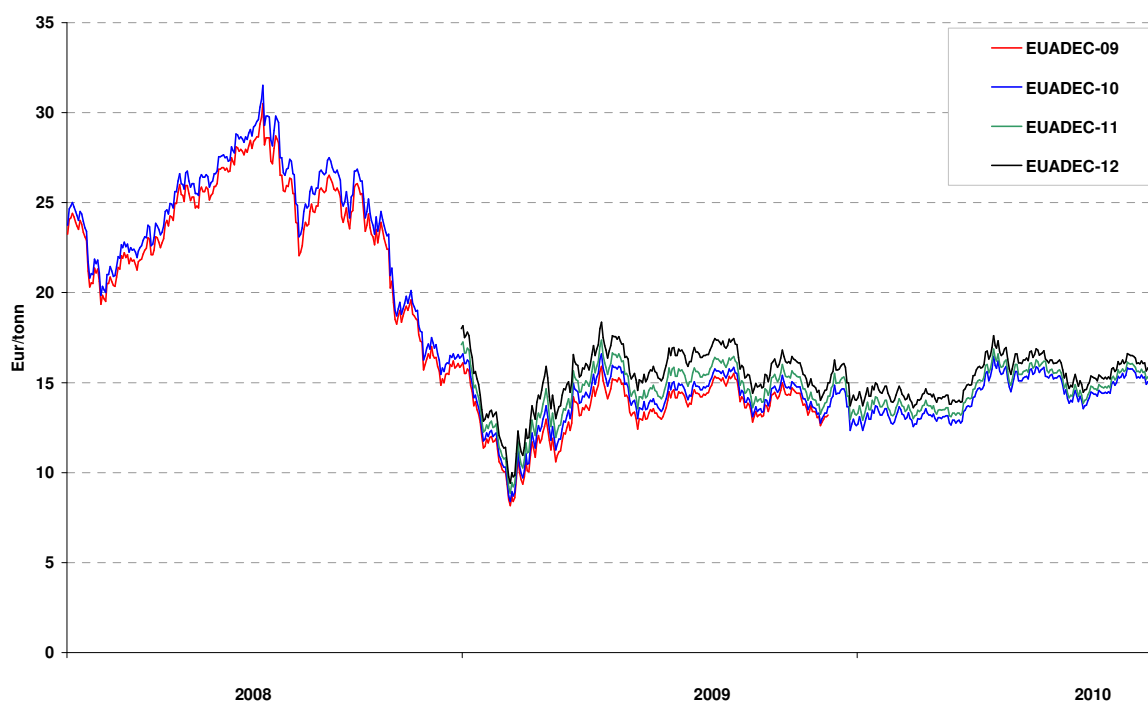
I siste veka i tredje kvartal 2010 var systemprisen på Nord Pool 391 kr/MWh. Terminprisane ut år 2015 låg den siste handledagen i tredje kvartal på mellom 322 og 420 kr/MWh, høgast pris var det for vinteren 2011.

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



Prisen på CO₂ påvirker prisen på elektrisk kraft då utsleppsrettane er ein del av kostnadane i termisk kraftproduksjon. I tredje kvartal 2010 kosta ein utsleppsrett for CO₂ i 2010 i gjennomsnitt 14,8 euro/tonn ein nedgang på 0,4 euro frå kvartalet før. Gjennomsnittsprisen for utsleppsrettar for 2011 og 2012 var 15,1 og 15,6 euro/tonn.

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



Frå midten av 2008 fall prisen på utsleppsrettar for CO₂ frå omkring 30 euro/tonn til omkring 8 euro/tonn i midten av februar 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, kor den haldt

seg meir eller mindre stabil ut året. Frå og med andre kvartal 2010 har prisen på utslepp av CO₂ halde seg rundt 15 euro/tonn.

Mot slutten av 2008 fall prisen for naturgass på dei tre største handelsplassane, National Balancing Point (NBP) i Storbritannia, Zeebrugge i Belgia og Title Transfer Facility i Nederland, betydeleg. Prisnedgangen heldt fram inn i 2009 men så gjekk prisane noko opp igjen. I 2010 har prisane på gass på desse handelsplassane gått frå å ligge rundt 100 øre/Sm³ i først kvartal og til å gå opp til 182 øre/Sm³ på det høgaste i veke 27 i sommar.

Prisen på gass på NBP gjekk ned frå 182 øre/Sm³ i veke 27 til 154 øre/Sm³ i veke 39. Noko av nedgangen skuldast at det britiske pundet har svekka seg mot krona i perioden. Snittprisen på gass låg på 156 øre/ Sm³ i tredje kvartal. Dette er 31 øre høgare enn snittprisen i andre kvartal.

Tar ein utgangspunkt i eit kraftverk i Storbritannia med ein nytteeffekt på 55 prosent, ville brenselkostnadane for gass handla på spotmarknaden (eksklusiv rørtariff innanlands) i tredje kvartal vore i snitt 281 kr/MWh. Det er ein auke på 56 kr/MWh i forhold til andre kvartal 2010. Til samanlikning var brenselkostnaden i tredje kvartal 2009 i snitt 121 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 tredje kvartal 2010.

Figur 1.7.7 Gassprisar front quarter i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) 2006 – 2010, øre/Sm³. Kjelde: Syspower og Spectron Group Limited



Prisen på kol gjekk noko ned i løpet av tredje kvartal 2010. I veke 27 vart kontrakten for det nærmaste kvartalet (Front Quarter) handla for 95 dollar/tonn. Ved utgangen av kvartalet, veke 39, var prisen 96 dollar/tonn. Snittprisen i tredje kvartal enda på 93 dollar/tonn, då prisen var under 92 dollar/tonn i fleire veker. Det er 3 dollar høgare enn i kvartalet før.

Med ein kolpris på 93 dollar/tonn ville brenselkostnaden (eksklusiv transport frå Antwerpen/Rotterdam/Amsterdam til kraftverket) i eit kolkraftverk som bruker importert kol med 40 prosent nytteeffekt, ha vore 183 kr/MWh. Dette er 3 kroner meir enn i andre kvartal 2010. Til samanlikning var denne kostnaden 140 kr/MWh i tredje kvartal 2009.

Figur 1.7.8 viser kolprisen frå 2006 til og med tredje kvartal 2010. API2 er ein 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

I 3. kvartal 2010 har spotpriskontrakt (marknadspriskontrakt) igjen vore det kostnadmessig mest lønsame kontraktvalet for ein gjennomsnittleg forbrukar.

Frå 2. til 3. kvartal såg ein ein liten nedgang i den gjennomsnittlege prisen på desse kontrakttypane i elspotområda Aust-, Sørvest og Vest-Noreg, medan ein såg ein liten oppgang i elspotområda Midt- og Nord-Noreg. I snitt kosta krafta mellom 47,2 og 48,2 øre/kWh, inkl. eit påslag på 1,9 øre/kWh, avhengig av kva for eit elspotområde ein tek omsyn til.

Om ein jamfør spotprisane i årets 3. kvartal med 3. kvartal 2009, har dei gjennomsnittlege prisane på spotpriskontrakt auka med mellom 12,1 og 13,7 øre. Prosentvis svarar dette til ein oppgang på mellom 34 og 41 %. Årsaka til den kraftige auken har samanheng med generelt lite tilsig og dertil lav fyllingsgrad i vassmagasina. Dette kan ein lese meir om i kapitlet om engrosmarknaden.

Standard variabel kontrakt tilbode av dei dominerande leverandørane i dei 20 største nettområda, hadde ein volumvege gjennomsnittpris på 50,0 øre/kWh. Dette er omkring 2-3 øre høgare enn dei gjennomsnittlege prisane på spotpriskontrakt. 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.

Prisar på kontraktar i øre/kWh	3. kv. 2010	Endring frå 2. kv. 2010	Endring frå 3. kv. 2009
Spotpriskontrakt i Aust-Noreg (NO1)	47,2	-0,7	13,7
Spotpriskontrakt i Sørvest-Noreg (NO2)	47,2	-0,8	13,7
Spotpriskontrakt i Midt-Noreg (NO3)	48,2	1,8	13,0
Spotpriskontrakt i Nord-Noreg (NO4)	47,6	1,0	12,1
Spotpriskontrakt i Vest-Noreg (NO5)	47,2	-0,8	
Standard variabel kontrakt	50,0	-17,1	13,6
1-årig fastpriskontrakt	51,1	-1,1	6,8
3-årig fastpriskontrakt	50,1	-1,1	2,3
Omsett volum på ulike kontraktar for hushaldskundar i prosent av total	3. kv. 2010	Endring frå 2. kv. 2010	Endring frå 3. kv. 2009
Spotpriskontrakt (marknadspriskontrakt)	56,0 %	1,0 %	5,4 %
Fastpriskontrakt	4,7 %	-0,2 %	-1,7 %
Variabel kontrakt	39,4 %	-0,8 %	-3,6 %
Omsett volum på ulike kontraktar for næringskundar i prosent av total	3. kv. 2010	Endring frå 2. kv. 2010	Endring frå 3. kv. 2009
Spotpriskontrakt (marknadspriskontrakt)	71,4 %	-2,8 %	1,1 %
Fastpriskontrakt	7,2 %	1,7 %	0,7 %
Variabel kontrakt	21,4 %	1,2 %	-1,8 %
Talet på leverandørskifter	3. kv. 2010	Endring frå 2. kv. 2010	Endring frå 3. kv. 2009
Hushaldskundar	45438	-11 %	2 %
Næringskundar	5233	-20 %	35 %

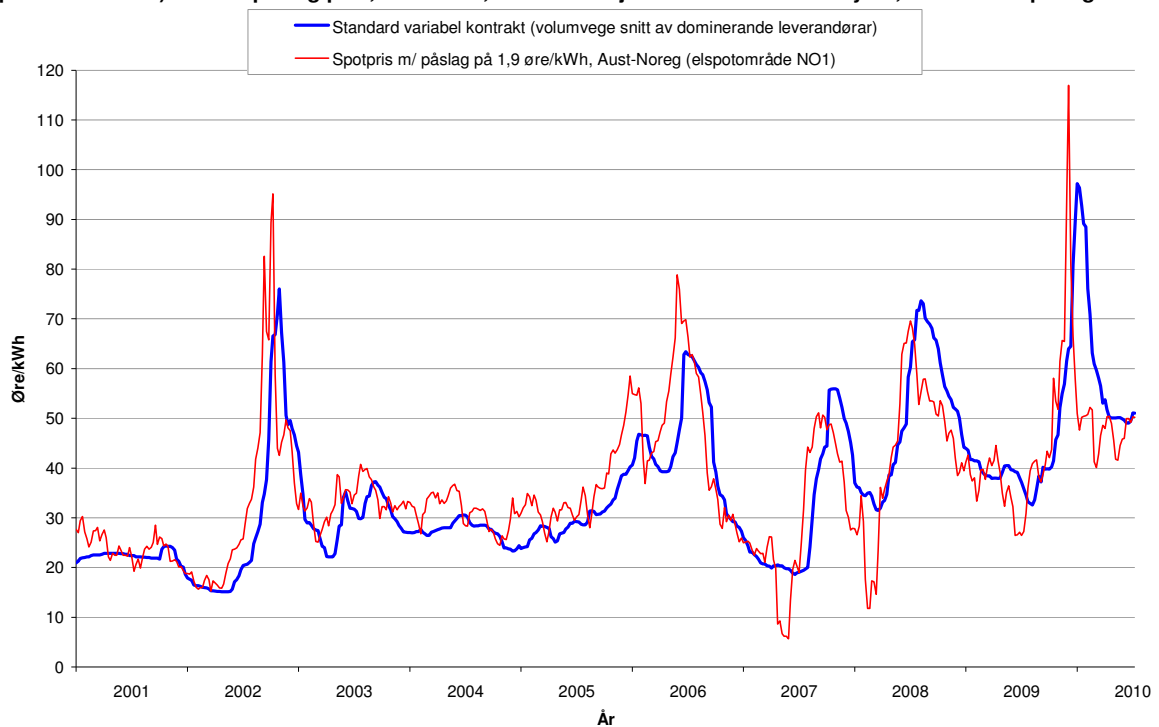
Samanlikna med 2. kvartal 2010 hadde det volumvege gjennomsnittet av standard variabel kontrakt tilbode av dei dominerande leverandørane ein nedgang på heile 17,1 øre i 3. kvartal. Den store nedgangen henger saman med dei unormalt høge prisane vi såg på standard variabel kontrakt i andre kvartal, der prisane blei satt høge for å hente igjen tap på desse kontraktane frå første kvartal. Samanliknar ein 3. kvartal 2010 med tilsvarende kvartal i 2009, ser ein at vår gjennomsnittlege pris på standard variabel kontrakt likevel ligg 13,6 øre høgare i år. Dette er ikkje ulikt mønsteret til spotpriskontraktane, og forklaringa er også her låg fyllingsgrad i vassmagasina.

Dei gjennomsnittlege prisane på fastpriskontraktar med 1-årig og 3-årig avtaletid var for 3. kvartal høvesvis 51,1 og 50,1 øre/kWh. Samanlikna med 2. kvartal tilsvarar dette ein nedgang på 1,1 øre for begge typar. Om ein derimot samanliknar fastpriskontraktane med 3. kvartal 2009, ser ein at dei gjennomsnittlege prisane for 1-årige fastpriskontraktar auka med 6,8 øre, og at gjennomsnittet for dei 3-årige fastpriskontraktane auka med 2,3 øre.

Eigenskapar

Figur 1.8.1 samanliknar snittprisen på standard variabel kontrakt tilbode av dei dominerande leverandørane med ein spotpriskontrakt i elspotområdet Aust-Noreg (NO1) over tid. Tidsserien strekker seg frå 1. kvartal 2001 til og med 3. kvartal 2010.

Figur 1.8.1 Standard variabel kontrakt tilbode av dei dominerande leverandørane og spotpriskontrakt for Aust- Noreg (elspotområde NO1) med eit påslag på 1,9 øre /kWh, inkl. mva. Kjelder: Konkurransetilsynet, Nord Pool Spot og NVE.



Kvart nettområde som rapporterer til NVE har ein såkalla dominerande leverandør, definert som den leverandøren som har høgast marknadsdel i nettområdet. Den blå linja i figuren viser gjennomsnittsprisen for standard variabel kontrakt tilbode av desse dominerande leverandørane, og den er volumvekta med forbruket i kvart nettområde. Dette er også den same prisen som blir brukt i tabellen over.

Den røde linja i figuren illustrerer ein spotpriskontrakt som tek utgangspunkt i den vekevisе områdeprisen på Nord Pool Spot. I tillegg til prisen på kraft kommer som regel eit påslag. Påslaget kan vere oppgitt som eit tillegg per kWh og/eller som ein månadleg eller årleg sum. Kva kvar

kraftleverandør tek i påslag i tillegg til innkjøpsprisen varierer mellom leverandørar og over tid. I figur 1.8.1 er det brukt eit gjennomsnittleg påslag på 1,9 øre/kWh.

Differansen mellom kraftprisen tilbode til hushald og innkjøpsprisen på Nord Pool Spot representerer den bruttomarginen som leverandøren ville fått ved å kjøpe inn all kraft på spotmarknaden. Denne marginen skal dekkje risikoen knytt til volum, pris og andre driftskostnader. Kraftleverandørar som kjøper kraft på elspotmarknaden og deretter sel krafta vidare til ein høgare pris, vil ha ein positiv bruttomargin. Ein kraftleverandør som sel krafta vidare til ein lågare pris enn innkjøpsprisen vil ha ein negativ bruttomargin.

Figur 1.8.1 speglar nokre viktige konkurransetilhøve for tilbydarar av spotpriskontraktar og standard variabel kontrakt i sluttbrukarmarknaden. Det eine er at spotpriskontraktar har ei meir volatil utvikling som følgje av at dei er direkte knytt til svingingane i elspotmarknaden. Det andre høve er at prisjusteringa av standard variabel kontrakt ofte er forsinka relativt til spotspriskontraktane. Dette skuldast at leverandørar av denne kontrakttypen må fastsetje prisen to veker før den nye prisen kan tre i kraft. Avviket til prisen i elspotmarknaden leiær dermed til eit potensielt tap for tilbydarar av standard variabel kontrakt utan prissikring. Dersom forsinkinga er lengre når det er snakk om å setje *ned* prisen, enn for å setje den *opp*, vil dette helle i retning av at standard variabel kontrakt kan vere mindre gunstig enn ein spotpriskontrakt, når alt anna er likt. Av figuren kan ein sjå ein tendens til at prisen på standard variabel kontrakt i lengre tid haldast på eit høgare prisnivå enn spotpriskontrakten når denne byrjar å falle i pris, som oftast etter vinterperiodar. På denne måten kan leverandørane av standard variabel kontrakt kompensere for det tapet dei eventuelt måtte påførast dersom dei i visse periodar sett for låg pris.

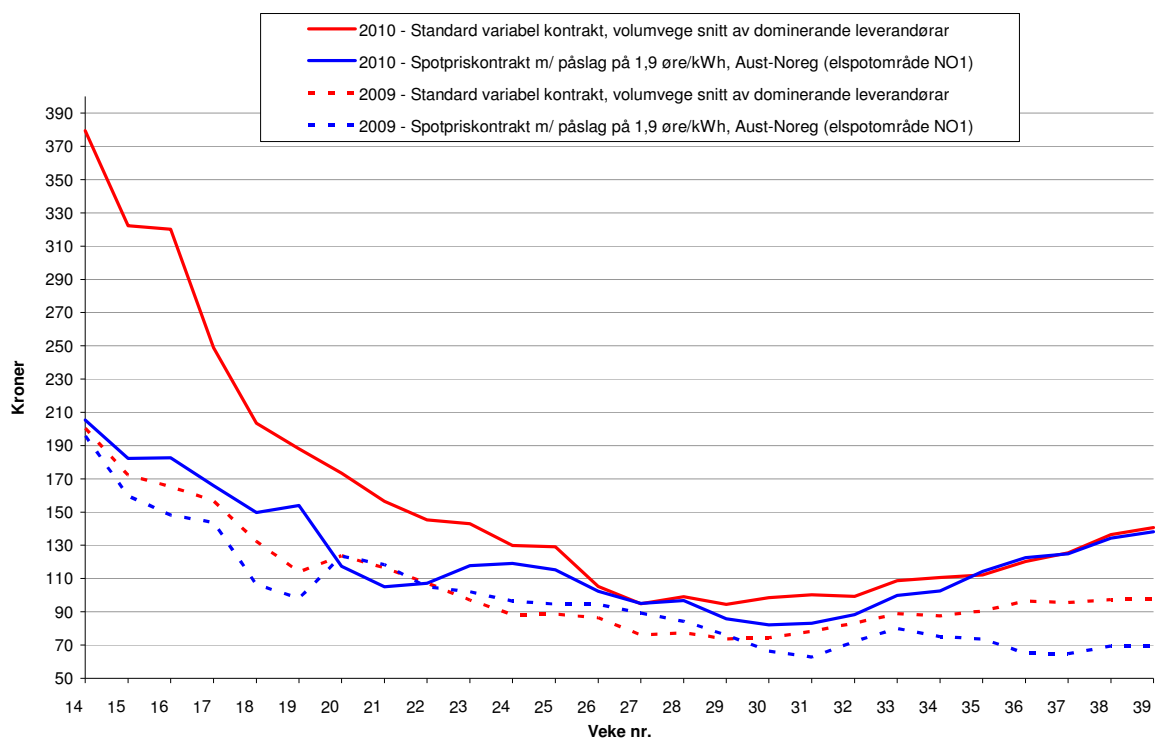
Som forbrukar er ein gjerne interessert i å finne ut kva som totalt sett blir den billegaste kontrakttypen ved val av ulike typar kontraktar. Sjølv om ein type kontrakt kan ha dei lågaste prisane i gjennomsnitt over kvartalet, er det ikkje sikkert at denne kontrakten gir forbrukaren lågast kostnad. Dersom kontrakten til dømes alltid er dyrast i dei periodane ein forbruker mest kraft (f.eks. kalde periodar), og berre billegast i dei periodane ein forbruker lite, kan dette føre til at kostnaden til forbrukaren likevel blir høgast med denne kontrakten sjølv om den har ein lågare gjennomsnittleg pris.

I figur 1.8.2 er forbruket til ein hushaldskunde med eit forbruk på 20 000 kWh i året fordelt etter eit normalt forbruksmønster som kallast justert innmatingsprofil⁶. Ved å vekte vekeprisane med denne profilen får ein eit anslag på kostnadene ved dei ulike kontrakttypane for 2. og 3. kvartal 2010.

Som ein kan sjå tilseier utrekningane, med dei nemnte føresetnadene, at standard variabel kontrakt var dyrare i heile 2. kvartal, og i store delar av 3. kvartal. Berre i nokre få veker i slutten av 3. kvartal har det vore meir lønsamt å ha ein standard variabel kontrakt (basert på det volumvege gjennomsnittet frå dei dominerande leveandørane) enn ein spotpriskontrakt med eit påslag på 1,9 øre/kWh. Så om ein ser 2. og 3. kvartal i 2010 under eitt, viser det seg at spotpriskontrakt har vore det mest lønsame kontraktvalet.

⁶ Justert innmatingsprofil (JIP) er ein måte å fordele forbruket til alle kundane i eit nettområde på. Etter at det timemålte forbruket og nettapet i nettområdet er trekt frå totalt forbruk i nettet, sit ein igjen med ei mengde forbrukt strøm som ikkje er målt. Dette gir grunnlaget til ein fordelingsnøkkel. I figur 1.8.2 er det lagt til grunn ein hushaldskunde med eit forbruk på 20 000 kWh/år.

Figur 1.8.2 Kostnad for spotpriskontrakt og standard variabel kontrakt, vektet etter forbruksprofil for 2. og 3. kvartal i 2010, inkl. mva. Kjelder: Konkurransetilsynet og NVE.



Påslag på spotpriskontrakt

Figur 1.8.3 viser ei oversikt over påslaga på elspotprisen for dei ti billegaste spotpriskontraktane tilbode i Oslo for veke 39, dvs. den siste veka i kvartalet.

Sidan nokre kontraktar har eit påslag per kWh, medan andre har ein fast sum per månad, 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 hushaldskunde med eit forbruk på 20.000 kWh per år⁷, for å lettare kunne samanlikne.

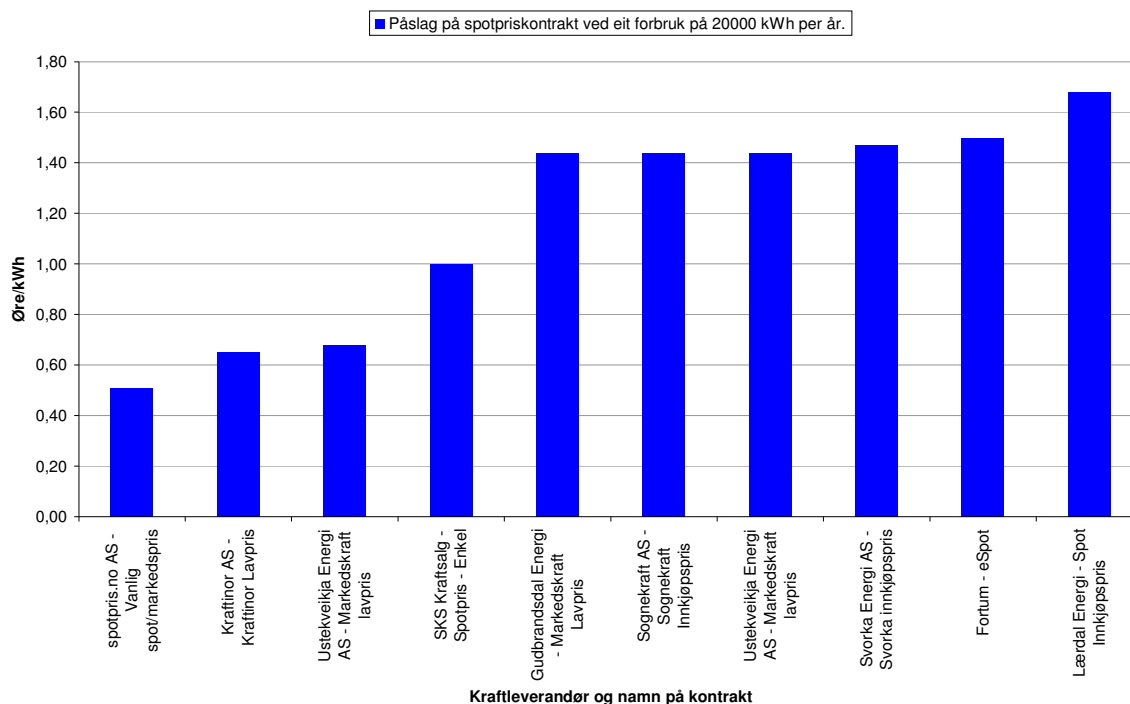
Det er berre kontraktane med etterskotsfakturering som er inkludert i oversikta. Det er eit val grunna i at både forskotsfakturering og a-konto fakturering inneber eit potensielt rentetap for forbrukaren ved at ein heile tida har eit beløp innestående hos kraftleverandøren. Det er difor ikkje føremålsteneleg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

Figur 1.8.3 viser òg at det er store skilnader sjølv blant dei ti billegaste kontraktane. Den rimelegaste kontrakten som vart tilbode hadde eit påslag på 0,51 øre/kWh. Den tiande billegaste hadde eit berekna påslag på 1,68 øre/kWh. I den same veka hadde til dømes den tjuande billegaste kontrakten eit berekna påslag på 2,5 øre/kWh ved eit forbruk på 20000 kWh per år. Skilnaden mellom valet av denne kontrakten og den billigaste kontrakten tilsvarar då 400 kr dersom ein forbruker 20000 kWh per år. Sjølv om desse utrekningane tek utgangspunkt i dei spotpriskontraktane som vart tilbode i Oslo (elspotområde NO1), blir dei fleste av desse kontraktane òg tilbode andre stader i landet.

⁷ 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.

Figur 1.8.3 Påslag på spotpriskontrakt per kWh for dei ti billegaste spotpriskontraktane tilbode for hushaldskundar i Oslo (prisområde NO1). Påslaget er rekna ut etter eit antatt årleg forbruk på 20 000 kWh. Oversikta er frå veke 39.

Kjelde: Konkurransetilsynet



Utvikling av prisar

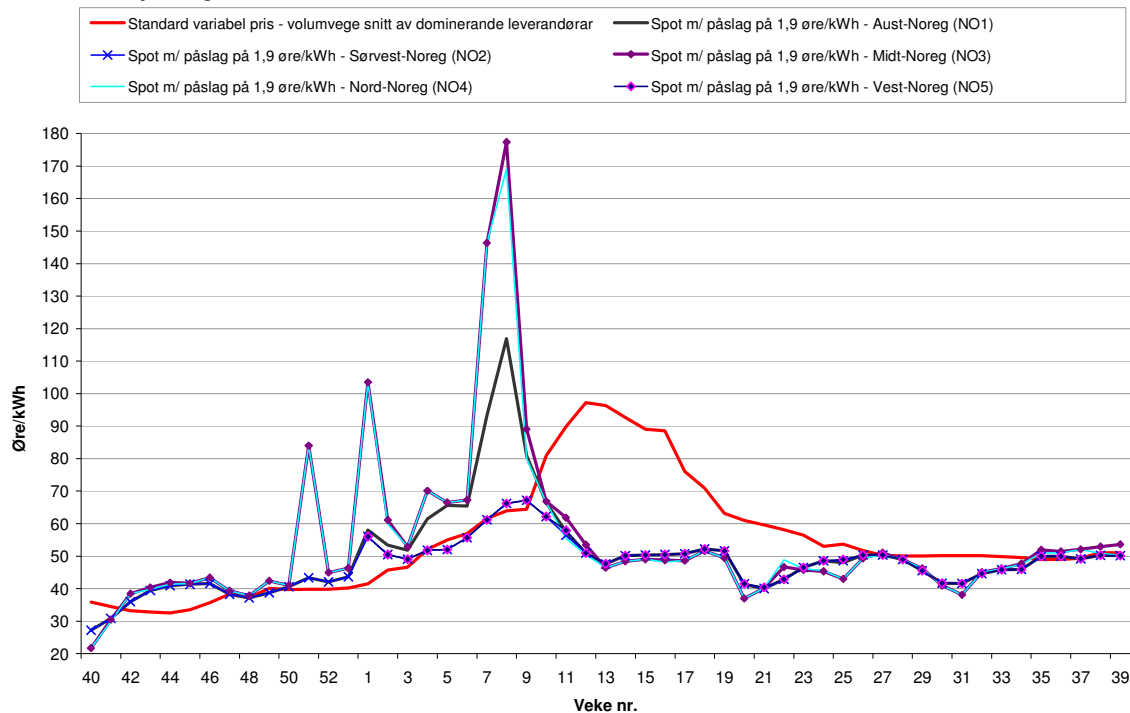
Figur 1.8.4 samanliknar den same volumvekta gjennomsnittsprisen for standard variabel kontrakt tilbode av dei dominerande leverandørane med spotpriskontraktar i elspotområda Aust-Noreg (NO1), Sørvest-Noreg (NO2), Midt-Noreg (NO3), Nord-Noreg (NO4) og Vest-Noreg (NO5).

Av figuren kan ein sjå at standard variabel kontrakt hadde ein stigande pris fram til og med veke 12, og byrja ikkje å falle før tre veker etter at prisen på spotpriskontraktane hadde gått ned. Deretter låg den gjennom heile 2. kvartal med god margin over spotpriskontraktane. I 3. kvartal kan ein sjå at prisen varierte lite, og gjennomsnittsprisen over kvartalet vart som nemnt 50,0 øre/kWh.

Samanlikna med dette hadde prisen på spotpriskontrakt i til dømes Aust-Noreg (elspotområde NO1) eit snitt på 47,7 øre/kWh, inkl. eit påslag på 1,9 øre/kWh. Prisen på spotpriskontrakt varierte derimot meir frå veke til veke. I løpet av kvartalet varierte prisen mellom 41,6 og 50,4 øre/kWh.

Tilnærma likt prisnivå og spreing i pris var det òg for spotpriskontraktane i dei andre prisområda, sjølv om prisen i Midt-Noreg (elspotområde NO3) varierte litt meir og hadde ein noko høgare snittpris. I 3. kvartal vart snittprisen i dette elspotområdet 48,2 øre/kWh, og prisen varierte mellom 38,1 og 53,6 øre/kWh.

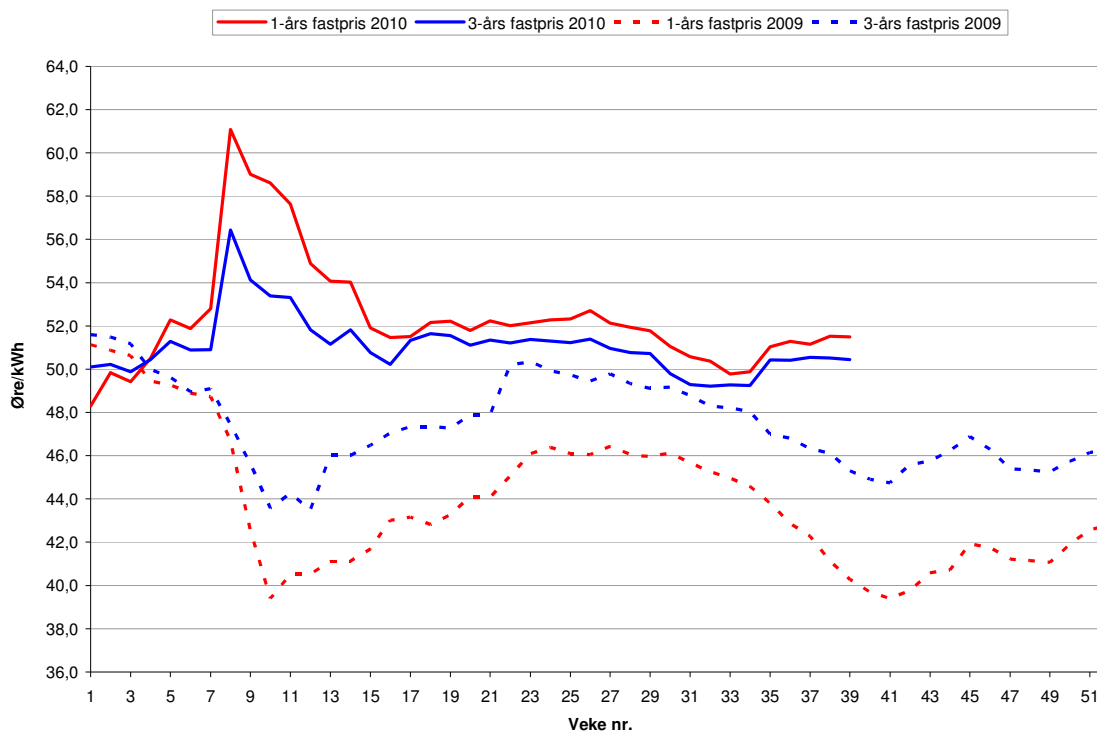
Figur 1.8.4 Standard variabel kontrakt tilbode av dei dominerande leverandørane og spotpriskontrakt i dei ulike elspotområda (NO1, NO2, NO3, NO4 og NO5), inklusive eit påslag på 1,9 øre/kWh. Alle prisar er inkl. mva. Kjelder: Konkurransetilsynet og NVE.



Figur 1.8.5 viser prisutviklinga til eit gjennomsnitt av 1- og 3-årige fastpriskontraktar frå 2009 til og med 3. kvartal 2010. Gjennomsnittsprisen for fastpriskontraktane låg i 3. kvartal 2010 nokolunde stabilt. Dei 1-årige kontraktane varierte i intervallet 49,8 til 52,1 øre/kWh, og dei 3-årige kontraktane varierte i intervallet 49,2 til 51,0 øre/kWh. Dette står i kontrast til det meir varierende prisbiletet ein såg i 1. kvartal 2010, der fastprisane varierte frå 48,3 til 61,1 øre/kWh for dei 1-årige, og frå 50,1 til 56,4 øre kWh for dei 3-årige kontraktane. Om ein samanliknar med 2. kvartal 2010, kan ein sjå at prisane har gått noko ned. Nedgangen svarar til omkring 3 prosent for både dei 1-årige og dei 3-årige kontraktstypene.

Om ein samanliknar 3. kvartal 2010 med tilsvarende kvartal året før, kan ein derimot sjå at både dei 1-årige og dei 3-årige kontrakttypene har auka i pris. Snittprisen i 3. kvartal 2010 var på 51,1 øre/kWh for dei 1-årige og 50,1 øre/kWh for dei 3-årige kontraktane. Det er ein oppgang på høvesvis 16 og 5 % frå året før. I 3. kvartal 2009 låg snittprisen på 44,3 øre/kWh for dei 1-årige kontraktane, og på 47,9 kWh for dei 3-årige kontraktane.

Figur 1.8.5 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

Bakgrunn

Som eit ledd i arbeidet med å undersøkje om kraftmarknaden fungerer tilfredsstillande, har Noregs vassdrags- og energidirektorat (NVE) sidan 1997 gjort kvartalsvise undersøkingar om leverandørskifte. Frå 1999 vart undersøkinga utvida frå å berre omfatte hushald, til òg å inkludera 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 kontaktar kvart kvartal nettselskapa i 28 av dei største distribusjonsnetta i Noreg for å innhente tala.⁸

Dei 28 nettområda omfatta 85 % av hushaldsmarknaden i 3. kvartal 2010. Frå 1. kvartal 2008 fram til dags dato, er talet på abonnement knytt til hushald og hytter/fritidsbustadar utrekna til 2 398 200. Nøkkeltala for hushaldsmarknaden er difor skalert opp med 1,17 for å representere heile landet.⁹

Liberaliseringa av den norske kraftmarknaden

I dag kan hushaldskundar velje kraftleverandør heilt fritt. På Konkurransetilsynet si kraftprisoversikt var det i utgangen av kvartalet registrert spotpriskontraktar frå over 20 leverandørar for kundar i Oslo,

⁸ Utvalet er per i dag frå dei 28 største nettområda i Noreg. Utvalet treng ikkje vere statistisk representativt.

Utvalet er gjort ut i frå vurderinga om at mindre nettselskap har avgrensa ressursar til å drive denne type rapportering. Dersom det er slik at kundar i mindre nettområde er meir lojale mot ein lokal leverandør, vil dei skalerte tala i undersøkinga gi for høge estimat, men dersom det motsette er tilfelle vil estimata bli for låge.

⁹ Frå 4. kvartal 2004 til og med 4. kvartal 2007 er talet på leverandørskifte skalert opp med utgangspunkt i 2,3 millionar hushaldsabonnement.

medan det for standard variabel kontraktar var registrert tilbod frå nærare 30 registrerte leverandørar. For fastpriskontraktar kunne ein òg velje mellom tilbod frå godt over 20 leverandørar.

Men sjølv om kundane står fritt til å velje kraftleverandør, har kvart nettområde gjerne ein dominerande leverandør med omfattande marknadsdel. I dei fleste tilfelle har denne leverandøren vore integrert med det lokale nettselskapet sidan opninga av kraftmarknaden i 1991.

Samanhengen mellom leverandørskifte og prisutvikling

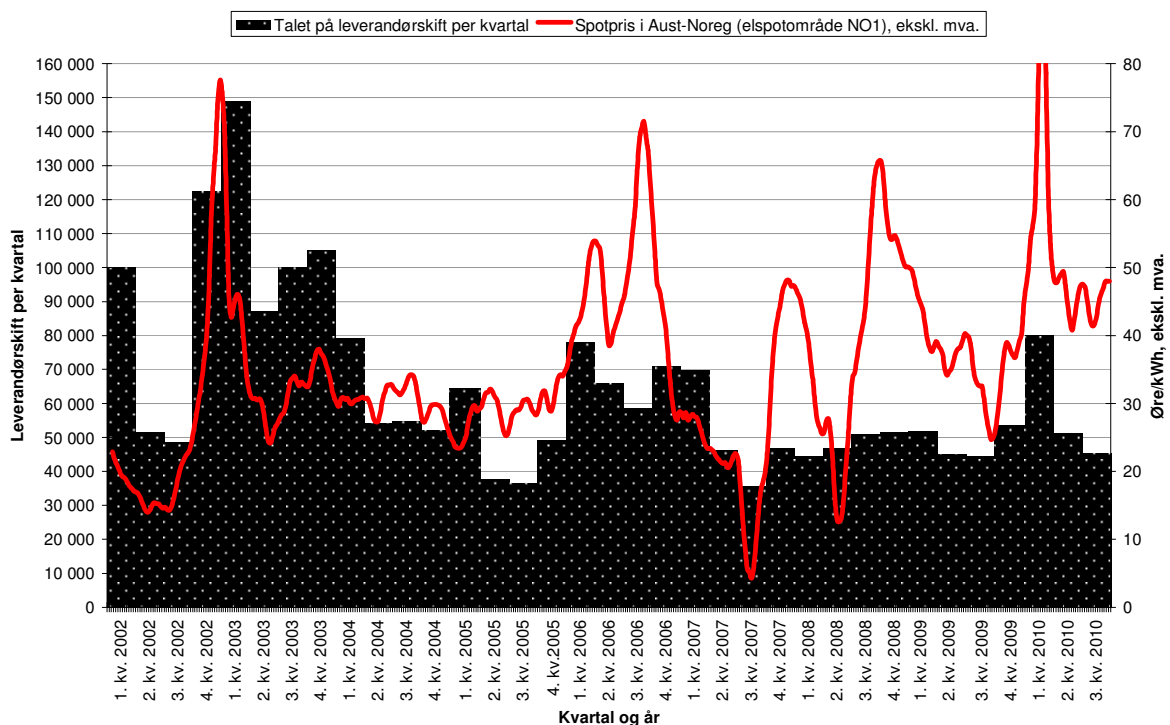
Figur 1.8.6 gir ei oversikt over talet på leverandørskifte i løpet av kvart kvartal saman med utviklinga i spotprisen i elspotområdet Aust-Noreg (NO1). Prisen i dette elspotområdet har vore omtrent likt som i dei andre elspotområdene i Noreg, og dermed har valet av nettopp dette elspotområdet ikkje noko betydning for dei samanhengane vi skal fram til.

Når ein plottar desse to seriane i same graf, ser ein ein klar samanheng mellom talet på leverandørskifte utifrå prisnivået i marknaden. I periodar med høge prisar aukar talet på leverandørskifte. Og i periodar med låge prisar, har det generelt vore ein nedgang i talet på leverandørskifte.

Forklaringa på dette kan vere samansett, men ei plausibel forklaring er at det i periodar med høge prisar (som følgje av ei brå auke), er større skilnad mellom dei ulike kraftleverandørane, spesielt innafor tilbode av standard variabel kontrakt. Grunnen til dette er at prisane på standard variabel kontrakt gjerne følgjer eit par veker etter utvilninga i elspotmarknaden. I tillegg endrar ikkje leverandørane prisane samtidig, slik at ein opplever større skilnader i pris. Og når det er større skilnader i pris, har sluttbrukarane meir å spare på å skifte leverandør. Den motsette effekten oppstår ved låge marknadsprisar.

Ein annan medverkande og forsterkande årsak kan vere at det i periodar med høge kraftprisar generelt sett er større mediemerksemd omkring kostnader på kraft og moglegheiter for skifte av kraftleverandør. Dette vil igjen påverke sluttbrukarane til å revurdere kraftkontrakten sin.

Figur 1.8.6 Samanheng mellom spotpris og talet på leverandørskifte. Kjelder: Nord Pool Spot og NVE.

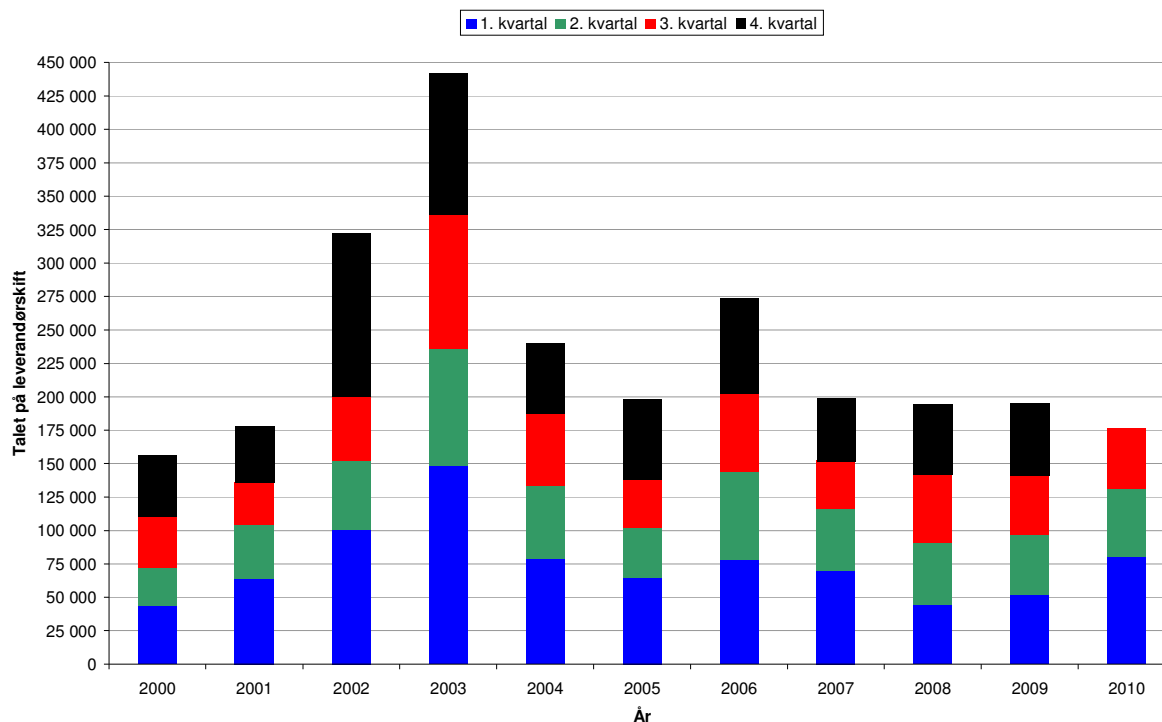


Leverandørskifte i hushaldsmarknaden

For hushaldsmarknaden baud 3. kvartal 2010 på 45 438 leverandørskifte. Det svarar til ein nedgang på 11 % frå 2. kvartal, då ein hadde 51 255 leverandørskifte. Men samanlikna med same kvartal i fjor, då talet på leverandørskifte var 44 631, auka leverandørskifta innanfor hushaldssektoren med 2 %.

Årsaka til at ein såg færre leverandørskifte i 3. kvartal samanlikna med 2. kvartal kan kome av at det i starten av 2. kvartal var svært høge kraftprisar, som igjen kan ha påverka hushalda til å skifte leverandør. I 3. kvartal har kraftprisane vore lågare, spesielt på standard variabel kontraktar, og det er difor ikkje unormalt at talet på leverandørskifte går ned.

Figur 1.8.7. Talet på leverandørskifte per år og kvartal i hushaldsmarknaden. Kjelde: NVE



Av figur 1.8.7 kan ein sjå utviklinga i talet på leverandørskifte i hushaldsmarknaden per år. Figuren har òg ei inndeling i talet på skifter fordelt på dei fire kvartalane i kvart år. Som ein kan sjå av figuren var 2002 og 2003 to år med mange leverandørskift, medan utviklinga har vore nokolunde stabil etter det, med unntak av 2006. 2010 skil seg derimot ut ifrå dei tre føregåande åra med eit høgt tal på leverandørskifte dei tre første kvartalane sett under eitt. Og dersom trenden fortsett ut året, ser det ut til at 2010 blir eit år med mange leverandørskift. Forklaringa til dette kan kome av at vi i dei tre siste kvartalane har hatt unormalt høge kraftprisar. Ei anna hending som òg kan ha påverka talet på leverandørskifte er at Vitel gjekk ut av marknaden i 1. kvartal, og at desse kundane var nøydte til å velje leverandør på nytt (sjå eige avsnitt lenger ned).

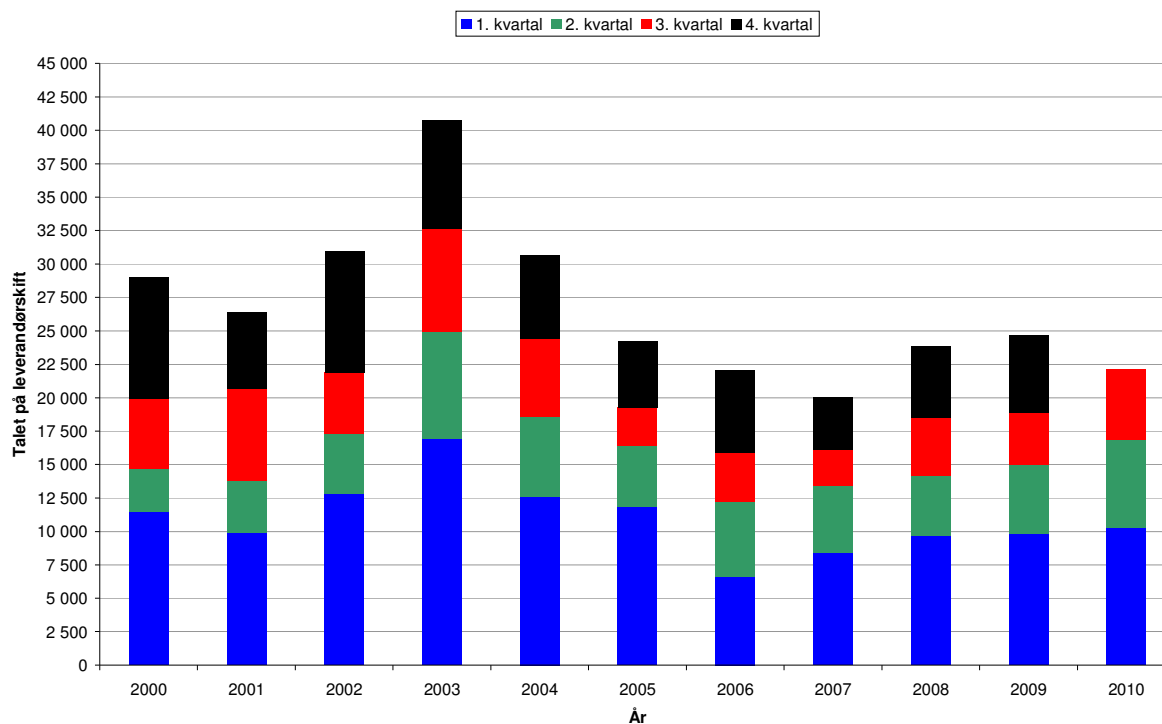
Det totale talet på leverandørskifte i hushaldsmarknaden i perioden 1. januar 1995 til 3. oktober 2010 er no 2 576 513.

Leverandørskifte i næringsmarknaden

For næringsmarknaden hadde ein til saman 5 233 leverandørskifte i 3. kvartal 2010. Samanlikna med 2. kvartal var det ein nedgang på 20 %, men samanlikna med tilsvarande kvartal året før var det ein oppgang på heile 35 %. Ein såg altså ei større auke i talet på leverandørskifte i næringsmarknaden enn i hushaldsmarknaden.

Av figur 1.8.8 kan ein sjå at 2010 også for næringsmarknaden ser ut til å bli eit år med noko høgare tal på leverandørskifte enn dei nærmaste åra. Ei naturleg forklaring på dette kan igjen vere at prisnivået i 2010 har vore høgare enn normalt.

Figur 1.8.8. Talet på leverandørskifte per år og kvartal for næringsmarknaden. Kjelde: NVE



Den 24. februar 2010 gjekk ein av dei største kraftleverandørane, Vitel, ut av marknaden. Alle Vitel sine kundar blei som følgje av dette umiddelbart overført til *leveringsplikt*¹⁰, og dei fleste av desse valde seg sidan ein ny kraftleverandør. Denne hendinga kan ha medverka til at 1. kvartal 2010 hadde høgare aktivitet av leverandørskifte enn normalt. Totalt blei det rapportert om 21 304 Vitel-kundar per 24. februar 2010.

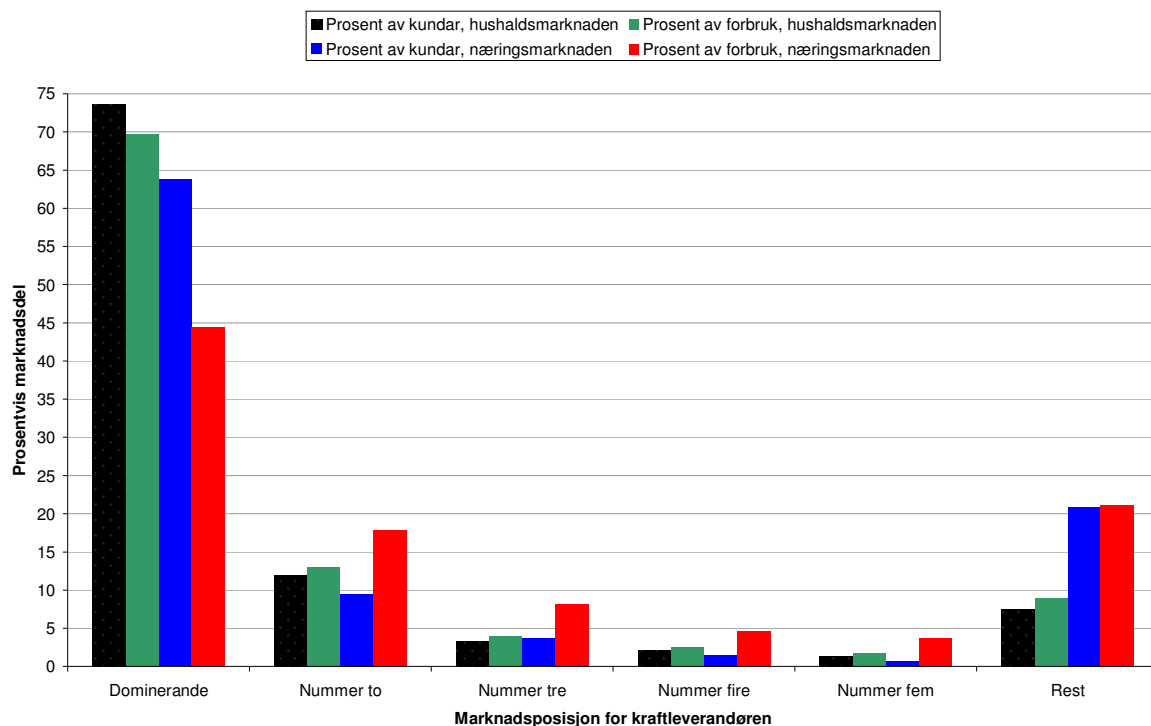
Marknadsdelar

Både i hushalds- og næringsmarknaden har dei fleste leverandørar ein vesentleg marknadsdel i berre eitt nettområde, som oftast i nettområdet til det integrerte nettselskapet, og eventuelt i nokre få tilgrensande nettområde. Elles er mange av leverandørane med marknadsdelar i berre eitt nettområde store næringskundar som gjerne kjøper kraft på Nord Pool Spot via ein meklar. Meklaren står då sjølv som leverandør til tross for at det er fleire som bruker same meklarhus. Som følgje av dette er det høge talet på leverandørar med stor marknadsdel i næringsmarknaden noko misvisande.

Figur 1.8.9 viser kor stor del av kundar og forbruk dei fem største leverandørane i snitt har innanfor "sitt" nettområde i 3. kvartal 2010. Delen av kundane som har ei kraftavtale med den lokale dominerande leverandøren, var på ca. 72,3 % for hushaldskundane, og 63,8 % for næringskundane. Delen av forbruket som tilfall den dominerande leverandøren var for hushalds- og næringskundar på høvesvis 69,7 og 44,4 %.

1.8.9. Gjennomsnittleg marknadsdel for dei fem dominerande leverandørane i 3. kvartal 2010. Kjelde: NVE

¹⁰ Leveringsplikt, eller ventetariff, er ein pålagt plikt alle nettselskap har til å levere kraft til kundane i nettområdet som er utan kraftleverandør, til dømes pga. flytting eller når kraftleverandøren ikkje kan levere kraft pga. konkurs eller at dei avsluttar si verksemd på ein annan måte.



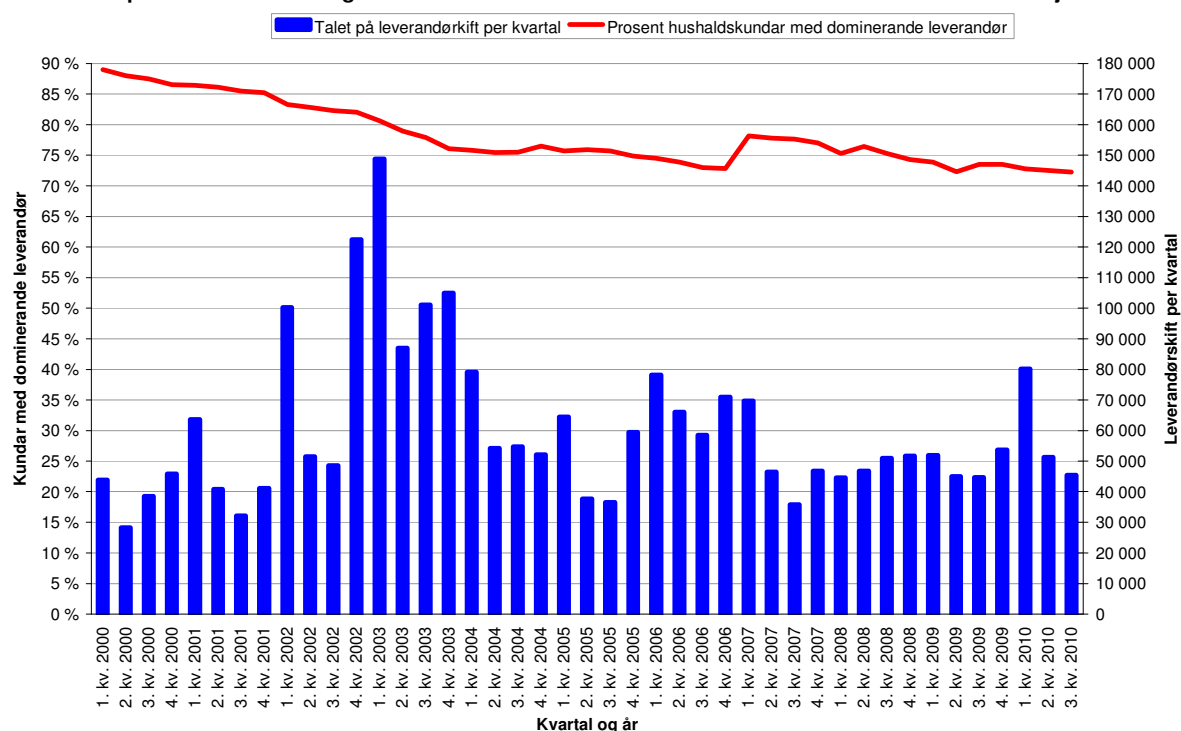
Når det gjeld storleiken på marknadsdelane finn vi relativt stor spreining mellom dei ulike nettområda. Den lågaste marknadsdelen for ein dominerande kraftleverandør i hushaldsmarknaden i 3. kvartal 2010 var på 26,0 %, medan den høgaste marknadsdelen var 89,1 %. Gjennomsnittleg marknadsdel i hushaldsmarknaden var 72,3 %, noko som er 0,2 prosentpoeng lågare enn førre kvartal (72,5 %).

Høgaste marknadsdel for ein dominerande leverandør til næringskundar i 3. kvartal 2010 var 82,8 %, medan den lågaste marknadsdelen var 19,4 %. I snitt var marknadsdelen 63,8 %, noko som er 0,6 prosenteningar lågare enn i førre kvartal (64,4 %).

Delar i hushaldsmarknaden

Figur 1.8.10 viser talet på leverandørskifte over tid saman med utviklinga i delen av hushaldskundar som er tilknytt den dominerande leverandøren i sitt nettområde. Figuren viser at det har vore ein fallande tendens i marknadsdelane for dei dominerande leverandørane. Dette kan skuldast auka konkurranse mellom kraftleverandørar, samt at stadig fleire hushaldskundar har blitt medvitne på at dei fritt kan velje kraftleverandør.

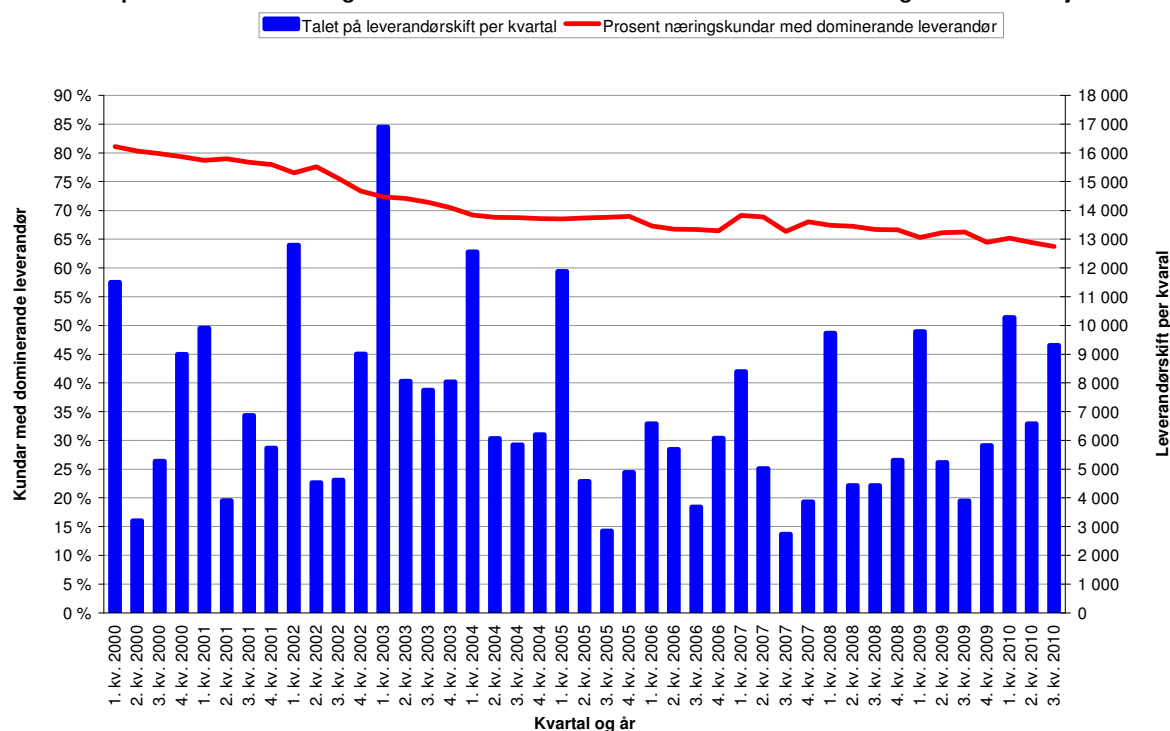
1.8.10. Talet på leverandørskifte og marknadssdelar for dominerande leverandør i hushaldsmarknaden. Kjelde: NVE



Delar i næringsmarknaden

Figur 1.8.11 viser talet på leverandørskifte over tid saman med utviklinga i delen av næringskundar som er tilknytt den dominerande leverandøren i sitt nettområde. Figuren viser at det har vore ein fallande tendens i marknadssdelane for dei dominerande leverandørane.

1.8.11 Talet på leverandørskifte og marknadssdelar for dominerande leverandørar i næringsmarknaden. Kjelde: NVE



1.8.3 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.

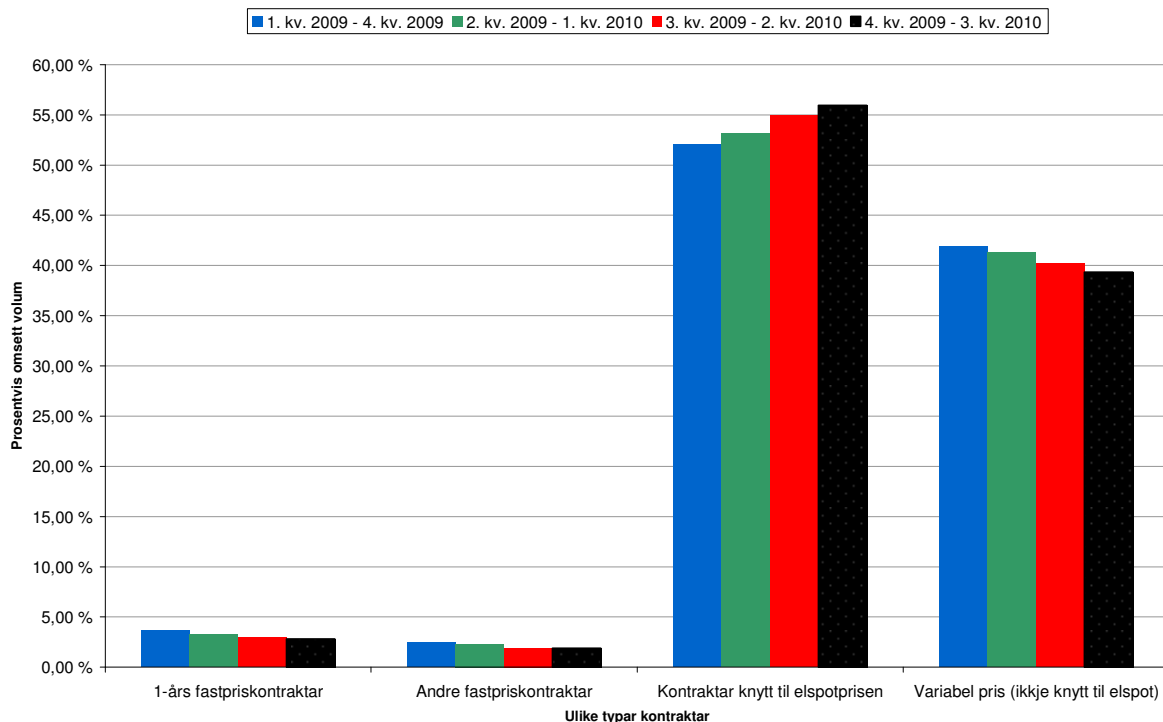
Undersøkinga kan likevel gje god informasjon om korleis valet av forskjellige kontraktar har utvikla seg i eit lengre tidsperspektiv, og den kan òg seie noko om den underliggjande trenden. Vi har difor valt å sjå på eit glidande gjennomsnitt over utviklinga i kontraktval.

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. Over dei fire siste kvartalane (4. kvartal 2009 - 3. kvartal 2010) har derimot berre 39,3 % blitt omsett på ein slik type kontrakt.

Tala frå SSB visar òg at 56,0 % av kraftvolumet til hushaldskundane blir omsett på ein kontrakt som er knytt til elspotprisen, medan berre 4,7 % av volumet blir omsett på fastpriskontrakt. Dette er presentert i figur 1.8.12, som bekreftar den langsiktige trenden i retning av at stadig fleire hushaldskundar vel spotpriskontrakt framfor variabel kontrakt eller fastpriskontrakt.

Figur 1.8.12 Prosentvis fordeling av ulike typar kontraktar i hushaldsmarknaden. Kjelder: SSB og NVE



Leveringsplikt

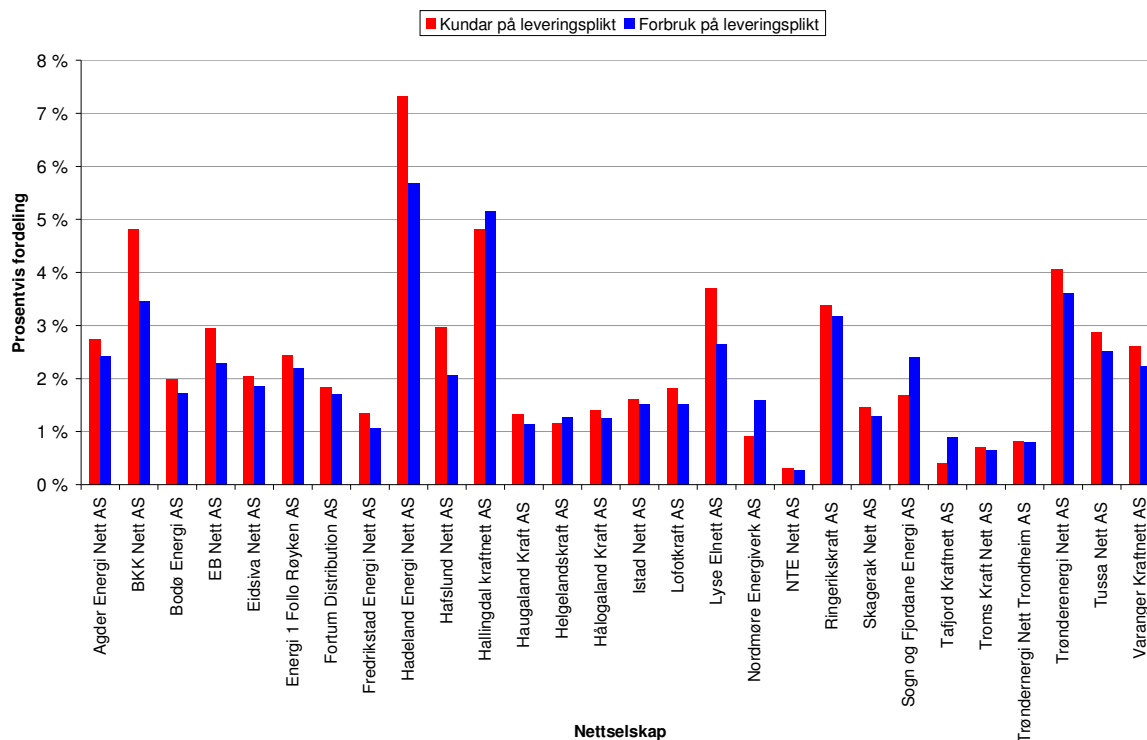
Nokre kundar har ikkje valt ein eigen kraftleverandør, men får som følge av leveringsplikta levert kraft frå nettselskapa i det området han eller ho bur. Kraftprisen for kundar på leveringsplikt er regulert dei første seks vekene, og prisen i denne tida skal ikkje vere høgare enn elspotprisen i området pluss eit påslag på 6,25 øre/kWh (inkl. mva.). Etter dei første seks vekene skal nettselskapet fastsette prisen på ein slik måte at kundane får insentiv til å velje ein kraftleverandør. Leveringsplikta er meint å vere ei midlertidig ordning, og den skal difor vere dyrare enn ei marknadsbasert kraftavtale i

området over tid. Likevel ser ein ein tendens til at nettselskapa har relativt mange kundar på leveringsplikt.

Ved utgangen av 3. kvartal 2010 fekk 2,3 % av hushaldskundane kraft på leveringsplikt. Dette er omtrent det same som i førre kvartal, og talet har vore stabilt dei siste kvartala. Den største delen av kundar på leveringsplikt i eit nettområde var på 7,8 %, medan den lågaste delen i eit nettområde var på 0,3 %.

Figuren under viser kor mange prosent av hushaldsabonnentane som per 3. oktober 2010 var på leveringsplikt i dei 28 nettområda som deltar i undersøkinga.

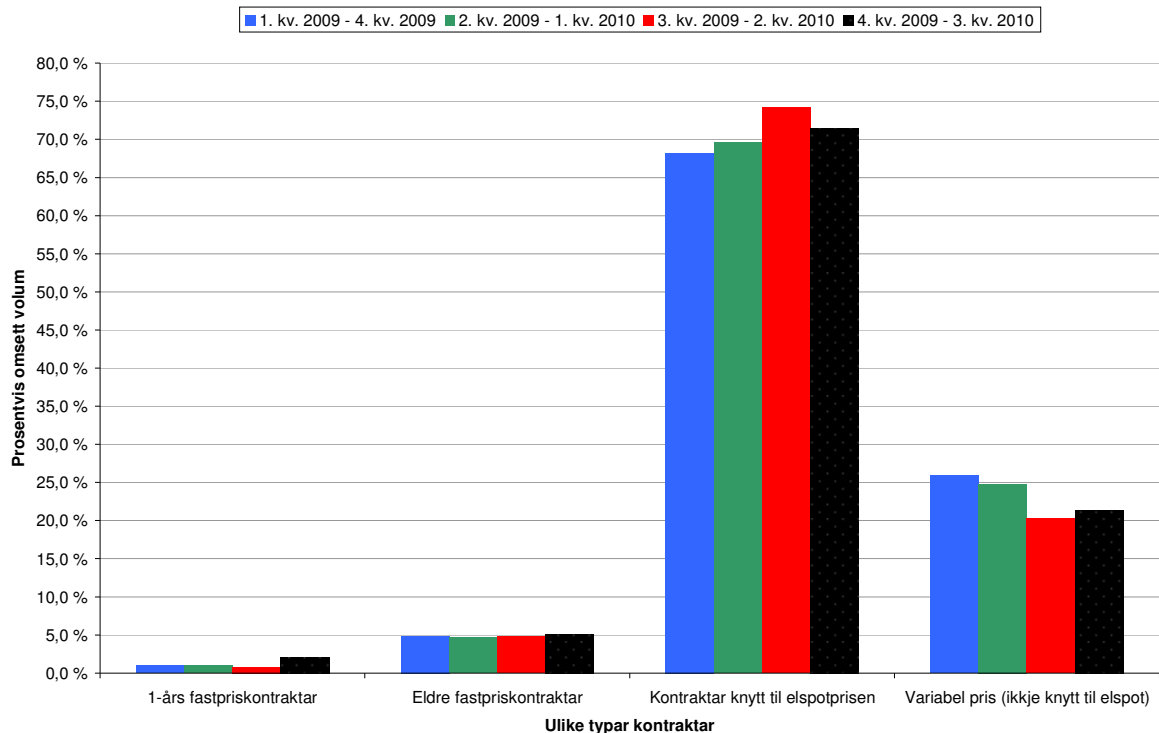
Figur 1.8.13 Prosentvis fordeling av hushaldskundar på leveringsplikt for 28 nettområde i Noreg per 4. juli 2010. Kjelde: NVE.



Kraftkontraktar – næringskundar

Samanlikna med hushaldskundar, har næringskundar i større grad valt kontraktar knytt til spotprisen. I figur 1.8.14 kan ein sjå at for næringskundar har i snitt 71,5 % av kraftvolumet over det siste året blitt omsett på kontraktar knytt til elspotprisen. 21,4 % av volumet har blitt omsett på variable kontraktar, og 7,3 % av volumet har blitt omsett på fastpriskontraktar. Samanlikna med tala for sist kvartal, ser ein eit auka omsett volum på variable kontraktar og 1-årige fastpriskontraktar, og ein liten nedgang i omsett volum på spotpriskontraktar.

Figur 1.8.14 Prosentvis fordeling av ulike typar kontraktar i næringsmarknaden. Kjelder: SSB og NVE.

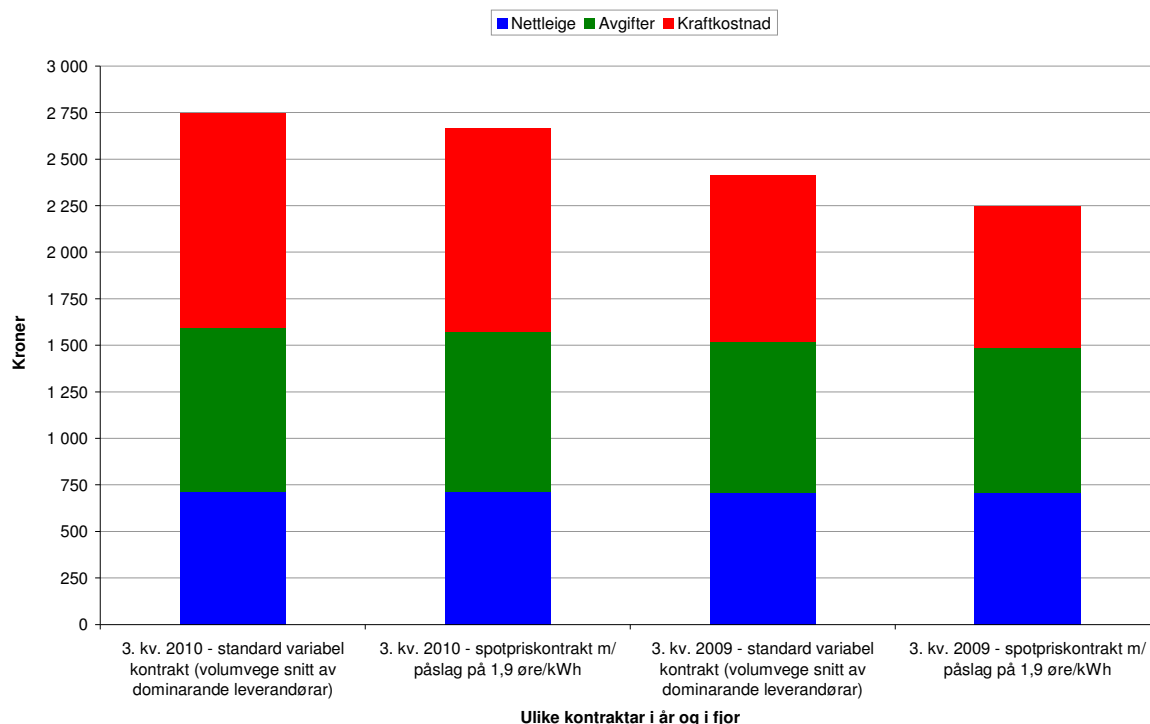


1.8.4 Hushalda sine samla utgifter til elektrisk kraft

Eit overslag på fordelinga av den totale kostnaden for ein forbrukar som har ein standard variabel kontrakt og eit forbruk på 20 000 kWh per år, kan for 3. kvartal 2010 delast opp i følgjande kostnadsledd: 42,0 % kraftpris, 25,9 % nettleige og 32,1 % avgifter. I kroner tilsvarar dette 712 kroner i nettleige, 880 kroner i avgifter og 1512 kroner i kraftkostnad. Med eit eksempel der ein tek utgangspunkt i ein spotpriskontrakt med eit påslag på 1,9 øre/kWh, får ein fordelinga 712 kroner i nettleige, 858 kroner i avgifter og 1094 kroner i kraftkostnad. Skilnaden kjem av at spotpriskontrakt i løpet av kvartalet i snitt var noko billigare enn standard variabel kontrakt.

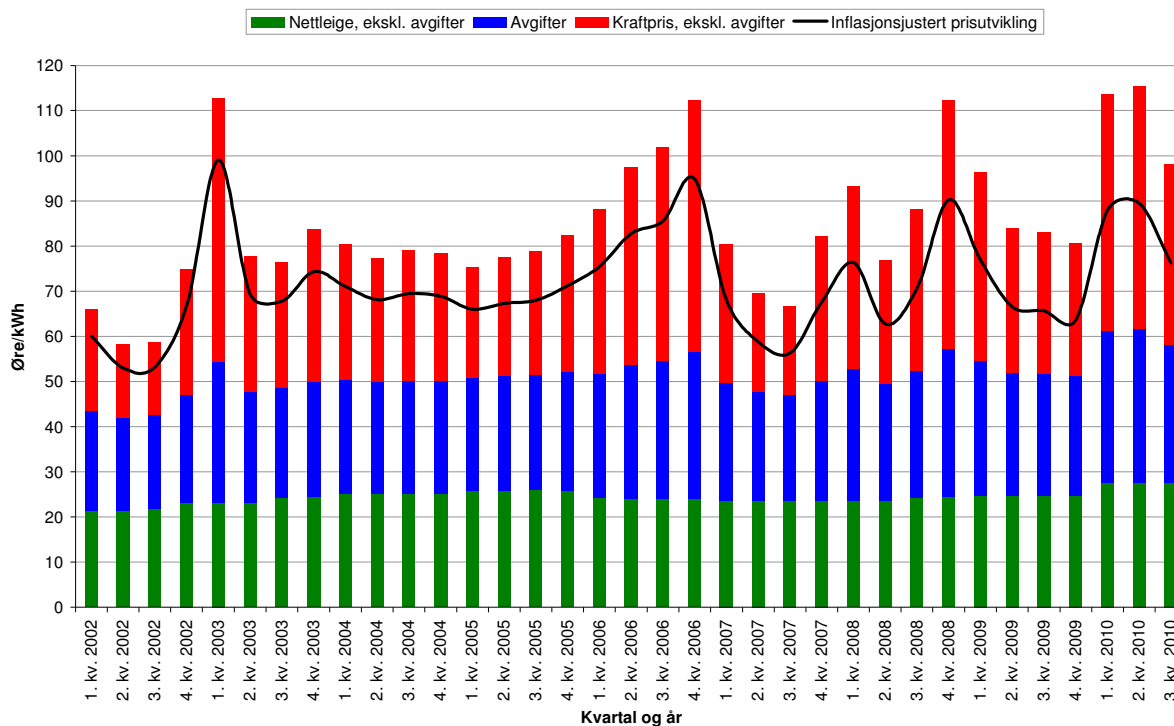
Om ein samanliknar dette med tilsvarande kvartal i 2009, ser ein at det er kraftprisen som har auka mest. Avgiftene har naturlegvis òg auka noko grunna den konstante prosentsatsen for meirverdiavgift på kjøp av kraft. Nettleiga har derimot vore nokolunde stabil i dette eksempelet, sjølv om den varierar frå nettområde til nettområde.

Figur 1.8.15 Totalkostnad i 3. kvartal 2010 til kraft, nettleige, og offentlege avgifter i kroner ved eit årleg forbruk på 20 000 kWh. Kjelder: Konkurransetilsynet og NVE.



Figur 1.8.16 viser utviklinga av totale kostnader fordelt på kraft, nettleige og avgifter, samt ei inflasjonsjustert prisutvikling av totale kostnader, for ein kunde med standard variabel kontrakt. Tidsperioden strekk seg frå 1. kvartal 2002 til og med 2. kvartal 2010.

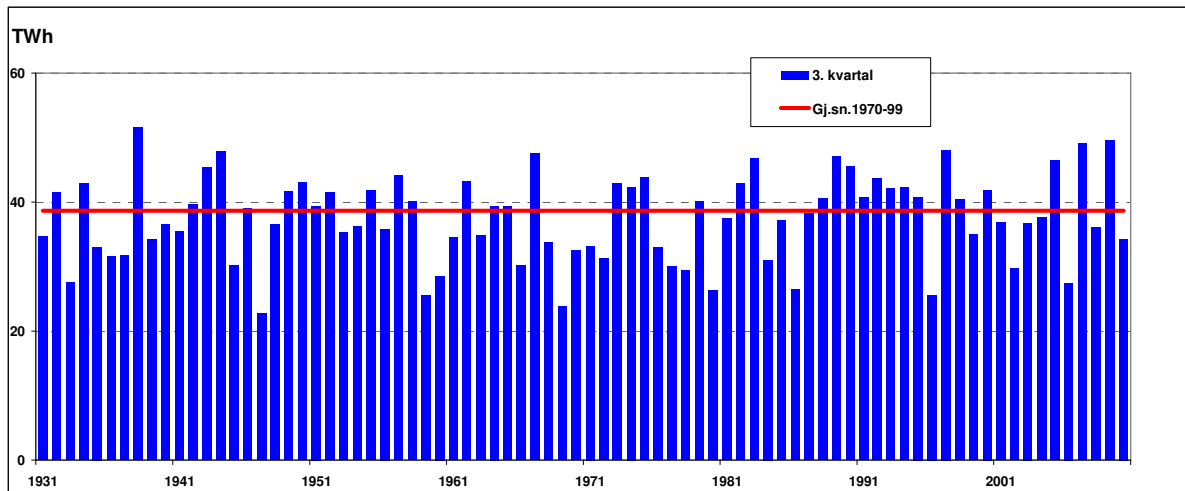
Figur 2.8.16 Kvartalsvis gjennomsnitt av kraftpris (volumvege gjennomsnitt av standard variabel kontrakt), nettleige og avgifter i øre/kWh. Kjelder: Konkurransetilsynet, SSB og NVE.



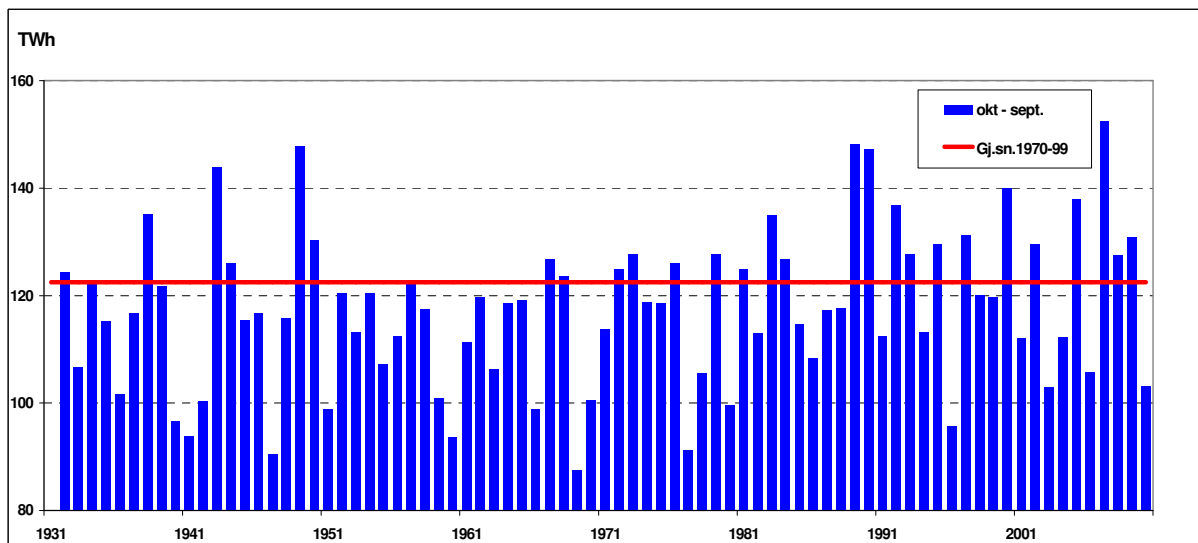
Som ein kan sjå er kraftprisen den største bestanddelen i totale kostnader for forbrukaren, og den er òg det kostnadsleddet som varierer mest. Gjennomsnittsprisen for kraft har som ein kan sjå vore høgare enn normalt gjennom 2010, men historisk sett kan ein sjå at ein òg har hatt høge kraftprisar tidlegare.

2. Vedlegg

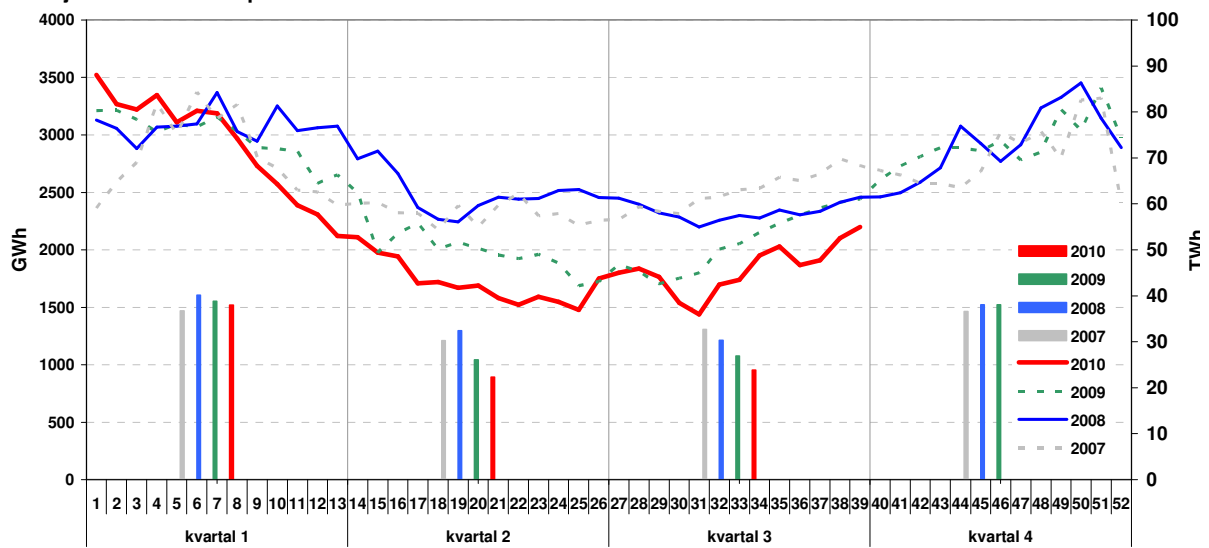
Figur 2.1 Tilsig for 3. kvartal fra 1931 til 2010. Kjelde: NVE og Nord Pool.



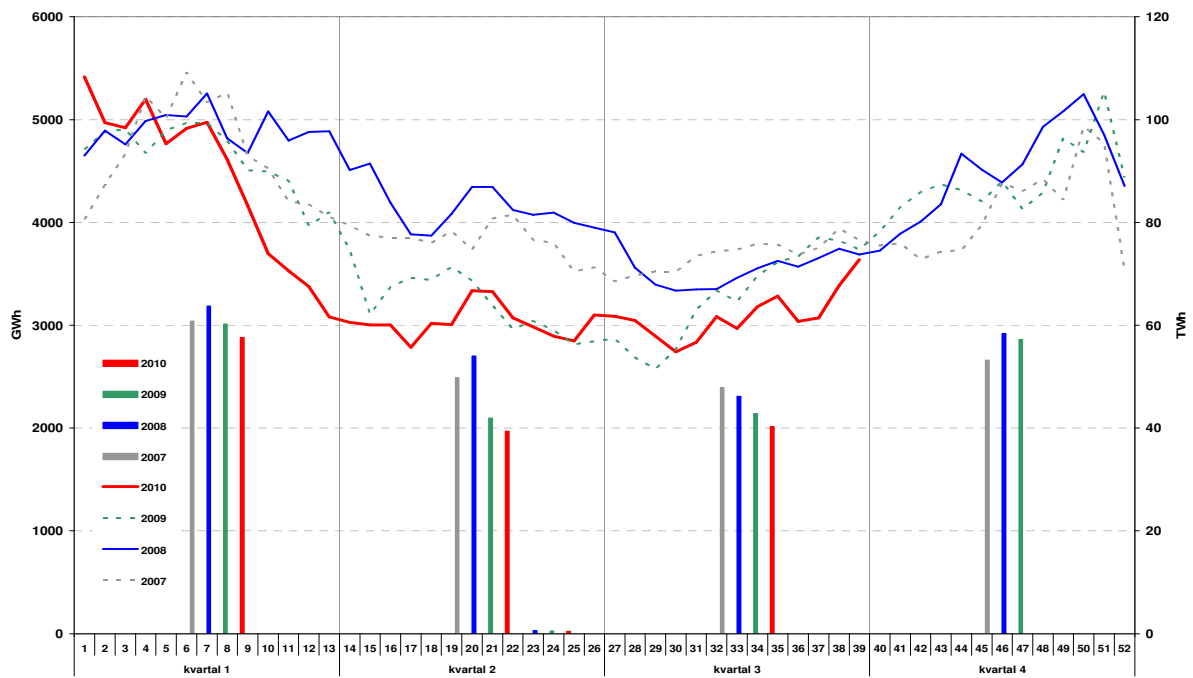
Figur 2.2 Tilsig for 12 måneders perioden oktober til september fra 1931 til 2010. Merk at x-aksen kryssar ved 80 TWh. Kjelde: NVE og Nord Pool.



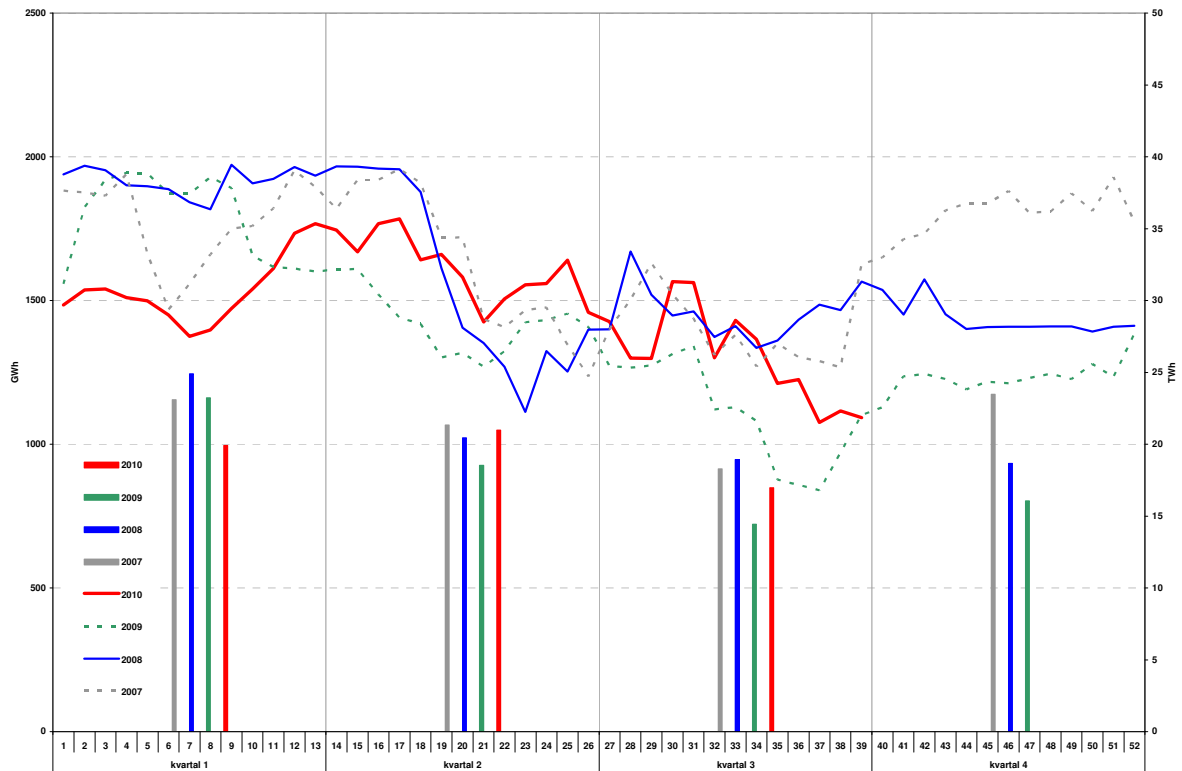
Figur 2.3 Norsk kraftproduksjon, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



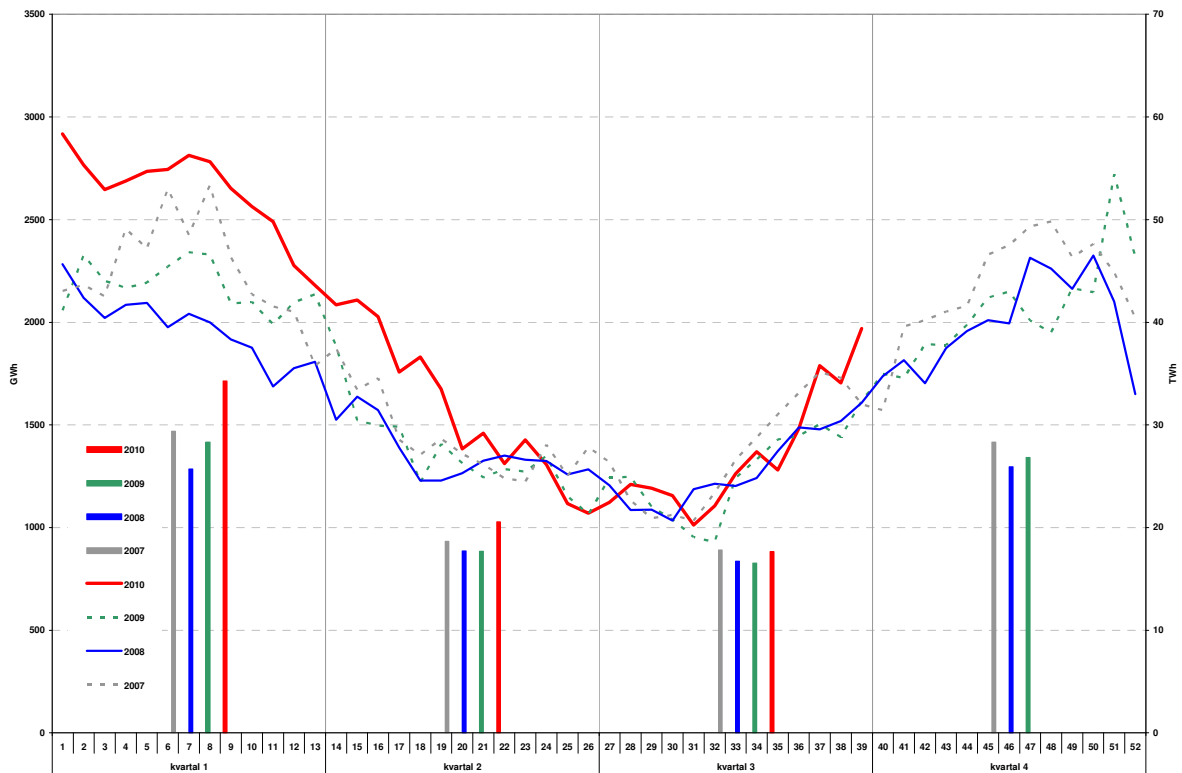
Figur 2.4 Nordisk vasskraftproduksjon, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



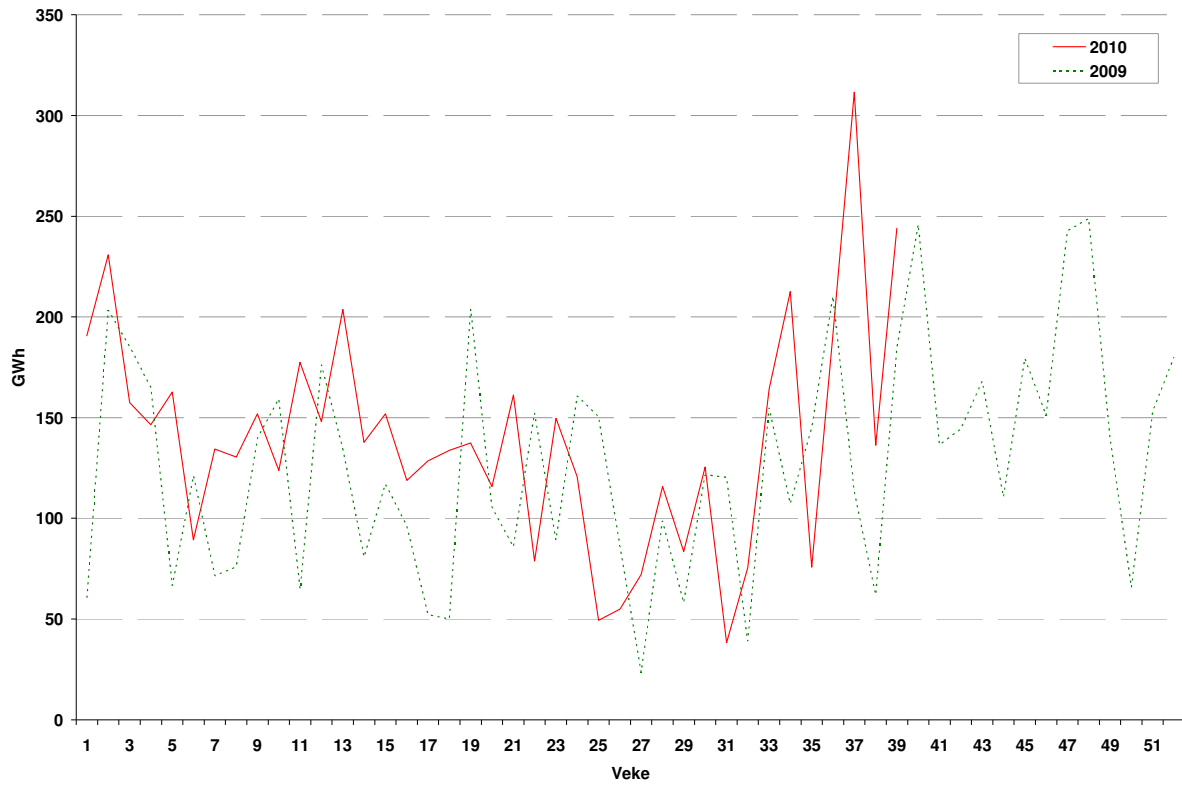
Figur 2.5 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



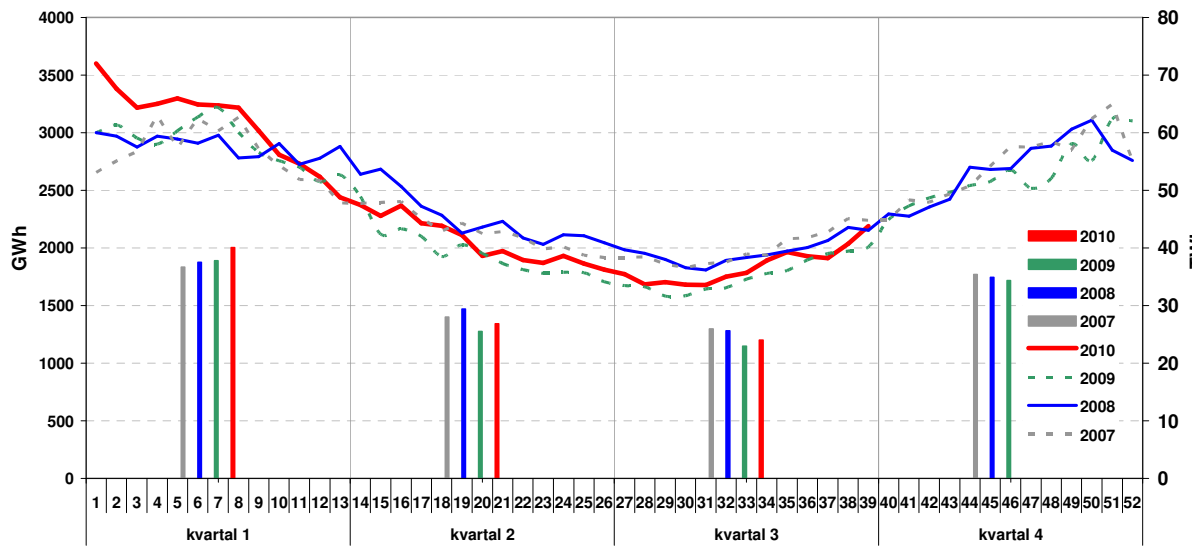
Figur 2.6 Anna nordisk kraftproduksjon, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



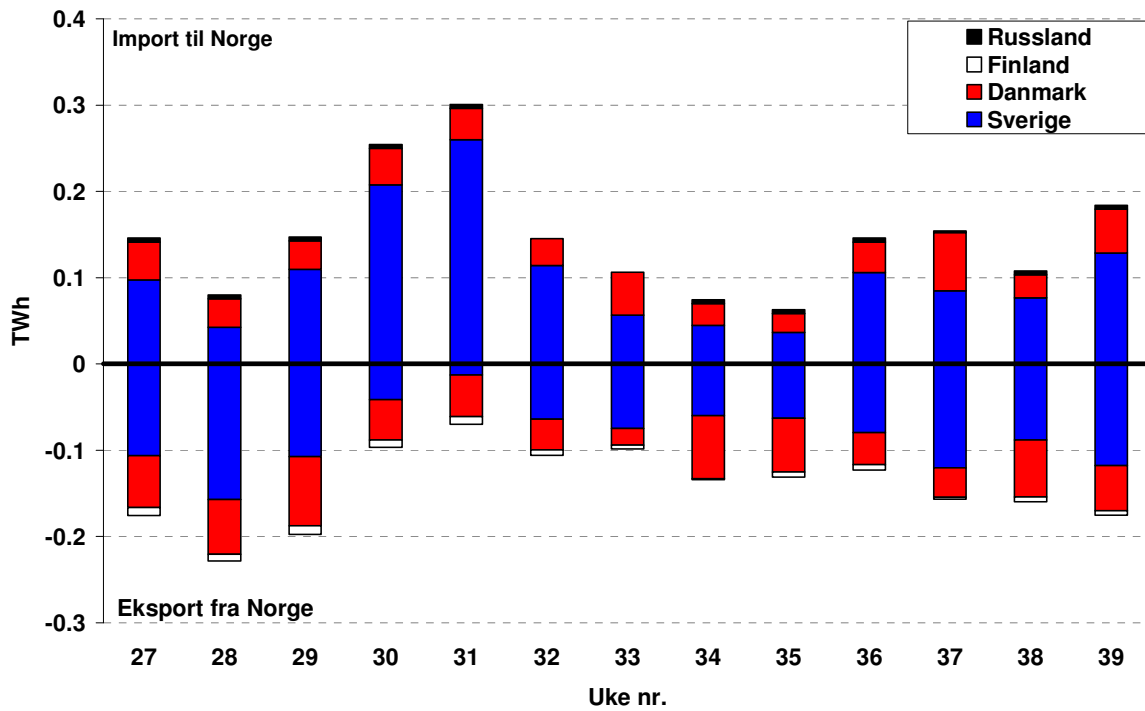
Figur 2.7 Dansk vindkraftproduksjon, 2009 - 2010 GWh/veke. Kjelde: Energinet.dk



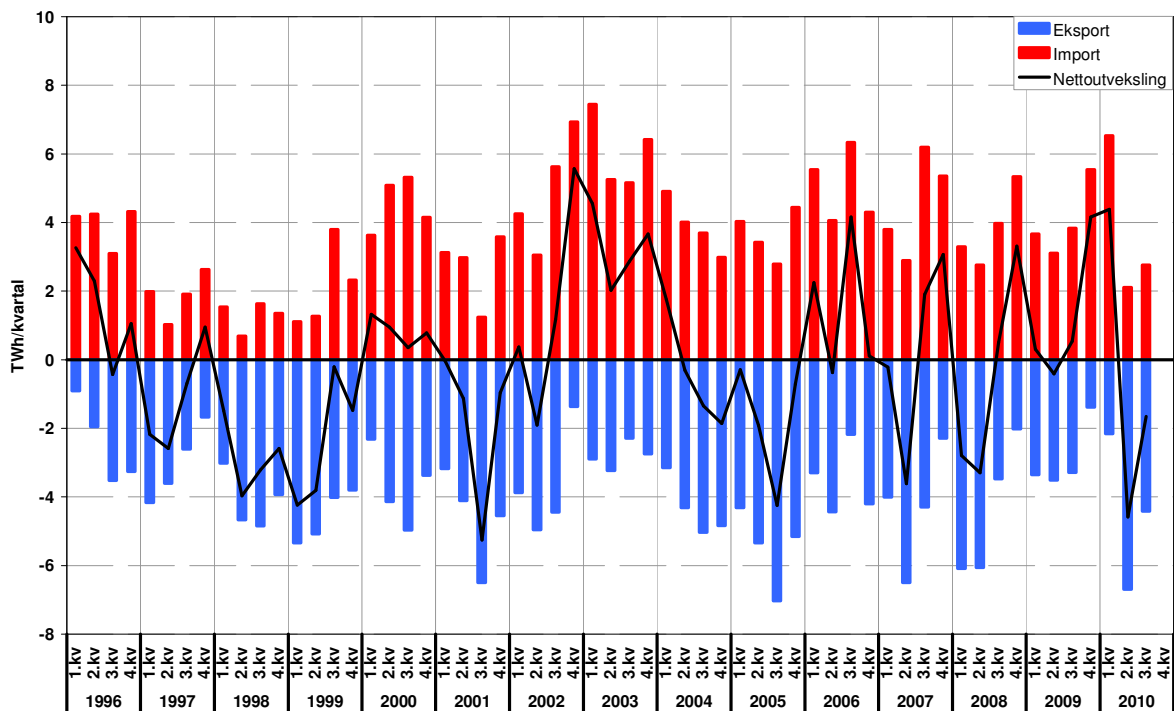
Figur 2.8 Norsk forbruk, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



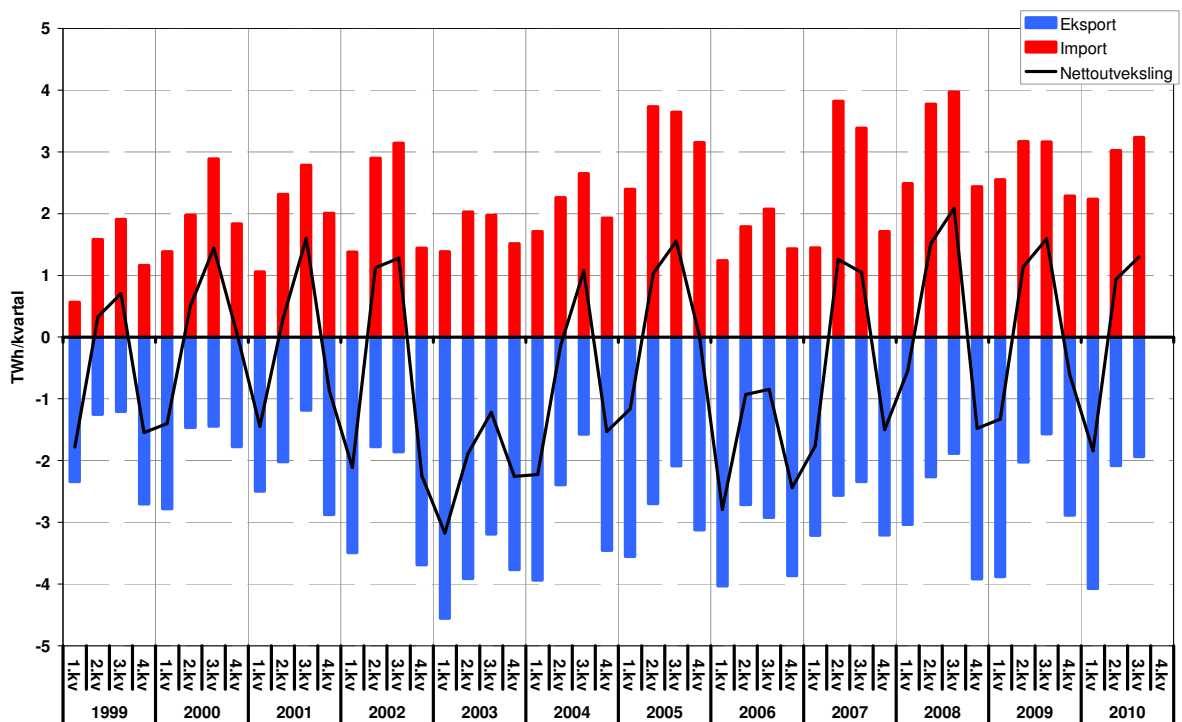
Figur 2.9 Norsk utveksling av kraft i tredje kvartal. TWh. Kjelde Nord Pool.



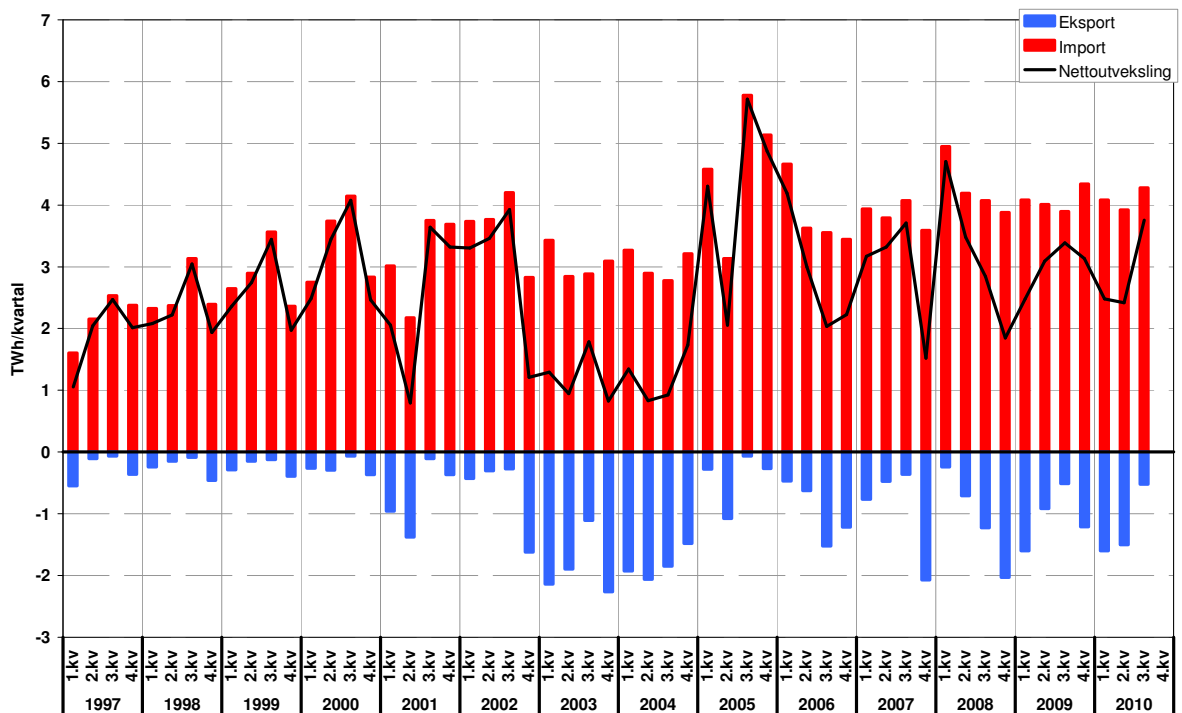
Figur 2.10 Import/eksport Sverige, 1996-2010, TWh. Kjelde: Nord Pool



Figur 2.11 Import/eksport Danmark, 1996-2010, TWh. Kjelde: Nord Pool



Figur 2.12 Import/eksport Finland, 1996-2010, TWh. Kjelde: Nord Pool



Denne serien blir publisert av Noregs vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Publisert i Rapportserien i 2010

- Nr. 1 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet. 4. kvartal 2009
- Nr. 2 Tilgangen til fornybar energi i Norge - et innspill til Klimakur 2020 (30 s.)
- Nr. 3 Klimagassutslipp fra fjernvarme: Tiltak og virkemidler- et innspill til Klimakur 2020 (30 s.)
- Nr. 4 Tiltak og virkemidler for redusert utslipp av klimagasser fra norske bygninger - et innspill til Klimakur 2020 (120 s.)
- Nr. 5 Årsrapport for tilsyn 2009 (30 s.)
- Nr. 6 Klimautfordringer i kraftsektoren frem mot 2100. Sammendragsrapport (13 s.)
- Nr. 7 Thomas Skaugen (red.) Norges hydrologiske stasjonsnett –analyse og strategi (56 s.)
- Nr. 8 Kulturminner i vassdrag. Flom- og erosjonssikring, kanaler og miljøtiltak (96 s.)
- Nr. 9 Jørn Opdahl, Hervé Colleuille: Landsomfattende mark- og grunnvannsnnett. Drift og formidling 2009 (39 s.)
- Nr. 10 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet. 1. kvartal 2010
- Nr. 11 Anne Haugum (red.): Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak i 2009 (45 s.)
- Nr. 12 Grethe H Midttømme (red.): Analyse av dambruddsbølger
- Nr. 13 Hege Sveaas Fadum (red.) Avbrottsstatistikk 2009 (110 s.)
- Nr. 14 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet. 2. kvartal 2010 (71 s.)
- Nr. 15 Klimatilpasning innen NVEs ansvarsområder – Strategi 2010 - 2014 (68 s.)
- Nr. 16 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet. 3. kvartal 2010 (65 s.)



Noregs
vassdrags- og
energidirektorat

Noregs vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen,
0301 Oslo

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

