



# Kvartalsrapport for kraftmarknaden 3. kvartal 2013

*Ellen Skaansar (red.)*

71  
2013

R A P P O R T





# **Kvartalsrapport for kraftmarknaden – 3. kvartal 2013**

Norges vassdrags- og energidirektorat  
2013

# Kvartalsrapport for kraftmarknaden – 3. kvartal 2013

**Utgitt av:** Norges vassdrags- og energidirektorat

**Redaktør:** Ellen Skaansar

**Forfattarar:** Nina Kjelstrup, Per Tore Jensen Lund, Christina Stene Beisland, Henriette Birkelund, Harald Endresen, Torgeir Ericson, Ingrid Magnussen Benedicte Langseth og Thomas Væringstad

**Trykk:** NVE sitt hustrykkeri

**Opplag:** 20

**Forside:** Rune Stubrud

**ISBN:** 978-82-410-0940-2

**ISSN:** 1501-2832

**Samandrag:** I tredje kvartal kom det 20,1 TWh nedbørenbergi, 5,6 TWh mindre enn normalen. Tilsiget til dei norske vassmagasina var 34,8 TWh, 4,0 TWh mindre enn normalt og 14,7 TWh mindre enn i tredje kvartal 2012. Fyllingsgraden i Noreg auka frå 68,4 prosent til 76,6 prosent, frå å vere 1,2 prosenteiningar over normalt til 10,4 prosenteiningar under normalen ved utgangen av kvartalet. Kraftforbruket og -produksjonen i Noreg var høvesvis 25,4 og 29,8 TWh i tredje kvartal. Samanlikna med fjoråret var forbruket 3,9 prosent lågare. Kraftproduksjonen var 7,8 prosent lågare enn same kvartal i fjor. Noreg hadde ein nettoeksport på 4,4 TWh i tredje kvartal. I snitt for kvartalet var kraftprisane i Noreg mellom 26,7 og 29,9 øre/kWh. For hushaldskundar med spotpriskontrakt gjekk den gjennomsnittlege prisen på straum ned i dei tre sørlegaste elspotområda. I dei to elspotområda lengst nord i landet gjekk den gjennomsnittlege prisen opp frå andre kvartal.

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

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

Telefon: 22 95 95 95

Telefaks: 22 95 90 00

Internett: [www.nve.no](http://www.nve.no)

## Innhald

<b>Kvartalsrapport for kraftmarknaden – 3. kvartal 2013.....</b>	<b>1</b>
<b>1 Kraftmarknaden i 3. kvartal 2013 .....</b>	<b>5</b>
1.1 Ressursgrunnlaget .....	7
1.1.1 Nedbør .....	7
1.1.2 Snø.....	9
1.1.3 Grunn- og markvatn .....	10
1.1.4 Temperatur .....	11
1.1.5 Tilsig i Noreg.....	12
1.1.6 Tilsig i Sverige .....	13
1.2 Magasinutviklinga.....	14
1.2.1 Lite tilsig gav godt under normal magasinfylling .....	14
1.2.2 Magasinutviklinga i Sverige og Finland.....	15
1.3 Produksjon.....	17
1.3.1 Noreg – nedgang i produksjonen i tredje kvartal .....	18
1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa.....	20
1.4 Forbruk.....	23
1.4.1 Nedgang i kraftforbruket i tredje kvartal.....	24
1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa.....	27
1.5 Andre energiberarar i Noreg.....	29
1.5.1 Fyringsoljar .....	29
1.6 Kraftutveksling.....	31
1.6.1 Kraftutvekslinga til Noreg.....	33
1.6.2 Kraftutvekslinga til andre nordiske land .....	34
1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden.....	35
1.7.1 Spotprismarknaden .....	35
1.7.2 Terminmarknaden .....	38
1.7.3 CO <sub>2</sub> og brensesprisar .....	39
1.8 Hushaldskundar i sluttbrukarmarknaden.....	42
1.8.1 Prisar og straumutgiftar .....	42
1.8.2 Påslag på spotpriskontraktar.....	45
<b>2 Vedlegg .....</b>	<b>46</b>

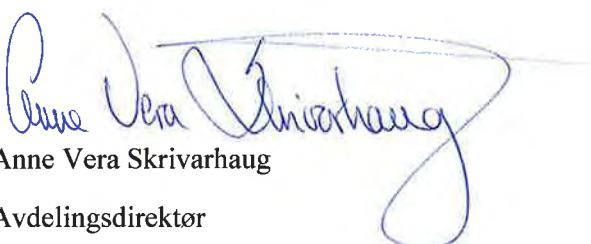
## Forord

Energiavdelinga i NVE presenterer her rapport for kraftmarknaden i tredje kvartal 2013.

Kvartalsrapporten utarbeidast kvart kvartal, og dette er tredje utgåve i kvartalsrapportens 10. årgang. På grunn av datainnsamling og tilverking vert kvartalsrapporten vanlegvis publisert 6-8 veker etter utløpet av kvartalet.

Arbeidet med denne kvartalsrapporten er utført av medarbeidrarar ved Energiavdelinga, Hydrologisk avdeling, kommunikasjonsavdelinga og Elmarkedstilsynet. Bidragsytarane for denne utgåva har vore Nina Kjelstrup, Per Tore Jensen Lund, Christina Stene Beisland, Henriette Birkelund, Harald Endresen, Torgeir Ericson, Ingrid Magnussen Benedicte Langseth og Thomas Væringstad. Ellen Skaansar har leia arbeidet.

Oslo, 20. november 2013



Anne Vera Skrivarhaug  
Avdelingsdirektør

## 1 Kraftmarknaden i 3. kvartal 2013

### Tørt og varmt

Det var tørrare enn normalt i Noreg i tredje kvartal. Det kom om lag 20 TWh med nedbørenesperi, noko som er 5,6 TWh mindre enn normalt. Juli var spesielt tørr i Agder og på Austlandet. I august kom det noko over normale nedbørsmengder, medan det i september berre kom 60 prosent av normal nedbør for landet under eitt. Sidan 1900 har berre ni septembermånader vore tørrare.

### Mindre snø enn normalt

Det meste av snøen var smelta før tredje kvartal starta. Dette skyldast at det var mindre snø enn normalt sist vinter. Tredje kvartal har òg vore noko varmare enn normalt. Desse forholda har saman med lite nedbør, gjort at det er mindre vatn i grunnen enn normalt for årstida.

Dette kan òg forklare eit lågare tilsig enn normalt i tredje kvartal. Totalt vart tilsiget 34,8 TWh til dei norske kraftmagasina. Det er 4,0 TWh mindre enn normalt, og 14,7 TWh mindre enn tredje kvartal i 2012. Dei siste 12 månadene har tilsiget i Noreg vore 119,6 TWh, noko som er 10,5 TWh mindre enn normalt.

Ved inngangen til tredje kvartal 2013 var fyllingsgraden i norske magasin 68,4 prosent. Det er 1,2 prosenteiningar over normalt. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 76,6 prosent, eller 10,4 prosenteiningar under det normale for årstida.

### Lågare fyllingsgrad

Medan forbruket i Norden var 1 TWh lågare enn i same periode i fjor var den samla kraftproduksjonen i Norden 6,3 TWh (7,5 prosent) lågare enn same kvartal i 2012. Det var lågare vasskraftproduksjon både i Noreg og i Sverige, medan det var ein auke i termisk kraftproduksjon i Finland og høgare vindkraftproduksjon i Danmark.

### Nedgang i forbruket

Det var ein nedgang i det norske elektrisitetsforbruket i tredje kvartal. Det målte forbruket var på 25,4 TWh mot 26,4 TWh i same kvartal i 2012. Dette er ein nedgang på 3,9 prosent. Bruttoforbruket i alminneleg forsyning viser òg ein nedgang, men korrigert til normale temperaturforhold syner forbruket i alminneleg forsyning ein vekst på 0,6 prosent samanlikna med tredje kvartal i fjor. I same periode har forbruket i kraftintensiv industri hatt ein vekst på 3,1 prosent.

Elektrisitetsproduksjonen i Noreg var 29,8 TWh i tredje kvartal 2013. Samanlikna med same periode i fjor er dette ein reduksjon på 7,8 prosent, men 2012 var et svært godt år for vasskraftproduksjon i Noreg. Trass i nedgangen vart produksjonen i tredje kvartal den sjette høgaste nokon gong.

### Mindre produksjon

Den nordiske nettoimporten var 0,3 TWh i tredje kvartal. I same kvartal i fjor var det 4,1 TWh nordisk nettoeksport. Lågare prisar i Tyskland som følgje av meir vind- og solkraftproduksjon har medverka til høgare nordisk import samanlikna med tredje kvartal i fjor.

Det var norsk nettoeksport i alle veker av tredje kvartal. Den totale nettoeksporten for kvartalet var 4,4 TWh, noko som er ein auke på 4,4 TWh

## **Nettoeksport i alle kvartalets veker**

frå førre kvartal men ein reduksjon på 1,5 TWh samanlikna med tredje kvartal 2012, då tilsiget og fyllingsgraden var høgare enn i år.

Områdeprisane i Noreg var dei lågaste i Norden, og låg i snitt mellom 267 og 299 kr/MWh i tredje kvartal. Nord- og Midt-Noreg hadde dei høgaste prisane, men dei var lågare enn i same kvartal i 2012. I dei resterande norske elspotområda var prisane høgare enn i tredje kvartal 2012. Prisen på den tyske marknaden var i snitt lågare enn alle dei nordiske prisane, og enda på 252 kr/MWh i kvartalet. Tyske priser var lågare enn dei sørnorske prisane i 53 prosent av tida. Dei norske prisane vart trekt noko opp av den knappare ressurssituasjonen i Norden, men arbeid på overføringslinjene mot utlandet frå Sør-Noreg bidrog til å trekke prisane noko ned.

## **Prisoppgang på terminprisar i september**

Siste handledag i tredje kvartal vart ein terminkontrakt med levering i fjerde kvartal 2013 og første kvartal 2014 handla for 339,11 og 352,83 kr/MWh. Dette er ein auke på høvesvis 13,8 og 12,7 prosent samanlikna med prisane ved inngangen av kvartalet. Lite nedbør og tørre værvarsel bidrog til at prisane auka i første halvdel av juli, medan det var ein nedgang i midten av kvartalet. I september kom det berre 60 prosent av normal nedbør, noko som bidrog til ein prisoppgang siste halvdel av tredje kvartal. Dei tyske terminkontraktane vart handla til høvesvis 336 og 341 kr/MWh på siste handledag, og det var difor noko billigare å sikre seg kraft for leveransar gjennom vinteren i Tyskland enn i Norden.

## **Høgare sluttbrukarprisar**

Frå andre til tredje kvartal gjekk den gjennomsnittlege prisen på straum for hushaldskundar med spotpriskontrakt ned i dei tre elspotområda lengst sør i landet, medan den gjennomsnittlege prisen auka i elspotområda Midt-Noreg og Nord-Noreg. Gjennomsnittprisen for straum levert på spotpriskontrakt varierte mellom 32 øre/kWh og 40,6 øre/kWh i dei fem ulike elspotområda i tredje kvartal 2013. Dette var mellom 13,6 øre/kWh og 19,1 øre/kWh høgare enn gjennomsnittsprisane i same kvartal i 2012.

Gjennomsnittprisen for straum levert på standardvariabelkontrakt var i tredje kvartal 2013 på 38,9 øre/kWh, 14,1 øre/kWh høgare enn i andre kvartal 2012.

## 1.1 Ressursgrunnlaget

### 1.1.1 Nedbør

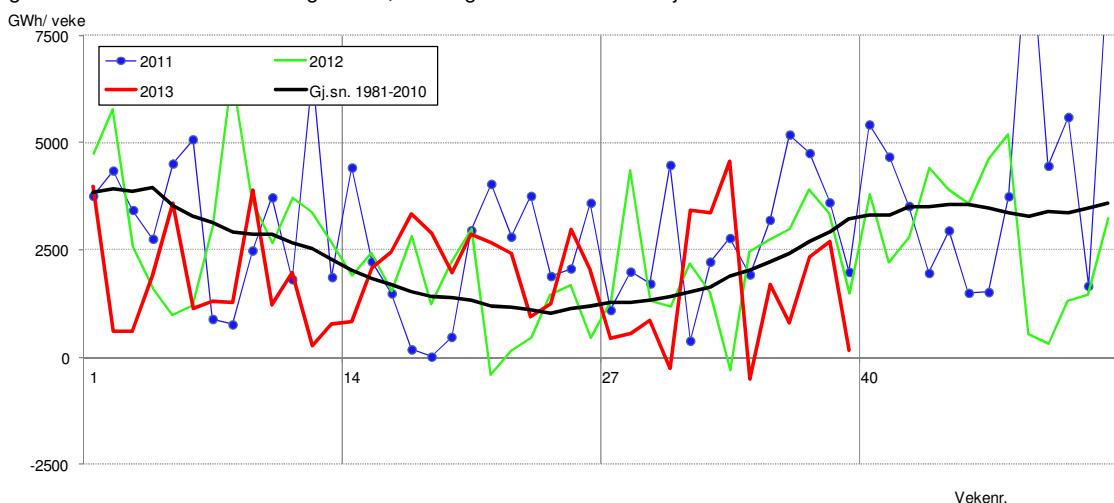
I juli kom det i følgje tal fra met.no omkring 90 prosent av normal nedbør for landet under eitt. I Agder og på Austlandet var det særstakt, høvesvis den nest og femte tørraste julimånaden sida 1900. I desse områda blei det registrert under 10 mm nedbør ved fleire målestasjonar. På Vestlandet og i Nord-Noreg var det meir normale nedbørtilhøve.

For landet sett under eitt kom det i august det noko over normale nedbørmengder, medan i september kom det berre 60 prosent av normal nedbør. Månaden er den 10. tørraste sida 1900. Relativt sett var dei tørraste områda Møre og Romsdal, Trøndelag og Nord-Noreg.

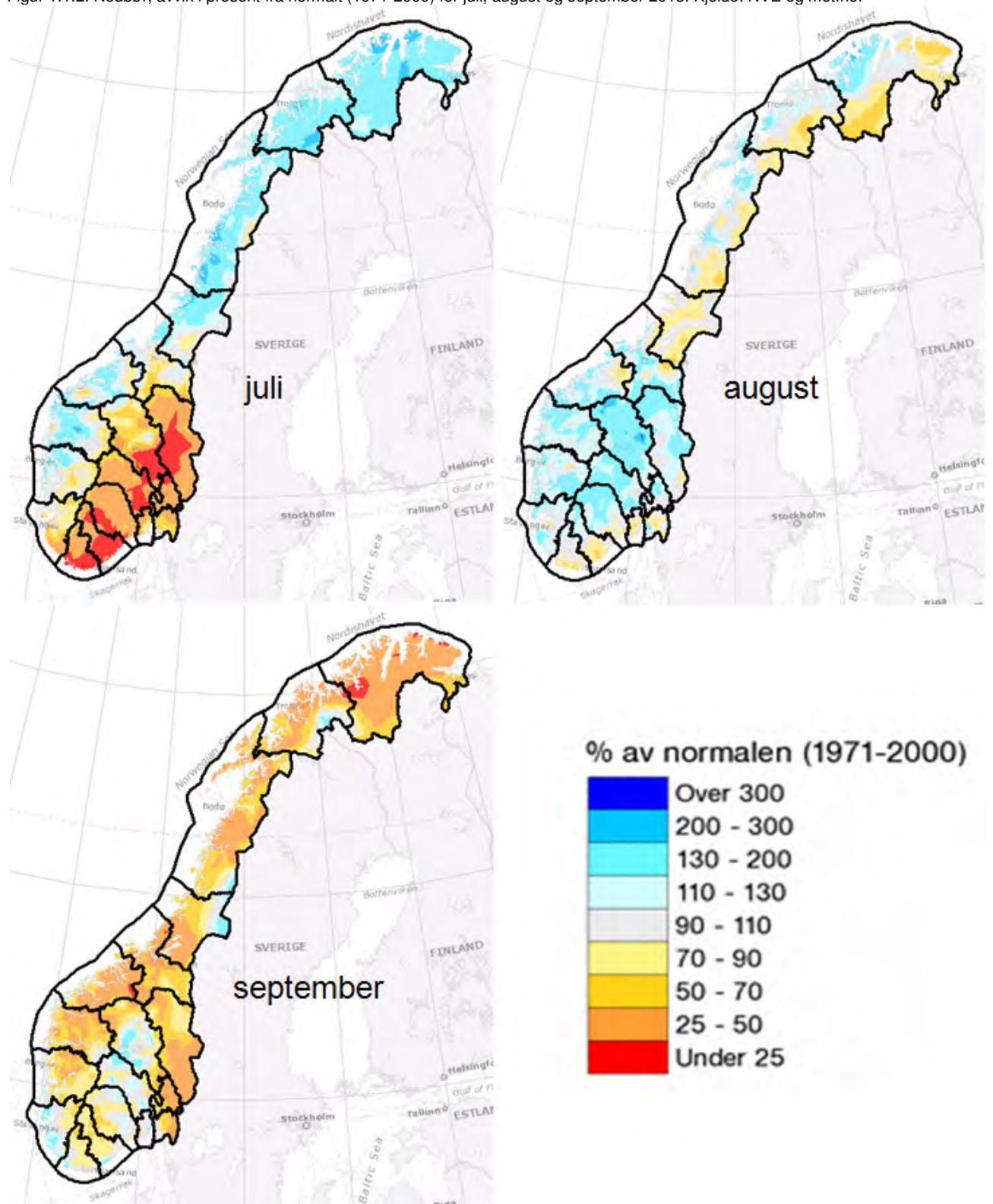
Resurstilgang TWh	3.kv. 2013	Avvik frå normalt	Siste 12 månader	Avvik frå normalt
Tilsig Noreg	34,8	- 4,0	119,6	- 10,5
Nedbør Noreg	20,1	- 5,6	108,5	- 22,0
Tilsig Sverige	15,7	-1,8	62,3	- 0,4
Snø Noreg	Kring 30 prosent av normalt ved inngangen til 3. kv. Lite snø ved utgangen.	Kring normalt ved utgangen av 3. kvartal.		

Rekna i nedbørenegri kom det i tredje kvartal, ifølge NVE sine tal, om lag 20 TWh. Det er omlag 5 TWh under normalen (Figur 1.1.1). I sum for dei siste 12 månadene har det kome 109 TWh, eller 22 TWh mindre enn normalen.

Figur 1.1.1: Berekna nedbørenegri i 2011, 2012 og 2013. GWh/ veke. Kjelde: NVE



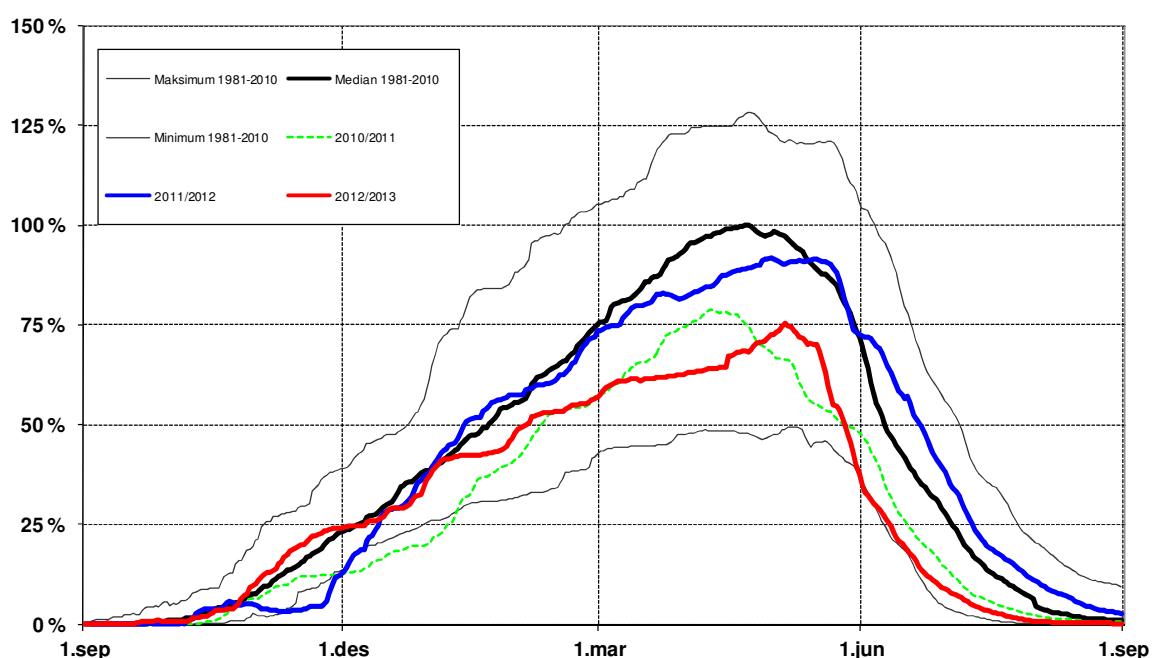
Figur 1.1.2: Nedbør, avvik i prosent fra normalt (1971-2000) for juli, august og september 2013. Kjelde: NVE og met.no.



### 1.1.2 Snø

I Figur 1.1.3 er utviklinga av snømagasinet gjennom året vist. Berekningane er basert på snøkarta som ligg på portalen [www.seNorge.no](http://www.seNorge.no). Alle areala som drenerer til norske vasskraftmagasin er med i berekningane, kor dei ulike areala er vekta i høve til den energimengda snøen utgjer. Mindre snø enn normalt sist vinter og kraftig snøsmelting i slutten av mai, gav betydeleg mindre snø enn normalt i mange av fjellområda utover sommaren. I høve til våre berekningar var det ved starten av kvartalet berre om lag 30 prosent av normal snømengde. Av figuren ser ein at det meste av snøen var smelta før tredje kvartal starta, og nesten all snøen var smelta før utgongen av juli.

Figur 1.1.3: Utviklinga av snømagasinet vintrane 2010/11, 2011/12 og 2012/13 i prosent av median for perioden 1981 - 2010. Kjelde NVE.

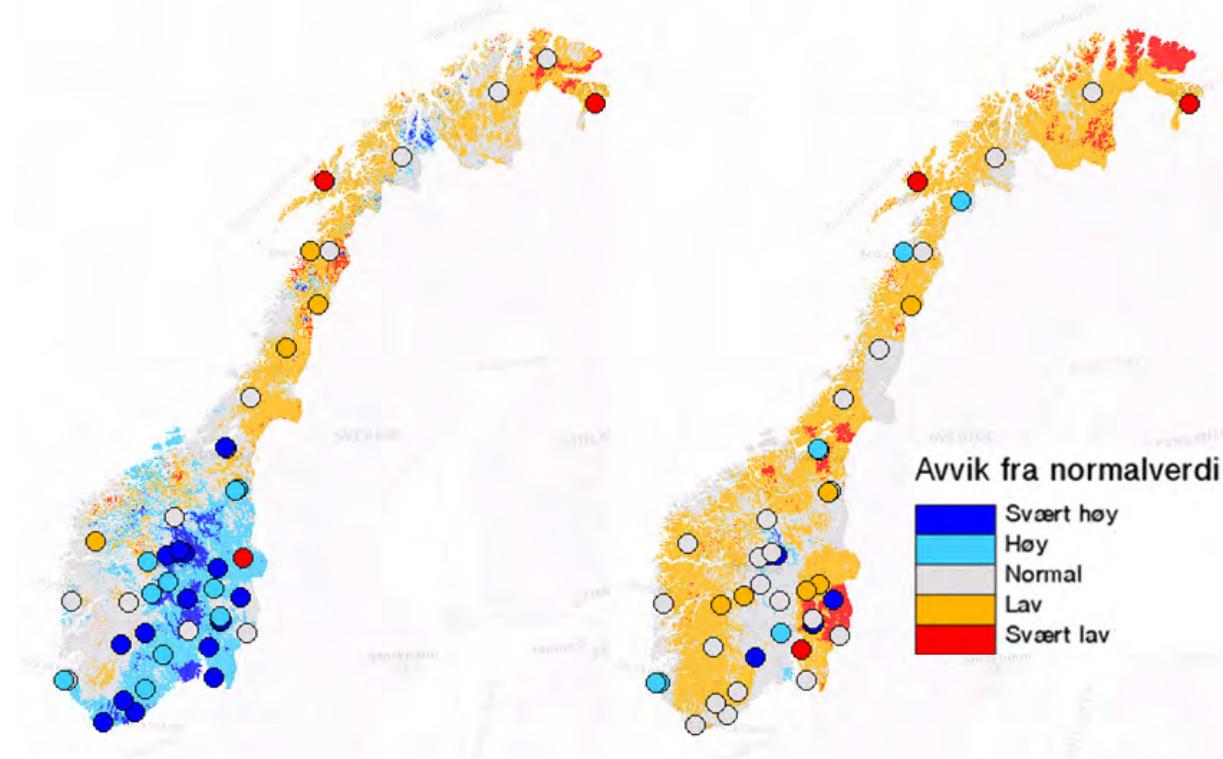


### 1.1.3 Grunn- og markvatn

Grunnvasstand i høve til normalen ved utgangen av andre og tredje kvartal er illustrert i Figur 1.1.4. Grunna mindre nedbør og snøsmelting enn normalt, samstundes med høgare temperaturar, har det vore ein nedgang i grunnvasstilhøva samanlikna med normalen i tredje kvartal. I enkelte område på Austlandet, nord i Trøndelag og sør i Nordland er det berekna grunnvassnivået kring normalt. Elles i landet er tilhøva stort sett under normalen.

Ved utgangen av tredje kvartal er berekna grunn- og markvatn i sum for kraftmagasinområda lågare enn normalt.

Figur 1.1.4: Simulert grunnvasstand 30. juni (venstre) og 30. september 2013 (høgre) klassifisert som avvik i høve til normalen for perioden 1981 - 2010. Sirklane representerer målt grunnvassnivå dei aktuelle datoane. Normalen tilsvarer ein verdi mellom 25- og 75-persentilen. Kjelde: NVE

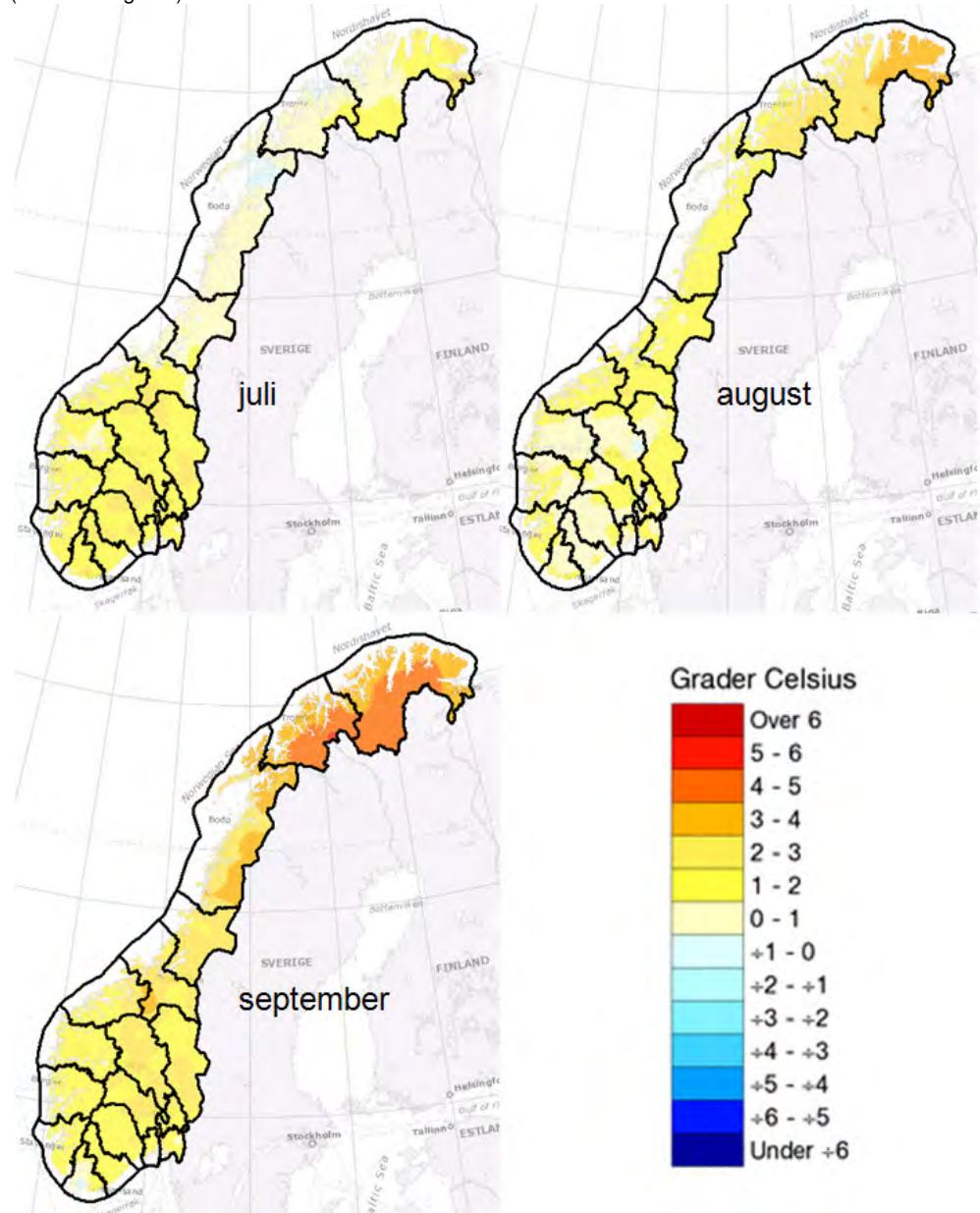


#### 1.1.4 Temperatur

For landet under eitt var temperaturen i juli og august om lag ein grad over normalen. Aust-Finnmark var relativt sett varmest i august med tre grader over normalen.

September vart relativt sett enda noko varmare og var i snitt to grader over normalen. Månaden vart dermed den sjette varmaste sida 1900. Nok ein gong var det relativt sett varmest i nord, kor delar av Troms og Finnmark hadde nær fire grader over normalen.

Figur 1.1.5: Temperaturavvik i °C frå normalt (1971-2000) for juli, august og september 2013. Kjelde: NVE og met.no ([www.seNorge.no](http://www.seNorge.no)).



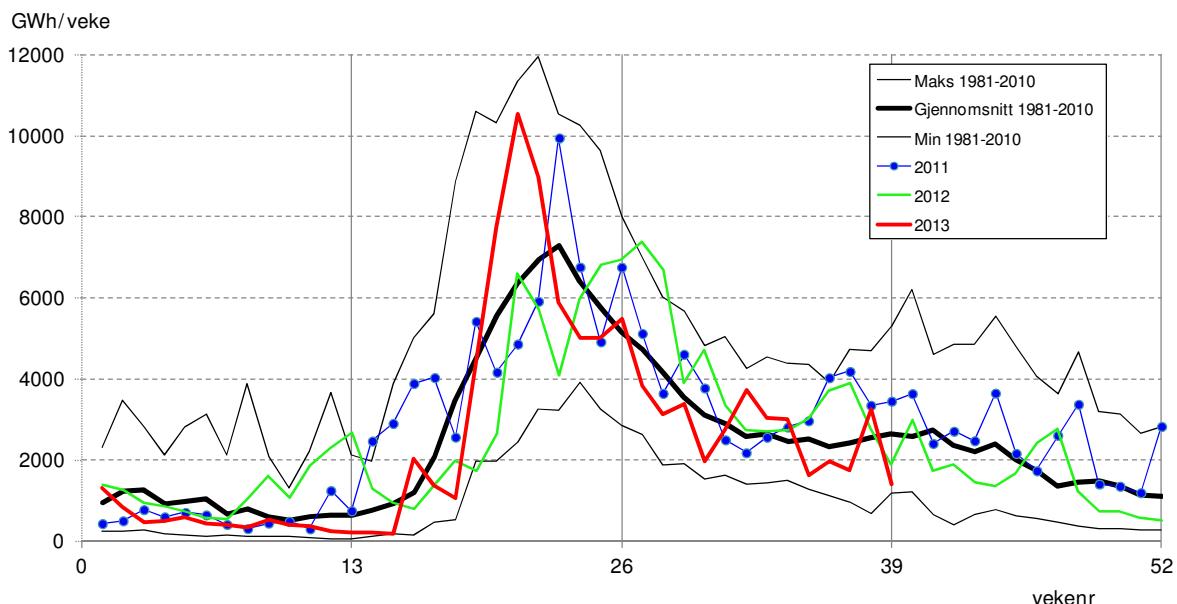
### 1.1.5 Tilsig i Noreg

I tredje kvartal 2013 var tilsiget til dei norske kraftmagasina 34,8 TWh, eller 4,0 TWh mindre enn normalt.

Dei fyrste ni månadene har tilsiget vore 99,5 TWh. Det er 6,6 TWh mindre enn normalt. Dei siste 12 månadene har tilsiget vore 119,6 TWh, eller 10,5 TWh mindre enn normalt. Summert for dei siste 24 månadene har tilsiget vore 264 TWh eller 4 TWh meir enn normalt.

Fordelinga av tilsiget gjennom året er vist i Figur 1.1.6. I tredje kvartal har tilsiget stort sett vore under normalen. Det skuldast i hovudsak at det var betydelig mindre snø enn normalen i fjellet ved inngangen til tredje kvartal, noko som har gitt mindre smeltevatn enn normalt i løpet av sommaren. Nedbøren i tredje kvartal har også vore mindre enn normalt.

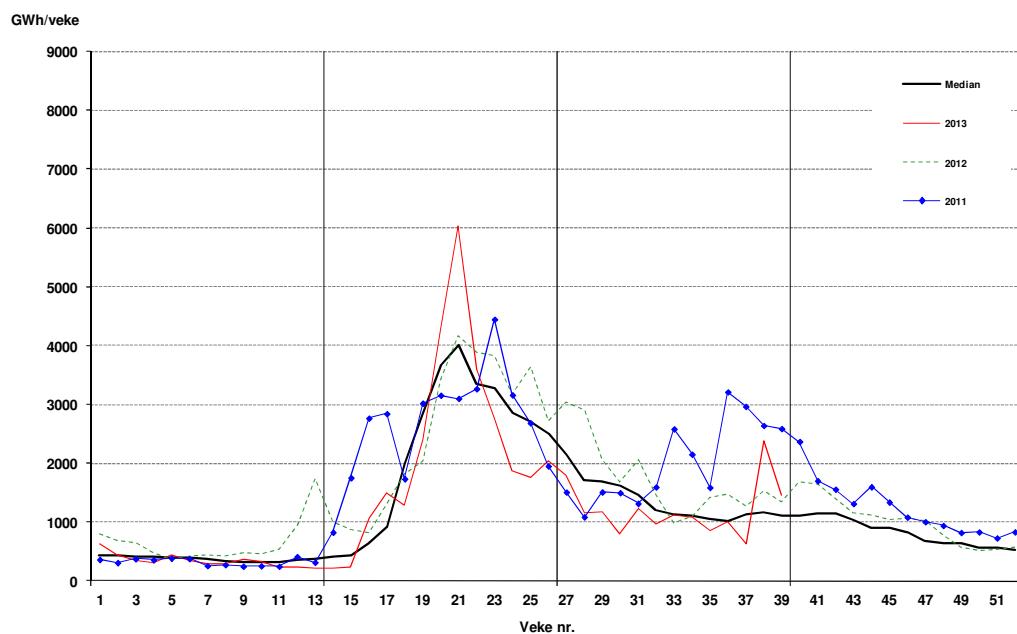
Figur 1.1.6: Tilsig i Noreg i 2011, 2012 og 2013. GWh/veke. Kjelde: NVE og Nord Pool Spot



### 1.1.6 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vatn til svenske kraftmagasin var 15,7 TWh i tredje kvartal 2013, eller 1,8 TWh under normalt og 6,6 TWh mindre enn i same periode i 2012. I årets ni første månader har tilsiget vore 49,2 TWh. Det er 2,8 TWh mindre enn normalt og 14,2 TWh lågare enn i same periode i 2012. Dei siste 12 månadene har tilsiget vore 62,3 TWh. Det er 0,4 TWh under normalt og 17,2 TWh mindre enn i same periode eit år tidlegare.

Figur 1.1.7: Tilsig i Sverige i 2011, 2012 og 2013. GWh/veke. Kjelde: Svensk Energi



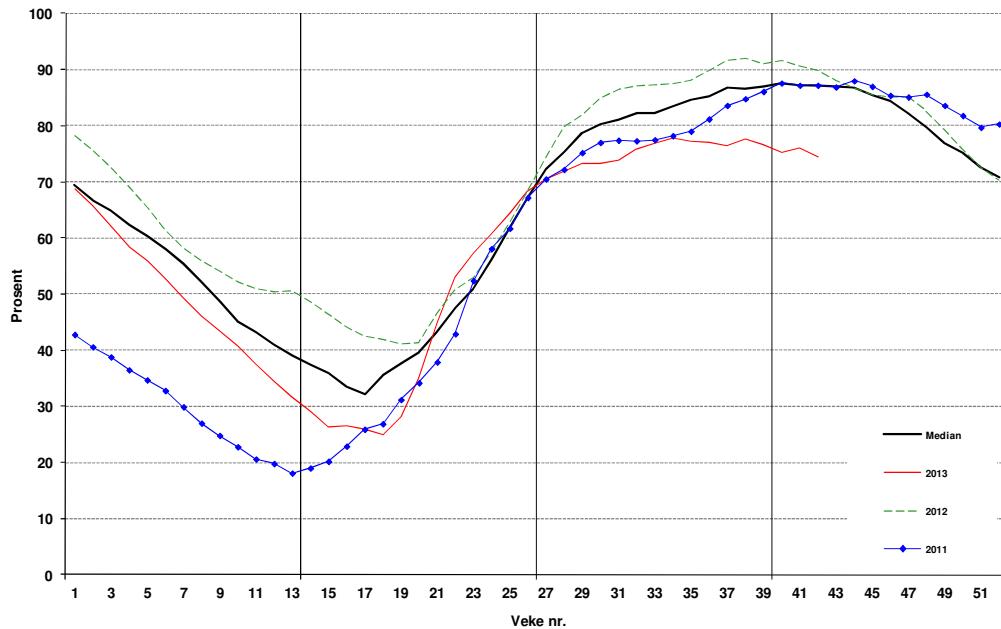
## 1.2 Magasinutviklinga

### 1.2.1 Lite tilsig gav godt under normal magasinfylling

Ved inngangen til tredje kvartal 2013 var fyllingsgraden i norske magasin 68,4 prosent. Det er 1,2 prosenteiningar over normalt<sup>1</sup> og på same nivå som til same tid i 2012. Ein tørr og varm sommar med lite tilsig førte til større nedtapping av magasina enn normalt, og ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 76,6 prosent, eller 10,4 prosenteiningar under det normale for årstida. Fyllinga ved utgangen av tredje kvartal var 14,5 prosenteiningar lågare enn til same tid i 2012. Det svarar til ei energimengde på 12,2 TWh.

Magasin-fylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 3. kvartal (prosent)			Magasin-kapasitet TWh
	2013	2012	Median	
Noreg	76,6	91,1	87,0	84,3
Sverige	72,8	88,3	81,7	33,7
Finland	55,7	75,6	68,0	5,5

Figur 1.2.1: Fyllingsgrad for norske magasiner (100 prosent = 84,3 TWh) i 2011, 2012 og 2013, prosent. Kjelde: NVE

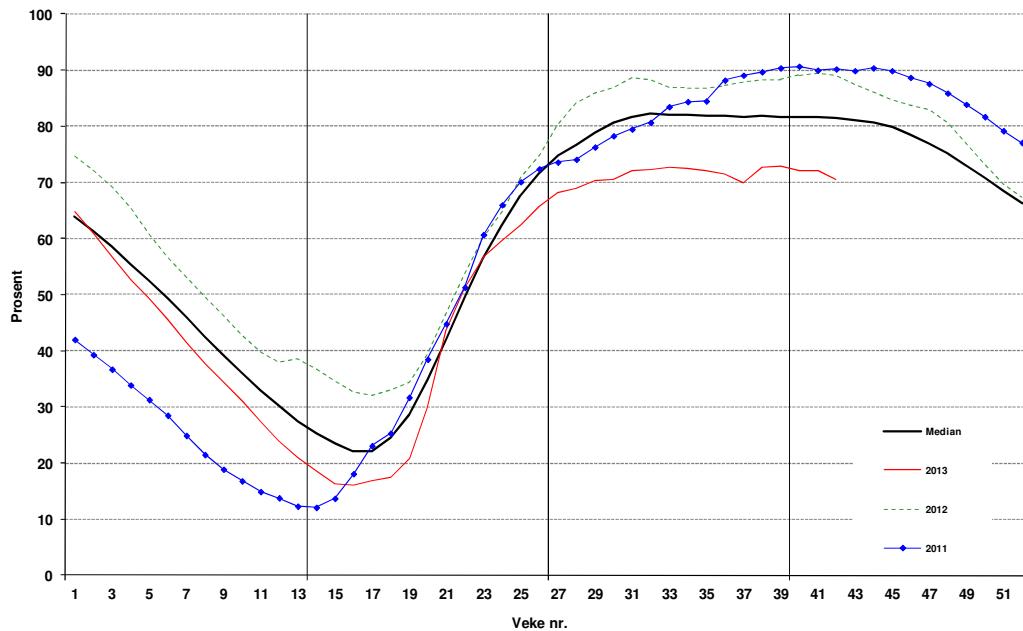


<sup>1</sup> Median for perioden 1990-2012

## 1.2.2 Magasinutviklinga i Sverige og Finland

Ved inngangen til tredje kvartal var fyllingsgraden for svenske magasin 65,8 prosent, noko som var 5,7 prosenteiningar under medianverdien<sup>2</sup> til same tid. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllinga 72,8 prosent, eller 8,9 prosenteiningar under medianverdien til same tid. Fyllinga ved utgangen av tredje kvartal 2013 var 15,5 prosenteiningar lågare enn på tilsvarende tid i 2012. Det svarar til ei energimengde på 5,2 TWh.

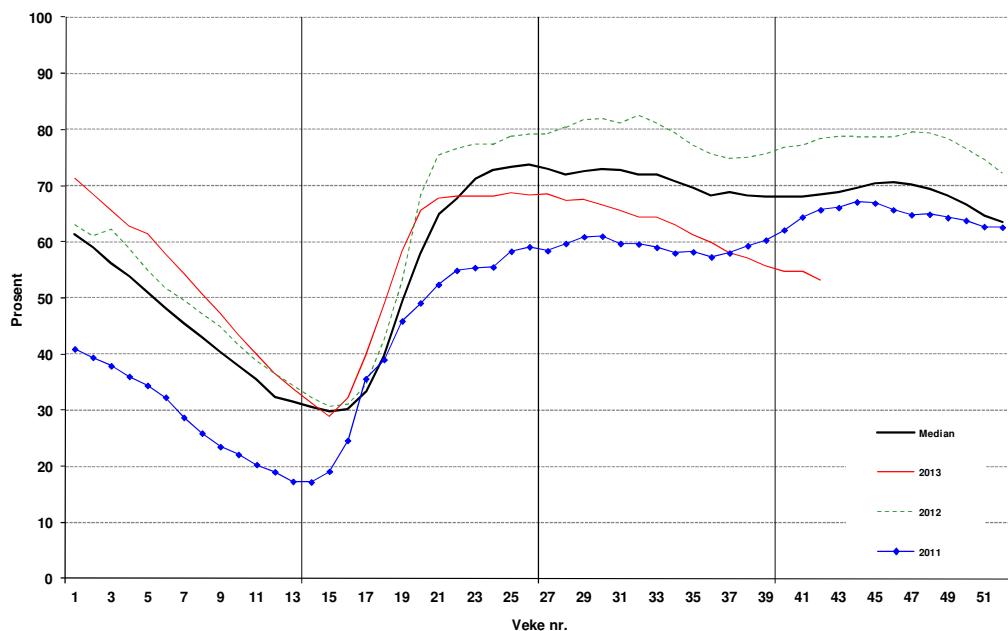
Figur 1.2.2: Fyllingsgrad for svenske magasin (100 prosent = 33,7 TWh) i 2011, 2012 og 2013, prosent. Kjelde: Svensk Energi



Ved inngangen til tredje kvartal var fyllingsgraden for finske magasin 68,4 prosent. Det er 5,3 prosenteiningar under medianverdien for perioden 1978-2006. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllinga 55,7 prosent, eller 12,3 prosenteiningar under medianverdien. Fyllinga ved utgangen av tredje kvartal 2013 var 19,9 prosenteiningar lågare enn til same tid i 2012. Det svarar til ei energimengde på 1,1 TWh.

<sup>2</sup> Middelverdier for perioden 1950-2008

Figur 1.2.3: Fyllingsgrad for finske magasin (100 prosent = 5,5 TWh) i 2011, 2012 og 2013, prosent. Kjelde: Finnish Environment Institute



I sum er det dermed lagra 6,3 TWh mindre energi i svenske og finske magasin enn ved utgangen av tredje kvartal i fjor. Den lagra vassmengda i Norden var ved utgangen av tredje kvartal i år 92,2 TWh, eller 18,5 TWh mindre enn til same tid i 2012 og 12,4 TWh mindre enn normalt. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske vassmagasin er 123,5 TWh.

### 1.3 Produksjon

Det nordiske produksjonssystemet består av ulike teknologiar, og har en samla kapasitet på vel 100 GW.

Av dette utgjer vasskraft 50 GW, termisk kapasitet 30 GW, medan kjernekraft og vindkraft<sup>3</sup> står for høvesvis 12 og 9 GW.

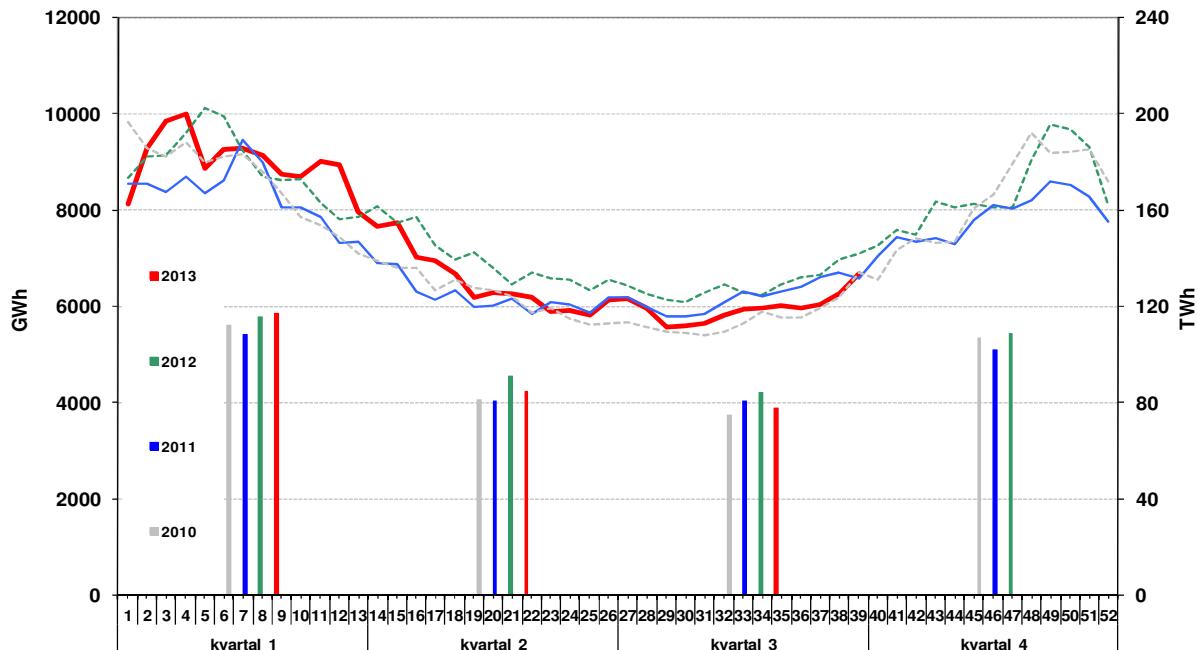
Det nordiske vasskraftsystemet har om lag 125 TWh med magasinkapasitet, og 84,7 TWh av dette er i Noreg. Vasskrafta har ein normalproduksjon på 130 TWh i Noreg, mens Sverige har ein tilsvarende produksjon på 66 TWh. Produksjon av vasskraft og vindkraft er avhengig av

vêrforhold, men verken vass-, vind-, (eller solkraft) har kostnader knytte til brensel. Termisk kapasitet vil på si side ikkje produsere før brenselskostnadene korrigert for nyttegrad er lågare enn prisen på kraft.

Den totale nordiske produksjonen i tredje kvartal var på 77,7 TWh. Dette er ein nedgang på 6,3 TWh, eller 7,5 prosent, samanlikna med same kvartal i 2012. Produksjonen var lågare i Noreg, Sverige og Finland samanlikna med fjoråret, og høgare i Danmark.

Den totale produksjonen av kraft i Norden dei siste 52 vekene var 388,3 TWh. Dette var ein prosent mindre enn den mengde kraft som vart produsert dei føregåande 52 vekene. Noreg og Sverige produserte høvesvis 5,5 og 1,2 prosent mindre dei siste 52 vekene samanlikna med dei føregåande 52 vekene, medan Danmark og Finland produserte høvesvis 10,4 og 4,3 prosent meir.

Figur 1.3.1: Samla nordisk kraftproduksjon, 2010 – 2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot

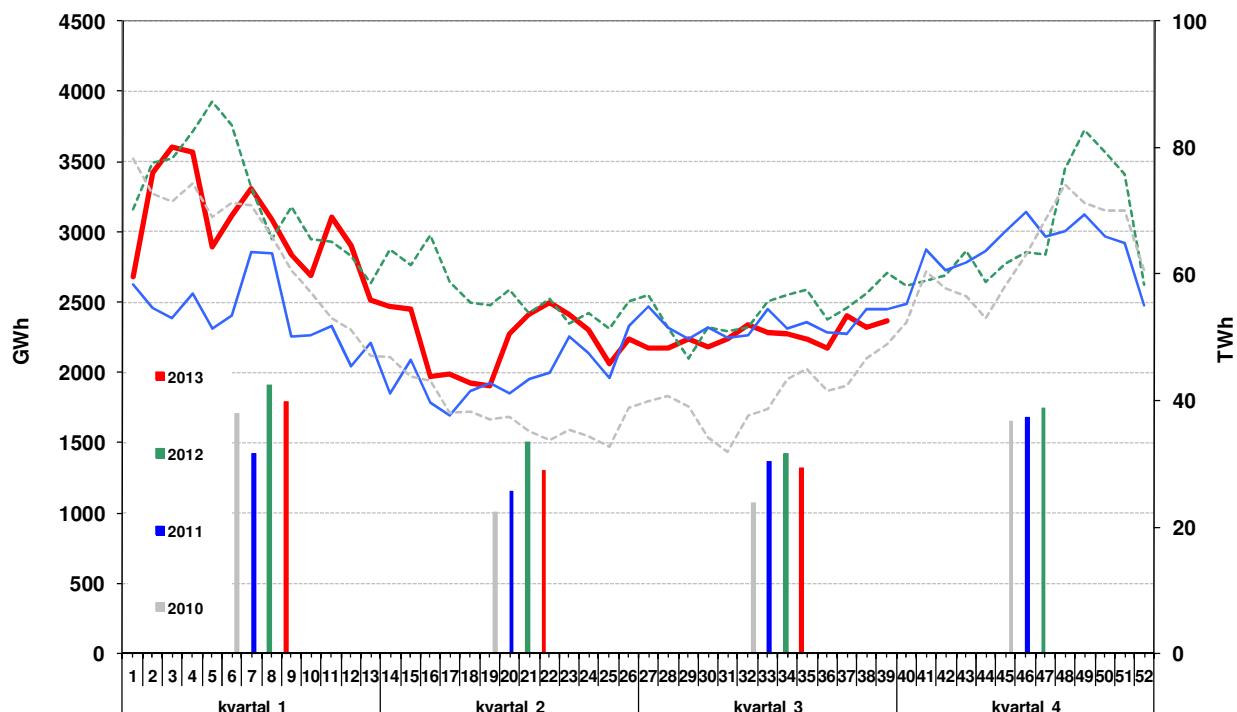


<sup>3</sup> Ein reknar med ei brukstid på mellom 2400 og opp mot 3000 timer i løpet av et år i forbindning med vindkraft.

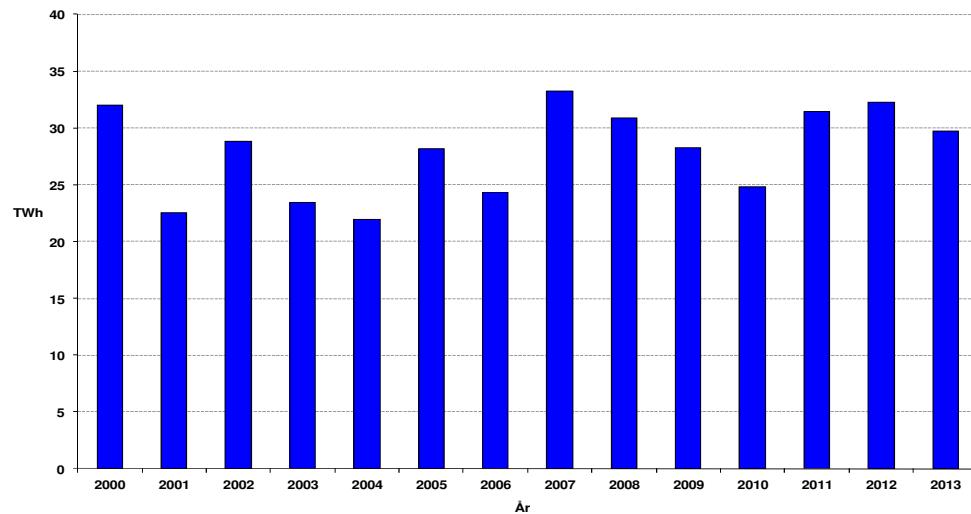
### 1.3.1 Noreg – nedgang i produksjonen i tredje kvartal

Den vasskraftdominerte elektrisitetsproduksjonen i Noreg var 29,8 TWh i tredje kvartal 2013. Det er ein nedgang på 7,8 prosent frå same periode i fjor. Nedgangen i produksjonen heng saman med lågt tilsig og magasinfylling godt under normalt. Sjølv med ein tørr værtype er produksjonen i tredje kvartal den sjette høgaste nokon gong. Noko av reduksjonen i vasskrafta vert motverka av auka produksjon frå andre teknologiar. I følge SSB vart det produsert om lag 920 GWh varmekraft og 370 GWh vindkraft gjennom kvartalet. Dette er ei auke på høvesvis 20 og 25 prosent samanlikna med tredje kvartal 2012.

Figur 1.3.2: Norsk kraftproduksjon, 2010-2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot.



Figur 1.3.3: Kraftproduksjon i Noreg i tredje kvartal for perioden 2000-2013, TWh. Kjelde: NVE



I årets ni første månader var produksjonen 98,0 TWh. Det er 10,7 TWh mindre enn i same periode i 2012, dvs. ein nedgang på 9,9 prosent. På same tid har det vore ein auke i vindkraftproduksjonen på 14 prosent, medan det har vore ein liten reduksjon i samla varmekraftproduksjon.

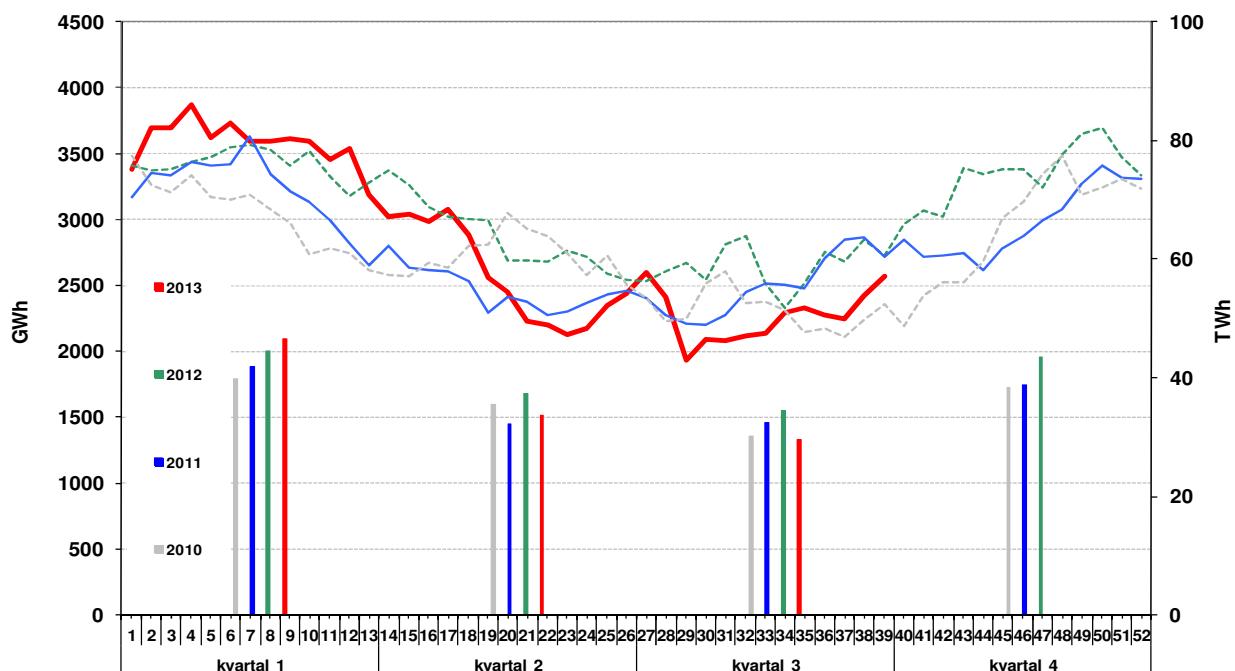
Dei siste 12 månadene er det produsert 137,1 TWh elektrisk kraft i Noreg mot 147,0 i tilsvarende periode året før. Det er ein nedgang på 6,7 prosent. Produksjonen dei siste 12 månadene er 10,7 TWh lågare enn den høgaste produksjonen for ein 12-månadersperiode (147,8 TWh) og om lag 3 TWh lågare enn gjennomsnittleg årleg produksjonsevne for det norske kraftsystemet (vass-, varme- og vindkraft) som er berekna til rundt 140 TWh ved utgangen av 2012.

### 1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa

Sverige produserte totalt 29,5 TWh elektrisk kraft i tredje kvartal. Dette er ein nedgang på 14,3 prosent, eller 4,9 TWh, frå tredje kvartal 2012. Vasskraftproduksjonen gjekk ned med 4,7 TWh til 12,4 TWh, medan kjernekraftproduksjonen gjekk ned med 0,3 TWh til 13,3 TWh. Produksjon av elektrisitet i Sverige frå kjernekraft vart såleis høgare enn produksjonen frå vasskraft. Den resterande delen kraftproduksjon på 3,8 TWh frå vind- og termisk kraftproduksjon var nær uendra samanlikna med same kvartal i 2012.

Totalproduksjonen i Sverige dei siste 52 vekene har vore på 153,0 TWh. Dette er 1,9 TWh mindre enn for dei førre 52 vekene.

Figur 1.3.4: Svensk produksjon, 2010 – 2013, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot

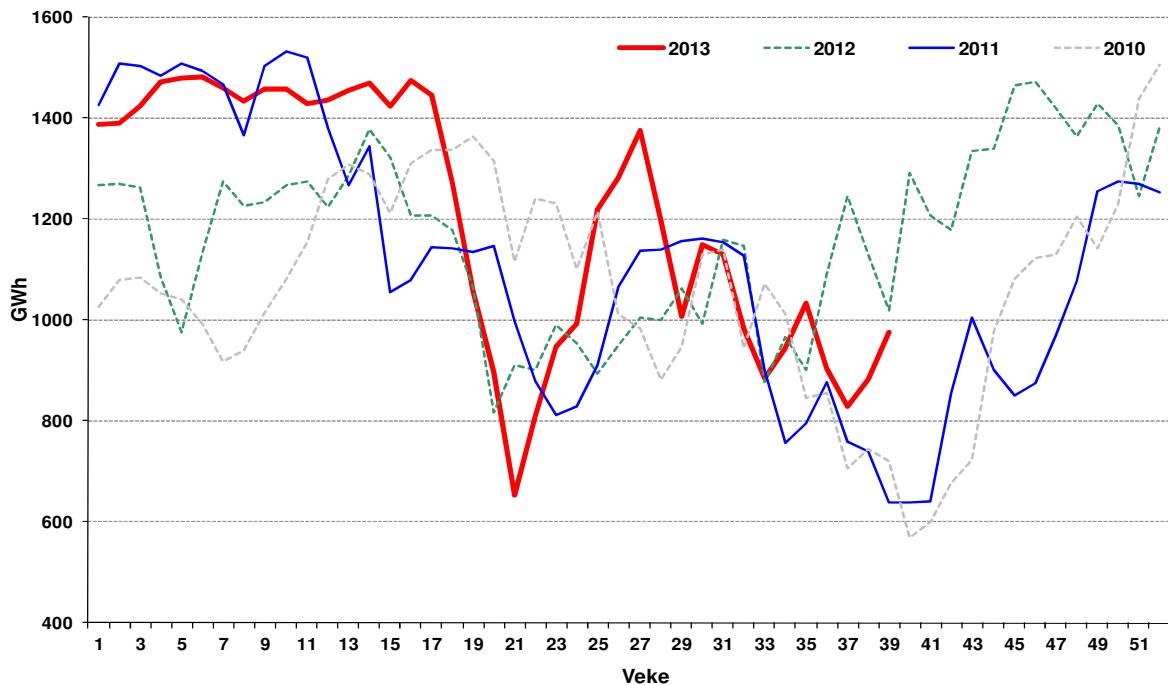


Figur 1.3.5 syner produksjonen frå svenske kjernekraftverk kvar veke dei siste fire åra. Kapasiteten er normalt sett høg gjennom vinteren. På grunn av vedlikehaldsarbeid går kapasiteten noko ned om sommaren, for så å auke igjen utover hausten når kraftverka kjem tilbake i drift.

I tredje kvartal var tilgjengelegeita i snitt 64 prosent . Figuren viser ein produksjonstopp i veke 27, noko som skyldast at Forsmark 3 og Oskarshamn 1 vart tilgjengelege for marknaden denne veka.

Tilgjengelegeita var da på 86 prosent, men falt så i perioden fram til og med veke 37 til eit nivå på om lag 50 prosent. Denne reduksjonen hadde med teknisk svikt eller vedlikehald i ulike kraftverk å gjere. Mellom anna gjaldt dette Ringhals 1 og Forsmark 1 og 2 i veke 32 og 33, og Oskarshamn 3, Ringhals 2 og 3 i veke 36 og 37.

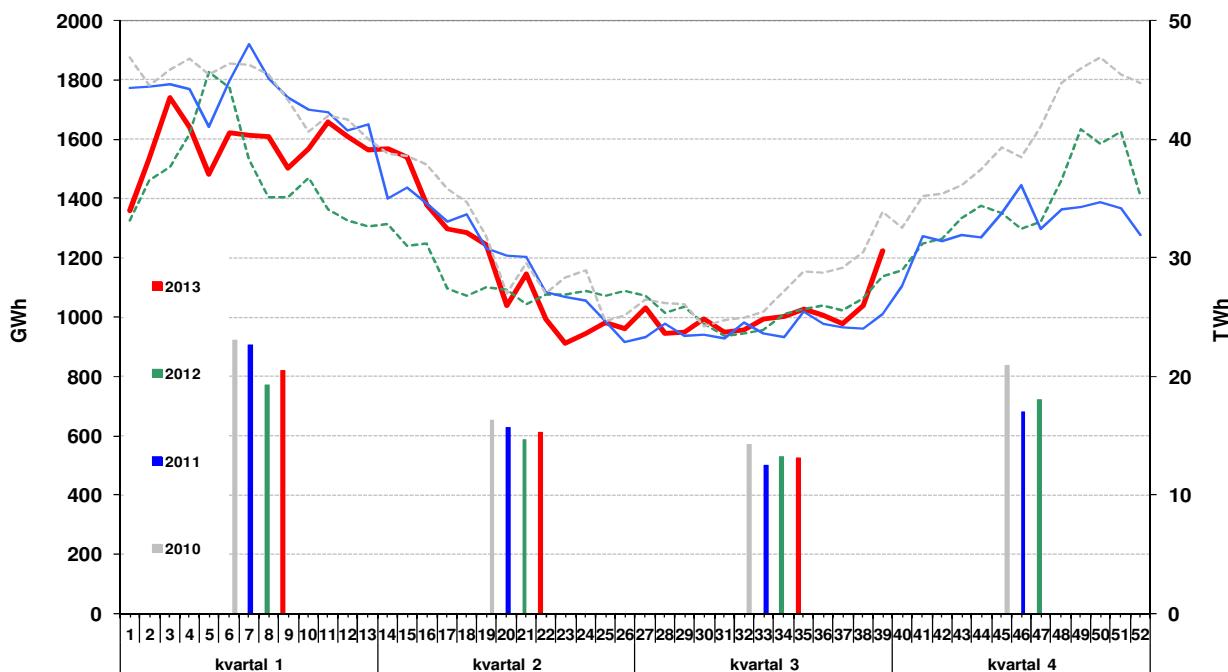
Figur 1.3.5: Svensk kjernekraftproduksjon 2010-2013, GWh/veke. Kjelde: Svensk Energi



Finland produserte totalt 13,1 TWh elektrisk kraft i tredje kvartal. Dette var 0,1 TWh lågare enn i tredje kvartal 2012. Vasskraftproduksjonen gjekk ned om lag 40 prosent til 2,3 TWh, medan produksjon frå kjernekraft gjekk opp med 0,1 TWh. Anna kraftproduksjon hadde ein auke på 1,2 TWh til 5,5 TWh.

Dei siste 52 vekene hadde Finland ein produksjon på 67,0 TWh, som er 2,7 TWh meir enn det som vart produsert for dei førre 52 vekene.

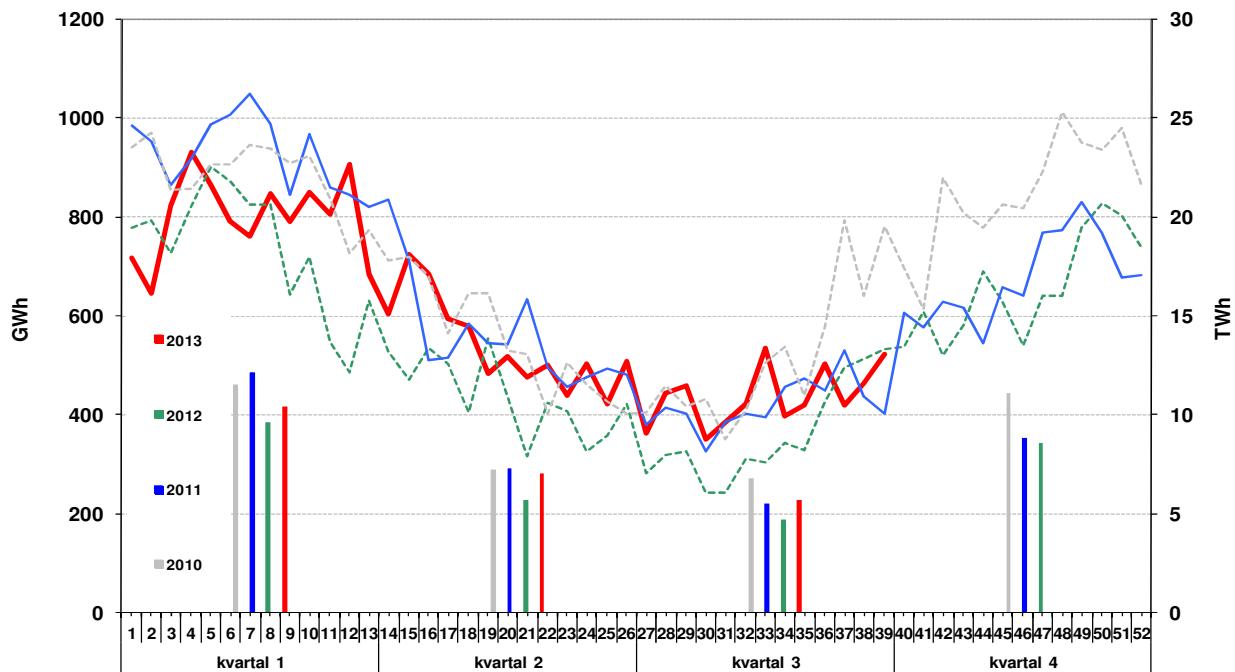
Figur 1.3.6: Finsk produksjon, 2010 – 2013, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Dansk produksjon av elektrisk kraft i tredje kvartal var på 5,7 TWh. Dette er 21,8 prosent, eller 1 TWh høgare enn for same kvartal i 2012. Denne økningen kom i termisk kraftproduksjon, vindkrafta produserte på om lag same nivå som i fjor.

Totalt vert det produsert 31,7 TWh dei siste 52 vekene, noko som er ein auke på 3 TWh samanlikna med same periode i fjor.

Figur 1.3.7: Dansk produksjon, 2010 – 2013, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot

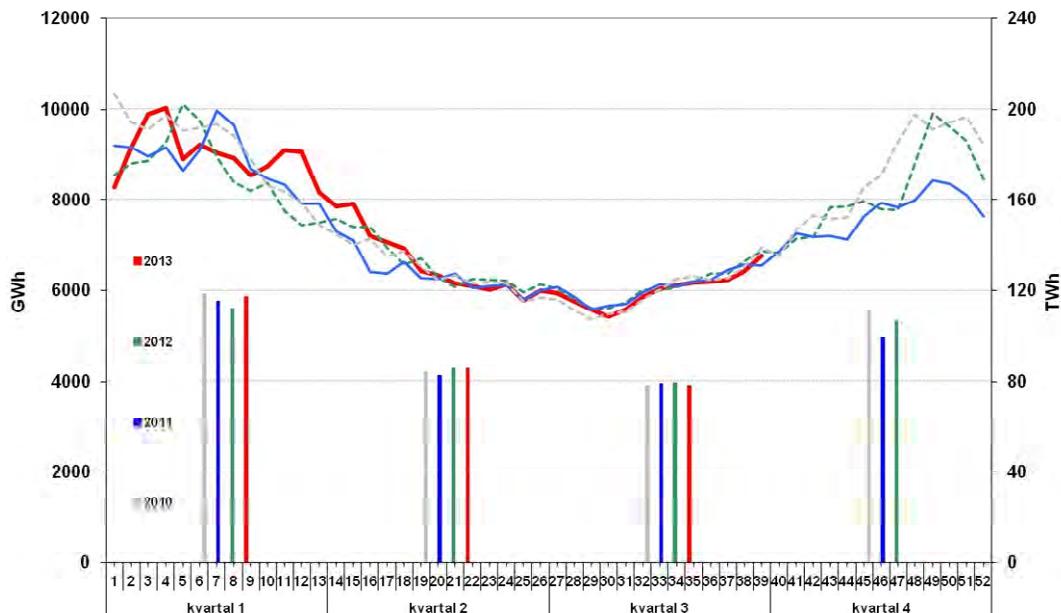


## 1.4 Forbruk

I Norden har kraftprisane historisk vore relativt låge grunna god tilgjenge på rimeleg produksjonskapasitet som vasskraft og kjernekraft. Dette har ført til ein relativt stor kraftintensiv industri og mykje bruk av elektrisitet til oppvarming. Utviklinga i samla kraft- og energibruk vil avhenge av fleire høve, mellom anna økonomisk aktivitet, men er samstundes nærmere knyttet til temperaturen gjennom året enn i andre land. Typisk vil forbruket være lågare på sommaren og høgare på vinteren.

Det totale forbruket i Norden var i tredje kvartal på 78,2 TWh. Dette er om lag 1 TWh mindre enn forbruket for tredje kvartal dei to siste åra og om lag på same nivå som i 2010. Forbruket dei siste 52 vekene var på 387,8 TWh, som er 2,9 prosent, eller 11,1 TWh, høgare enn for dei føregående 52 vekene. Noko av auken i det årlege forbruket kjem av at det i begynninga av denne 52 vekers perioden, det vil seie førre vinter, var kaldt vær.

Figur 1.4.1: Samla nordisk kraftforbruk, 2010 – 2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot

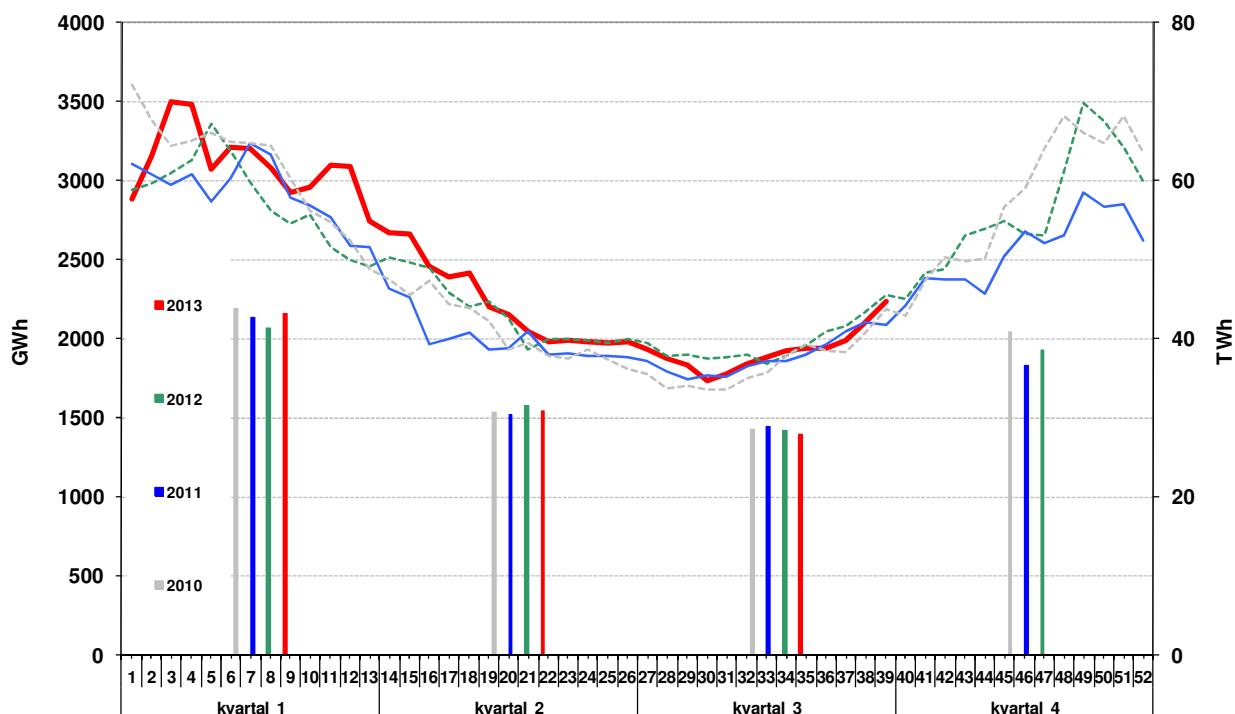


#### 1.4.1 Nedgang i kraftforbruket i tredje kvartal

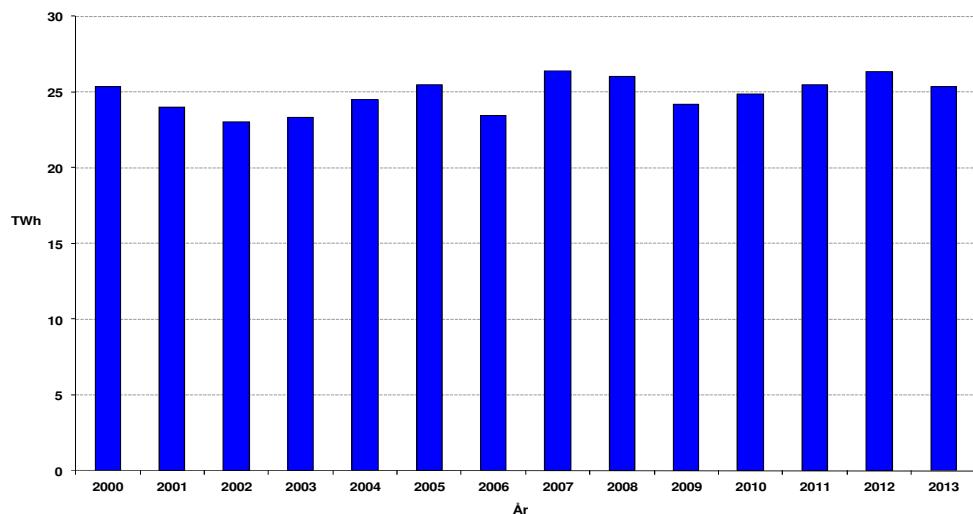
Det norske elektrisitetsforbruket var i tredje kvartal 25,4 TWh mot 26,4 TWh i same kvartal i 2012. Det er ein nedgang på 3,9 prosent. Forbruket i tredje kvartal i år er likevel det sjette høgaste nokon gong.

Produksjonsindeksen for norsk industri viser ein moderat auke i produksjonsvolumet frå andre til tredje kvartal og noko lågare enn veksttakta for dei siste 12 månadene. Det er stor skilnad mellom dei ulike industri næringane, og auka er høgast innan produksjon av investeringsvarar. Produksjonsindeksen for utvinningsnæringa viser ein høgare vekst enn for anna industri. Varekonsumet i hushalda auka i august og september, men grunna svak utvikling i juli, vart samla konsum av varer lågare i tredjekvartal 2013 enn i same periode i fjor. Temperaturane i tredje kvartal var mellom 1-2 grader høgare enn normalen. For meir informasjon om temperaturane, sjå kapitel 1.1.4

Figur 1.4.2: Norsk kraftforbruk 2010-2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot.



Figur 1.4.3: Innanlandsk forbruk av elektrisk kraft i tredje kvartal for perioden 2000-2013, TWh. Kjelde: NVE



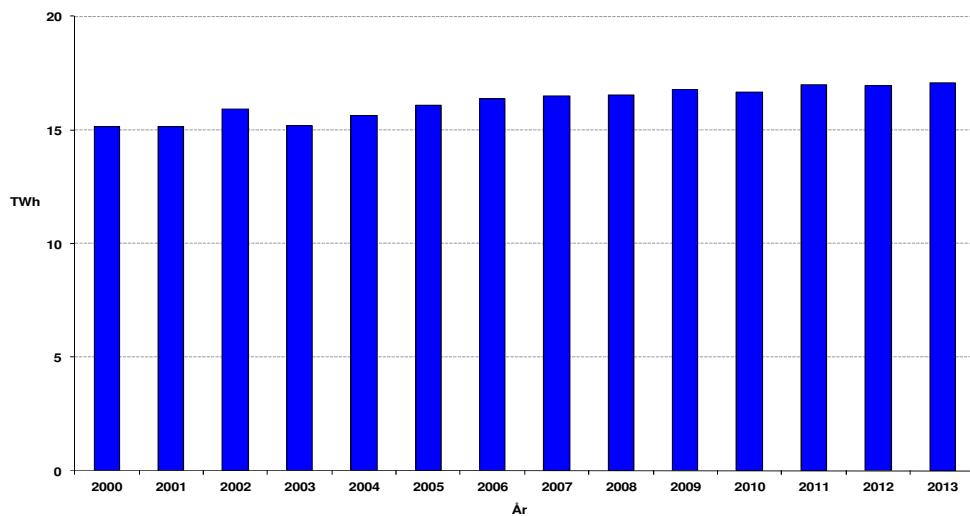
I årets ni første månader var det norske elektrisitetsforbruket 94,2 TWh. Det er 1,4 TWh høgare enn i same periode i 2012, dvs. ein auke på 1,5 prosent.

Dei siste 12 månadene har elektrisitetsforbruket vore 131,5 TWh mot 126,9 TWh i same periode eit år før. Det er ein auke på 3,6 prosent. Forbruket dei siste 12 månadene er 1,2 TWh mindre enn det høgaste forbruket for ein 12-månadersperiode (132,7 TWh) og om lag 8,5 TWh lågare enn gjennomsnittleg årleg produksjonsevne. Auken i forbruket heng mellom anna saman med at siste 12-månadersperiode var mykje kaldare enn same periode eit år før.

Bruttoforbruket i alminneleg forsyning var 16,4 TWh i tredje kvartal i år mot 16,9 TWh i same kvartal i 2012. Det er ein nedgang på 2,8 prosent. I årets ni første månader var det ein auke på 2,6 prosent og for siste 12-månadersperiode ein auke på 5,3 prosent.

Tredje kvartal var både varmare enn same kvartal 2012 og varmare enn normalt. Korrigert til normale temperaturtilhøve vart det alminnelege forbruket 17,1 TWh i tredje kvartal 2013 mot 17,0 TWh i tilsvarande kvartal i 2012. Det er ein auke på 0,6 prosent. I årets ni første månader var dette forbruket om lag på same nivå som i same periode i 2012 og for siste 12-månadersperiode var det ein auke på 1,1 prosent.

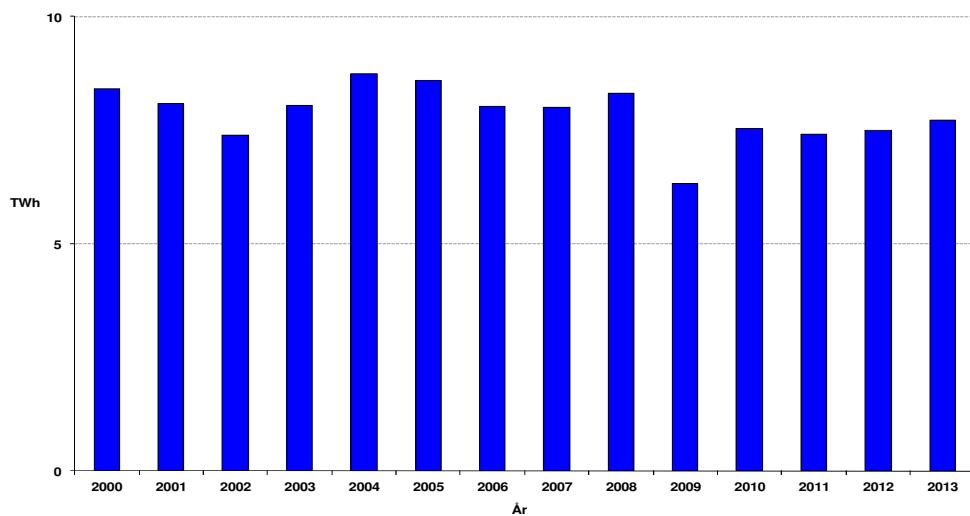
Figur 1.4.4: Bruttoforbruk i alminneleg forsyning, temperaturkorrigert, tredje kvartal 2000-2013, TWh. Kjelde: NVE



Bruttoforbruket i kraftintensiv industri var i tredje kvartal 7,7 TWh. Det er 3,1 prosent høgare enn i same periode i 2012. I årets ni første månader var det ein auke 2,1 prosent.

Dei siste 12 månadene har forbruket i kraftintensiv industri vore 30,5 TWh. Det er ein auke på 1,7 prosent frå same periode eit år før.

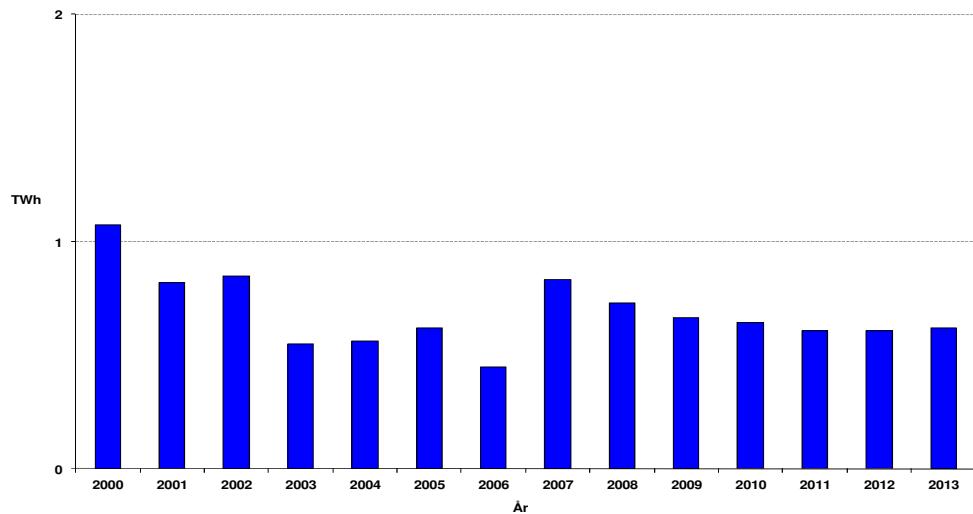
Figur 1.4.5: Bruttoforbruk i kraftintensiv industri i tredje kvartal for perioden 2000-2013, TWh. Kjelde: NVE



Forbruket av kraft til elektrokjelar var i tredje kvartal 1,8 prosent høgare jamført med tilsvarende kvartal i 2012.

I årets ni første månader var det ein auke på 14,5 prosent. Dei siste 12 månadene har forbruket vore 3,9 TWh som er 17,7 prosent høgare enn i same periode eit år før. Forbruket dei siste 12 månadene er om lag 65 prosent av kva det var i 1995 og 2000. I begge desse åra var forbruket kring 6 TWh.

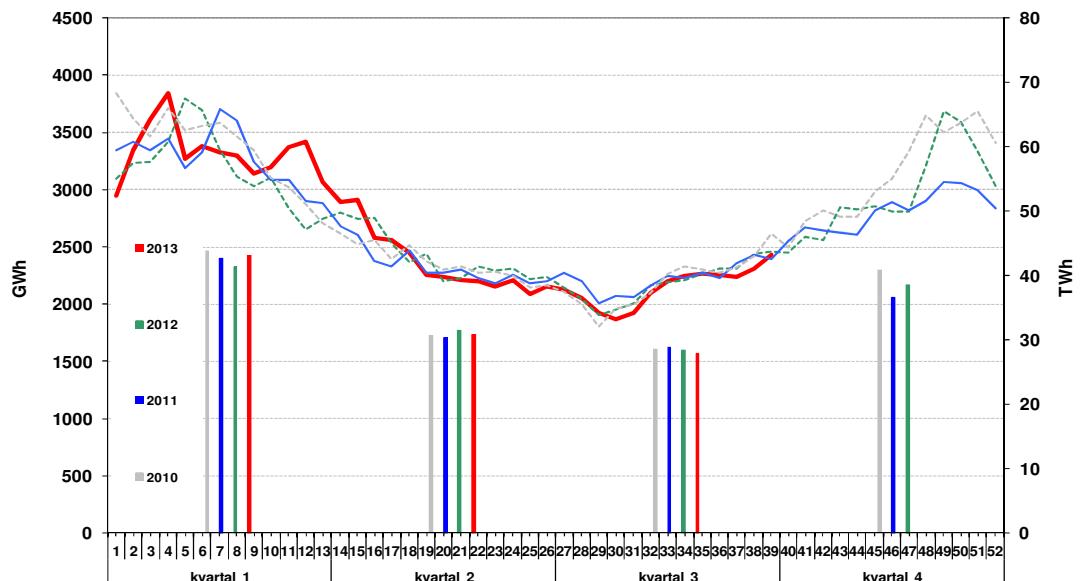
Figur 1.4.6: Forbruk av kraft til elektrokjelar i tredje kvartal for perioden 2000-2013, TWh. Kjelde: NVE



#### 1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa

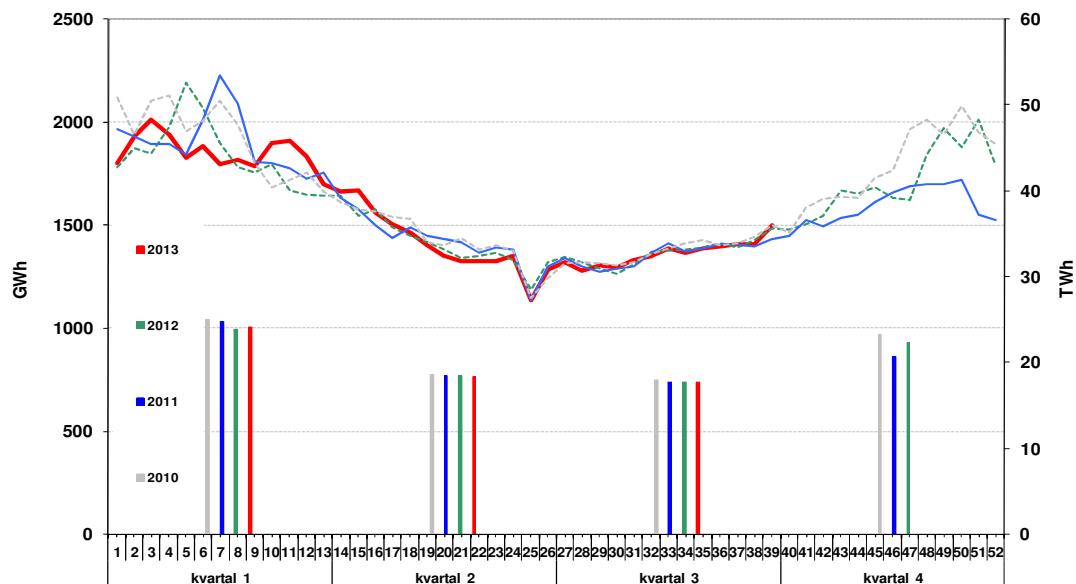
Kraftbruken i Sverige var på 27,9 TWh for tredje kvartal. Dette er 0,5 TWh lågare enn tredje kvartal i 2012. For dei siste 52 vekene var kraftforbruket 140,6 TWh, som er 3,0 TWh meir enn forbruket i tilsvarende periode i 2012.

Figur 1.4.7: Svensk forbruk, 2010 – 2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



I Finland var kraftbruken i tredje kvartal på 17,7 TWh, som er om lag på same nivå som i tredje kvartal 2012. Forbruket dei siste 52 vekene var på 82,5 TWh, ein auke på 1,7 TWh frå same periode i fjar.

Figur 1.4.8: Finsk forbruk, 2010 – 2013, veka (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde:Nord Pool Spot

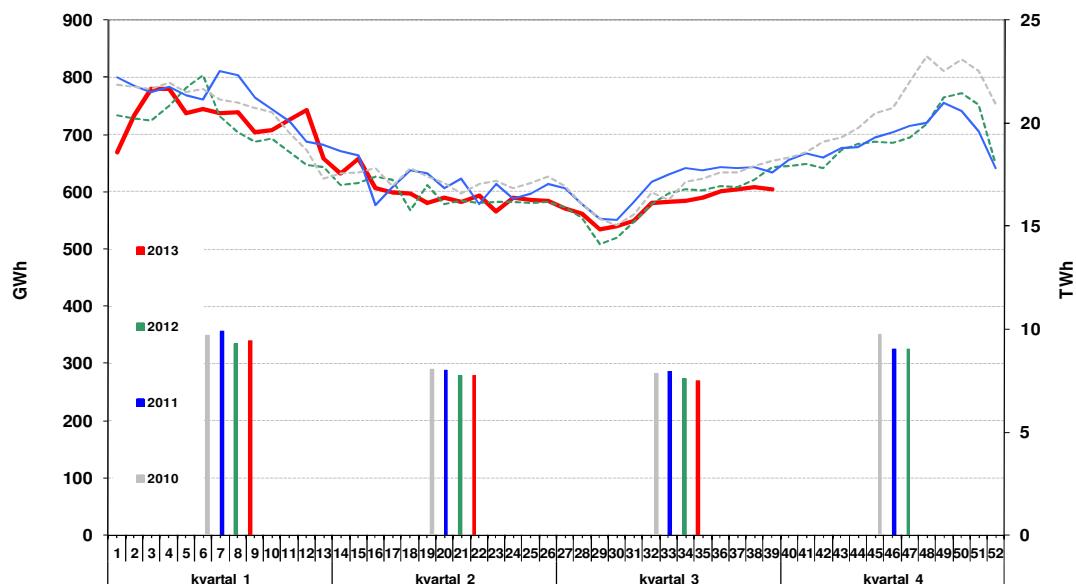


I Danmark nyttast mykje fjernvarme, og berre ein liten del av kraftforbruket går til oppvarming. Det danske forbruket er difor mindre temperaturavhengig enn forbruket i dei andre nordiske landa.

Kraftforbruket i Danmark var i tredje kvartal på 7,5 TWh. Dette er om lag det same som forbruket i tredje kvartal 2012. På Jylland var kraftbruken 4,5 TWh, og på Sjælland var han 3 TWh.

Dei siste 52 vekene har Danmark hatt eit kraftforbruk på 33,7 TWh, noko som er 0,1 TWh meir enn for same periode i 2012.

Figur 1.4.9: Dansk forbruk, 2010 – 2013, veka (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



## 1.5 Andre energiberarar i Noreg

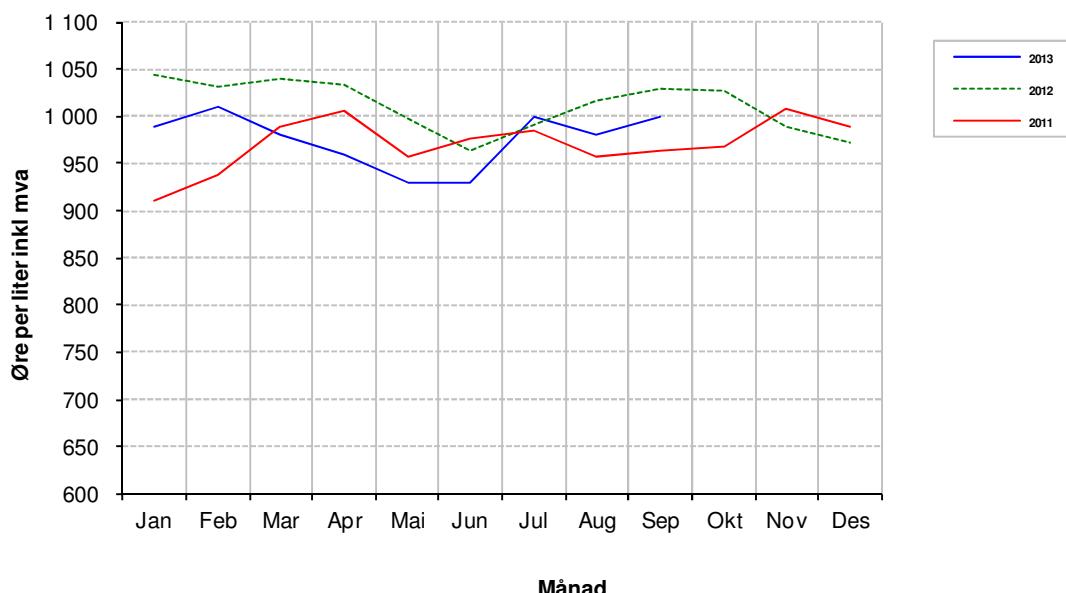
I tillegg til elektrisitet er biobrensel, fjernvarme, olje, parafin, gass viktige energiberarar i stasjonær sluttbruk. For andre energiberarar enn elektrisitet finst ikkje offisiell statistikk for kvartalsvis forbruk<sup>4</sup>. Salstal for petroleumsprodukt kan nyttast som ein indikator på sluttbruk av petroleumsprodukt.

### 1.5.1 Fyringsoljar

Til oppvarming i stasjonær sektor vert det i hovudsak nytta petroleumsprodukta fyringsparafin og lett fyringsolje. Fyringsparafin vert stort sett brukt i hushald. Lett fyringsolje vert nytta i fleire sektorar, men NVE fokuserer her på stasjonære formål innan industri, bergverk og kraftforsyning, hushald, næringsbygg m. v. og offentlig verksemd. Bruken av petroleumsprodukt til oppvarming avhenger i stor grad av prisane til olje og elektrisitet, fordi mange sluttbrukarar har utstyr som tillet veksling til den til ein kvar tid rimelegaste energiberaren.

Prisen på lett fyringsolje har vore stigande frå 2006, og ligg nå om lag 40 prosent over tala frå 2006. Prisutviklinga<sup>5</sup> for lett fyringsolje har vore var relativt jamn i 2013, med unntak av ein lågare periode før sommaren. Prisen ligg no omtrent på nivå med prisen i andre halvår 2012. Prisen på lett fyringsolje har sidan 2011 vore høgare enn spotprisen på elektrisitet.

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

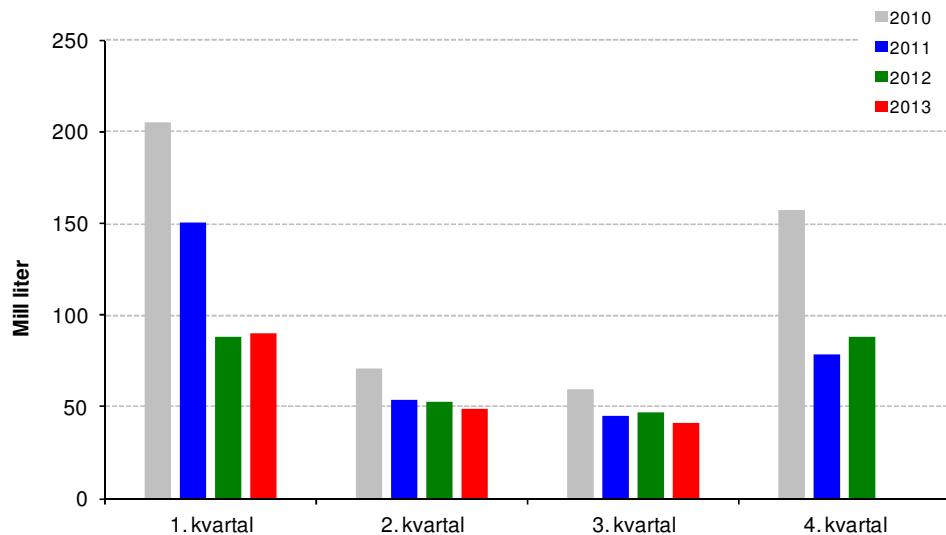


I tredje kvartal 2013 vart det selt 42 millionar liter lett fyringsolje til dei aktuelle sektorane (industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m.v., og offentleg verksemd). Det er ein nedgang på 13 prosent frå tredje kvartal 2012, og ein nedgang på 9 prosent frå tredje kvartal 2011.

<sup>4</sup> For dei andre energiberarane tar NVE med tal avhengig av når dei vert publisert av interesseorganisasjonar eller SSB

<sup>5</sup> 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, kjøretilllegg og gjennomsnittleg rabatt ved leveranse på 2000 liter. På grunnlag av desse prisane reknast eit vekesnitt.

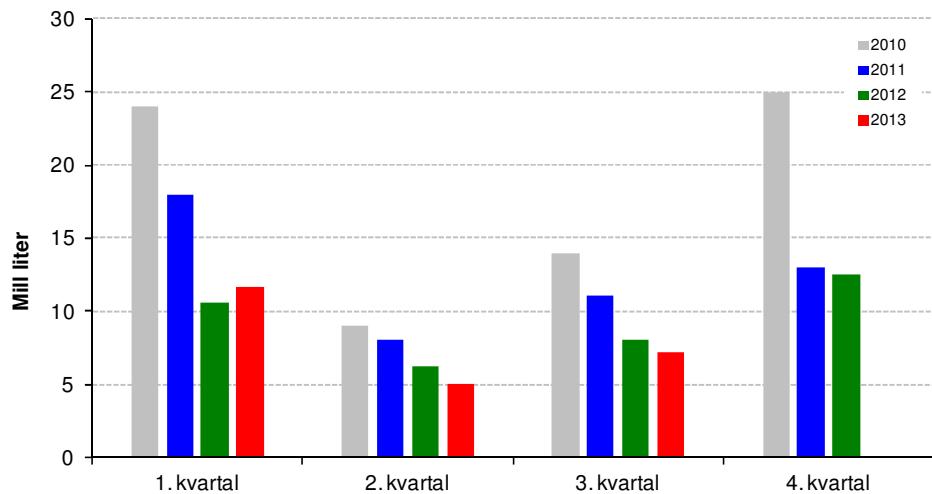
Figur 1.5.2: Kvartalsvis sal av lett fyringsolje for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, bustader, næringsbygg m. v., og offentlige verksemder, 2010-2013. Millionar liter. Kjelde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



I tredje kvartal 2013 vart det selt 7 millionar liter fyringsparafin, 11 prosent mindre enn i tredje kvartal 2012.

Over tid har det vore ein jamm nedgang i sal av fyringsoljer og fyringsparafin. Året 2010 var eit unntak grunna kalde temperaturar, medan den fallande trenden fortsette etter 2010. Salet av fyringsolje og -parafin i første kvartal 2013 braut med denne trenden. Dette kan skuldast at første kvartal 2013 var kaldare enn dei første kvartala i dei føregåande åra.

Figur 1.5.3: Kvartalsvis sal av fyringsparafin for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, bustader, næringsbygg m. v., og offentlig verksamd, 2010-2013. Millionar liter. Kjelde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



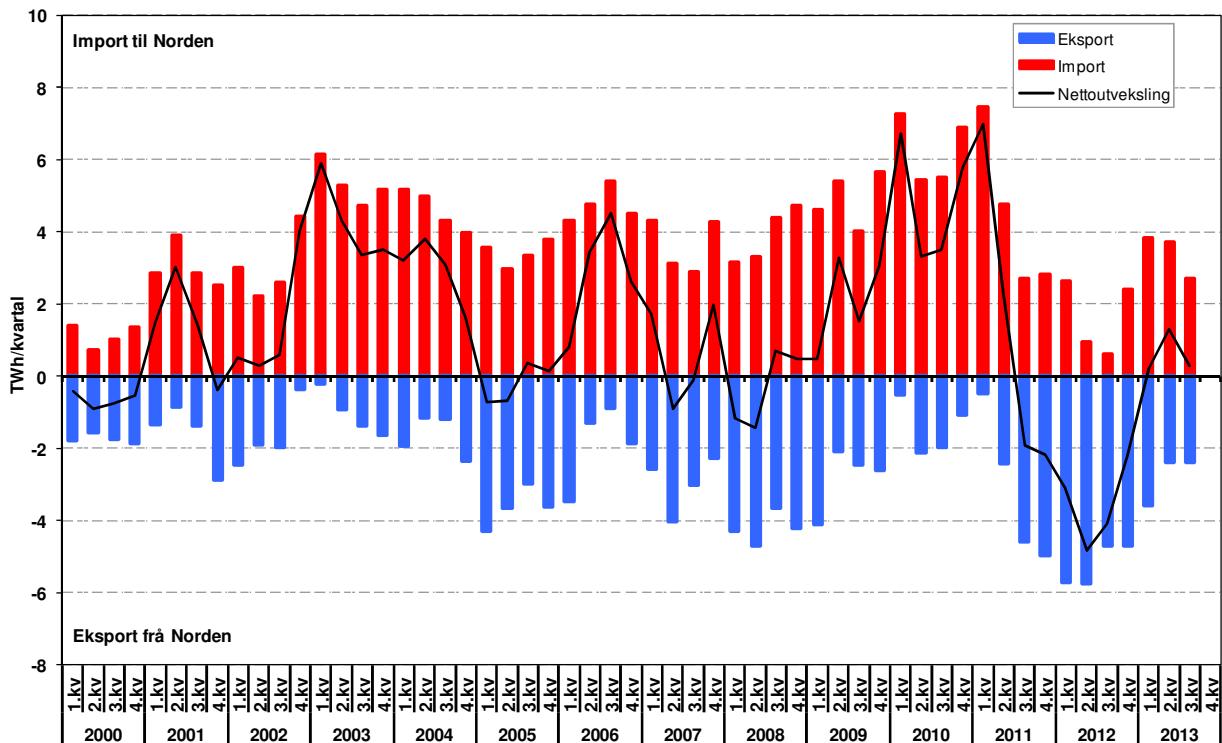
## 1.6 Kraftutveksling

Den nordiske nettoimporten var 0,3 TWh i tredje kvartal. I same kvartal i fjor var det 4,1 TWh nordisk nettoeksport. Lågare prisar i Tyskland som følgje av meir vind- og solkraftproduksjon har medverka til høgare nordisk import samanlikna med tredje kvartal i fjor. Dei siste 52 vekene var det 0,4 TWh nordisk nettoeksport. Det er

13,8 TWh mindre enn dei 52 føregåande vekene. Det har vore nordisk nettoimport i alle dei tre første kvartala i 2013, medan det var nordisk nettoeksport i alle kvartala i 2012 og i tre av fire kvartal i 2011.

Utveksling (import(+)/ eksport (-), TWh)	3. kv. 2013	3. kv. 2012	Siste 52 veker	Føregående 52 veker
Norge	-4,4	-5,9	-5,7	-20,1
Sverige	-1,9	-5,8	-12,7	-16,6
Finland	4,6	4,8	15,5	17,1
Danmark	2,0	3,1	2,5	5,5
Norden	0,3	-4,1	-0,4	-14,2

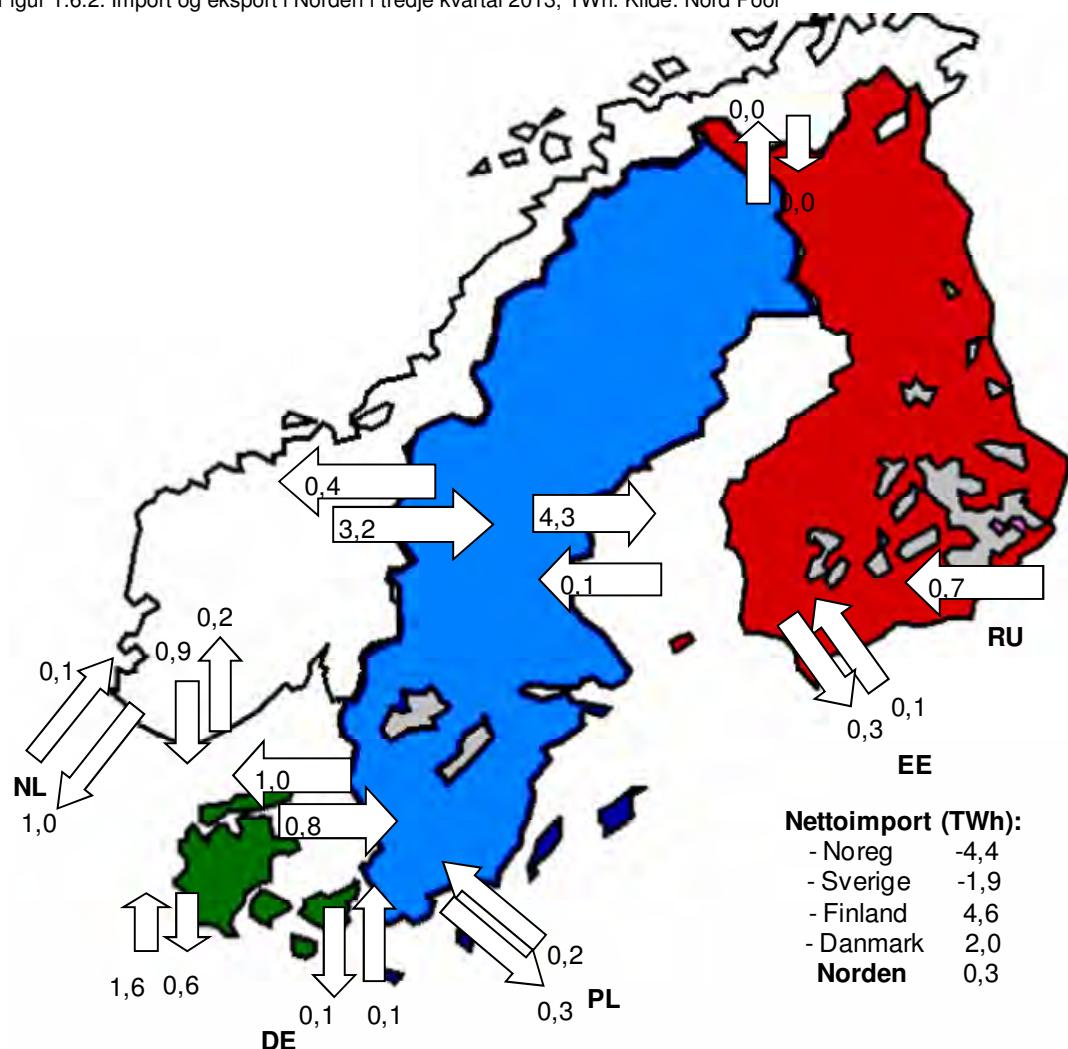
Figur 1.6.1: Nordens netto kraftimport, 2000-2013. TWh. Kjelde: Nord Pool



Medan det i hovudsak var nordisk nettoeksport til Nederland, var det nordisk nettoimport frå Tyskland i tredje kvartal. Det har vore store forskjellar mellom kraftprisen i Tyskland og Nederland. Låge tyske prisar, grunna auka vind- og solkraftproduksjon, har medverka til at mykje av den nordiske kraftimporten skjedde på forbindelsane med Tyskland i tredje kvartal. Totalt var det 1,0 TWh nordisk nettoimport frå Tyskland. Nettoeksporten til Nederland var på 0,9 TWh, noko som er ein reduksjon på 0,4 TWh frå andre kvartal. Hovudårsaka til reduksjonen er årleg vedlikehald på undervasskabelen NorNed i slutten av august og starten av september.

Det finske importen frå Russland utgjorde 0,7 TWh i tredje kvartal. Dette er ein reduksjon på 0,2 TWh frå førre kvartal. Overføringskapasiteten frå Russland til Finland var redusert til 400-900 MW i store delar av tredje kvartal grunna vedlikehald.

Figur 1.6.2: Import og eksport i Norden i tredje kvartal 2013, TWh. Kilde: Nord Pool

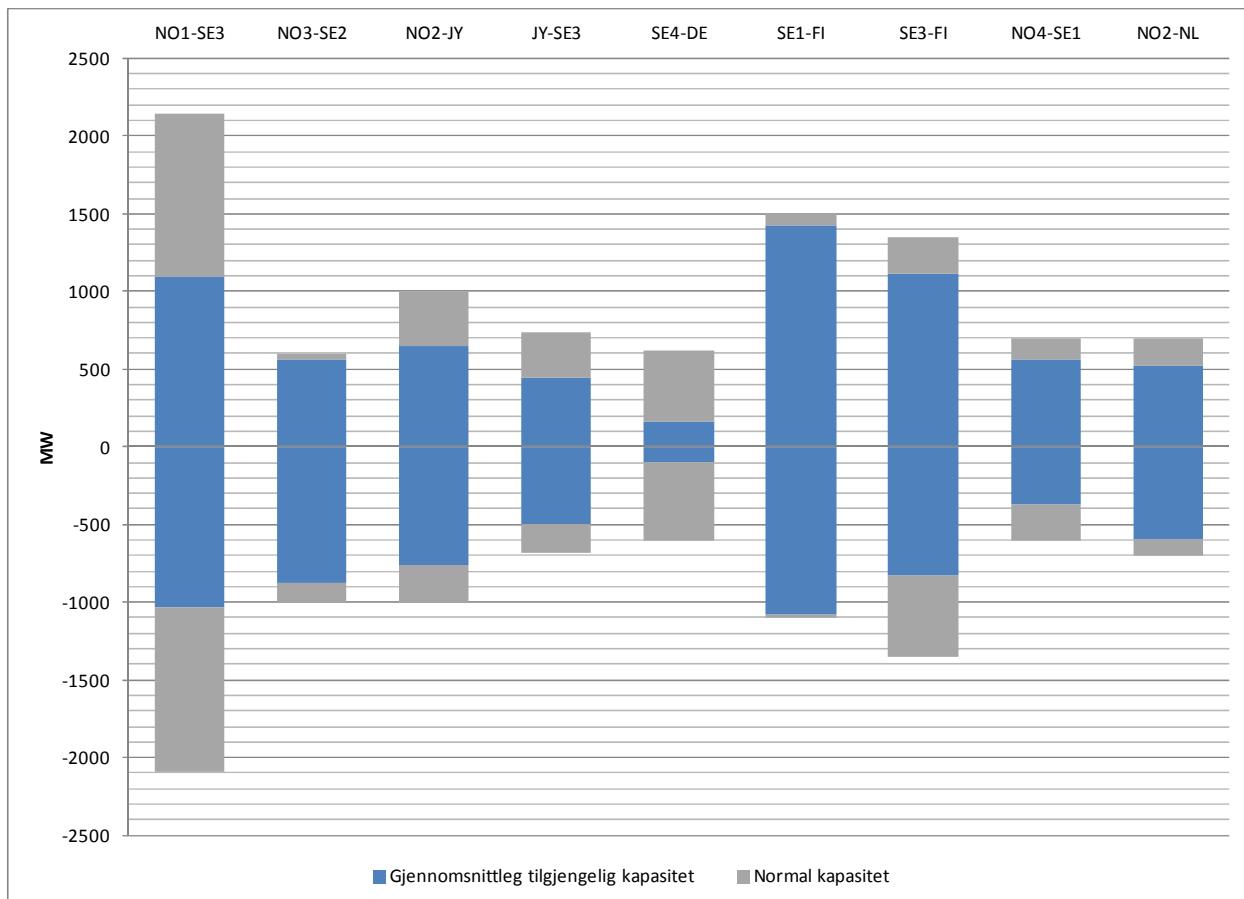


Figur 1.6.3 syner gjennomsnittleg tilgjengeleg kapasitet på ulike nordiske overføringslinjer i tredje kvartal 2013. Linjene mellom Aust-Noreg og Sverige (SE3) har hatt lågare kapasitet samanlikna med førre kvartal og same kvartal året før. Hovudårsaka til dette er installasjon av nye Oslofjordkabler, eit arbeid som starta 19. august og var ferdig 10. november. I snitt var 51 prosent av den maksimale kapasiteten tilgjengeleg i retning Sverige og 49 prosent i retning Noreg i tredje kvartal 2013.

Skagerrakkablene mellom Sørvest-Noreg og Jylland hadde tidvis redusert kapasitet i tredje kvartal grunna vedlikehald. Gjennomsnittleg tilgjengeleg kapasitet var på 65 prosent i retning Jylland og 76 prosent i motsatt retning.

Overføringskabelen mellom Sverige (SE4) og Tyskland var ute grunna feil frå 18. juli til 21. september. Som følgje av dette var 27 prosent av den maksimale kapasiteten tilgjengeleg i retning Tyskland og 17 prosent i retning Sverige i tredje kvartal 2013.

Figur 1.6.3: Tilgjengeleg og maksimal kapasitet på utvalte nordiske overføringsforbindelsar i tredje kvartal 2013, MW. (frå – til)  
Kjelde: Nord Pool Spot

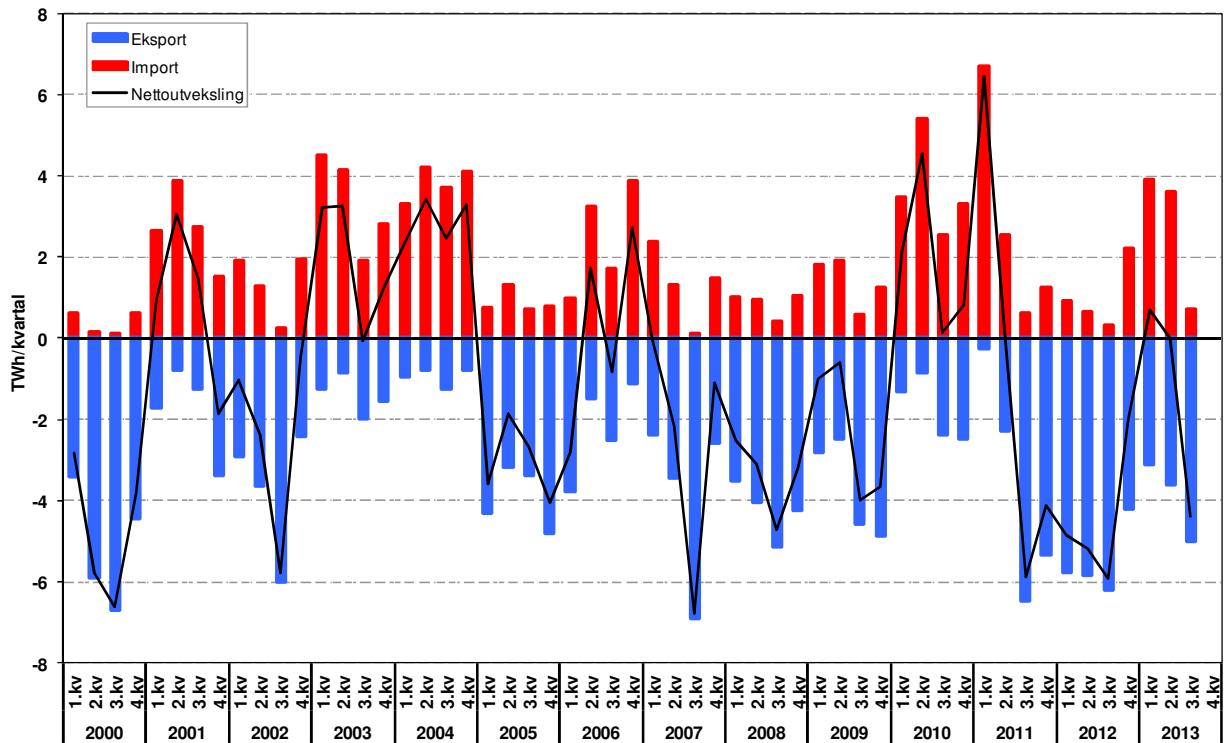


### 1.6.1 Kraftutvekslinga til Noreg

Det var norsk nettoeksport i alle veker av tredje kvartal. Den totale nettoeksporten for kvartalet var 4,4 TWh, noko som er ein auke på 4,4 TWh frå førre kvartal men ein reduksjon på 1,5 TWh samanlikna med tredje kvartal 2012, då tilsiget og fyllingsgraden var høgare enn i år. Nettoeksporten dei siste 52 vekene var på 5,7 TWh, medan den var på 20,1 TWh dei 52 føregåande vekene.

Noreg hadde størst nettoeksport til Sverige i tredje kvartal. 2,8 TWh gjekk frå Noreg til Sverige, noko som er ein reduksjon på 0,3 TWh frå same kvartal året før. Nettoeksporten til Danmark vart halvert til 0,7 TWh samanlikna med tredje kvartal 2012. Nettoeksporten mot Nederland var 0,9 TWh, noko som var ein nedgang på 0,5 TWh frå same kvartal året før.

Figur 1.6.4: Norsk netto kraftimport, 2000-2013. TWh. Kilde: Nord Pool



### 1.6.2 Kraftutvekslinga til andre nordiske land

Sverige hadde ein nettoeksport på 1,9 TWh i tredje kvartal. Det er ein nedgang frå 2,6 TWh i andre kvartal og meir enn ein halvering frå same kvartal 2012. Den største nedgangen var mot Danmark, der nettoeksporten vart redusert med 2,9 TWh. Nettoeksporten til Polen og Tyskland vart båe redusert 0,7 TWh. Svensk nettoeksport dei siste 52 vekene var på 12,7 TWh, medan den var på 16,6 TWh dei 52 føregåande vekene.

Den danske nettoimporten var 2,0 TWh i tredje kvartal. Det er ein auke på 1,3 TWh samanlikna med andre kvartal og ein reduksjon på 1,2 TWh frå i fjer. Den danske nettoimporten frå Tyskland var totalt 1,0 TWh i tredje kvartal. Utvekslinga med Tyskland er påverka av kor mykje overføringskapasitet som er tilgjengeleg mellom Jylland og Tyskland. Den varierar med tilstanden i systema på dansk og tysk side, som er prega av vekslande vindkraftproduksjon. Dansk nettoimport dei siste 52 vekene har vore 2,5 TWh, medan den var 5,5 TWh dei 52 føregåande vekene.

Den finske nettoimporten i årets tredje kvartal var 4,6 TWh. Det er 1,5 TWh høgare enn i andre kvartal og 0,2 TWh lågare enn same kvartal i fjer. Den største endringa er på overføringslinja mellom Sverige og Finland. Der vart nettoimporten redusert med 2 TWh samanlikna med året før. Finsk nettoimport dei siste 52 vekene var på 15,5 TWh, medan den var på 17,1 TWh dei 52 føregåande vekene.

## 1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden

### 1.7.1 Spotprismarknaden

I årets tredje kvartal har snittprisane i Noreg vore mellom 267 og 299 kr/MWh. Prisane i Noreg har vore låge samanlikna med dei andre nordiske landa. Dei lågaste prisane var i Sør-Noreg, og noko av forklaringa til dette er omfattande arbeid på overføringslinjene mot utlandet. Kapasiteten på Skagerrak-kabelen var redusert andre halvdel av tredje kvartal. I tillegg har overføringskapasiteten mellom Aust-Noreg og Sverige (SE3) vore redusert frå 25. august grunna installasjon av nye kablar mellom Rød og Hasle.

Elspotprisar kr/MWh	3. kv. 2013	Endring frå 3.kv. 2012	Endring frå 2.kv. 2013	Gj.snitt siste 12 mnd.	Endring frå foregående 12 mnd.
<b>Aust-Noreg (NO1)</b>	267	111 %	-10 %	288	32 %
<b>Sørvest-Noreg (NO2)</b>	267	105 %	-10 %	286	32 %
<b>Midt-Noreg (NO3)</b>	299	85 %	1 %	296	27 %
<b>Nord-Noreg (NO4)</b>	294	84 %	1 %	293	27 %
<b>Vest-Noreg (NO5)</b>	267	126 %	-10 %	288	35 %
<b>SE1</b>	314	87 %	8 %	298	26 %
<b>SE2</b>	314	87 %	8 %	298	25 %
<b>SE3</b>	317	85 %	9 %	299	23 %
<b>SE4</b>	320	69 %	10 %	301	15 %
<b>Finland</b>	338	48 %	12 %	314	15 %
<b>Jylland (DK1)</b>	317	26 %	-1 %	302	6 %
<b>Sjælland (DK2)</b>	327	25 %	12 %	300	1 %
<b>Estonia</b>	347	3 %	2 %	325	11 %
<b>Tyskland (EEX)</b>	252	-22 %	2 %	294	-6 %

Midt- og Nord-Noreg fekk dei høgaste prisane i Noreg i tredje kvartal, noko som kan knyttes til ein relativt knappare ressurssituasjon og avgrensa kapasitet på linja mellom Aust- og Midt-Noreg. Dette har ført til at prisane i dei to nordlegaste elspotområda har hatt større tilknyting til dei svenske prisane.

Samanlikna med tredje kvartal 2012 har dei norske prisane i tredje kvartal i år vore 84 til 126 prosent høgare. Dette heng saman med eit betre ressursgrunnlag i fjar enn i år, som førte til svært låge prisar i tredje kvartal 2012. Snittprisen i Noreg dei siste 12 månadene har vore på mellom 286 og 296 kr/MWh. Dette er ein auke på 27 til 35 prosent samanlikna med dei 12 føregående månadene.

Snittprisen for kvartalet i Sverige låg på 314 kr/MWh for dei to nordlegaste elspotområda (SE1 og SE2). I Sverige Midt (SE3) var snittprisen på 317 kr/MWh, og i det sørlegaste elspotområdet var den på 320 kr/MWh. Fleire av kjernekraftreaktorane i SE3 har i periodar vore nede grunna vedlikehald eller feil. Kjernekrafta har dermed gått på redusert kapasitet gjennom heile tredje kvartal. Relativt låg kjernekraftproduksjon i kombinasjon med låg kapasitet på overføringslinjene mellom Aust-Noreg og SE3 i siste halvdel av kvartalet har bidrige til høgare snittprisar i SE3 enn i Aust-Noreg i tredje kvartal.

I Danmark var snittprisen for kvartalet på 317 og 327 kr/MWh for høvesvis Jylland og Sjælland. Danmark hadde den høgaste prisvariasjonen i Norden, noko som kan knyttes til variasjon i vindkraftproduksjonen. Den høgaste timesprisen i Danmark var 1026,3 kr/MWh og den lågaste var 45,9 kr/MWh. I begge tilfelle har lav/høg vindkraftproduksjon faktumsett med redusert utvekslingskapasitet. Finland fekk den høgaste nordiske snittprisen for tredje kvartal på 338 kr/MWh.

Den tyske kvartalsprisen var lågare enn alle dei nordiske områdeprisane, noko som og var tilfelle i 2.kvartal.

Tabell 1.7.1 viser ein oversikt over prisforskjellar mellom ulike prisområde. Til dømes var prisane i Aust-Noreg (NO1) og Midt-Noreg (NO3) like i 27,2 prosent av tida. Dette kan ein sjå ut frå tabellen ved å legge saman tida kor Midt-Noreg hadde lågare pris (2,1 prosent) og tida kor Midt-Noreg hadde høgare pris enn Aust-Noreg (70,7 prosent). I dei resterande timane var prisane like.

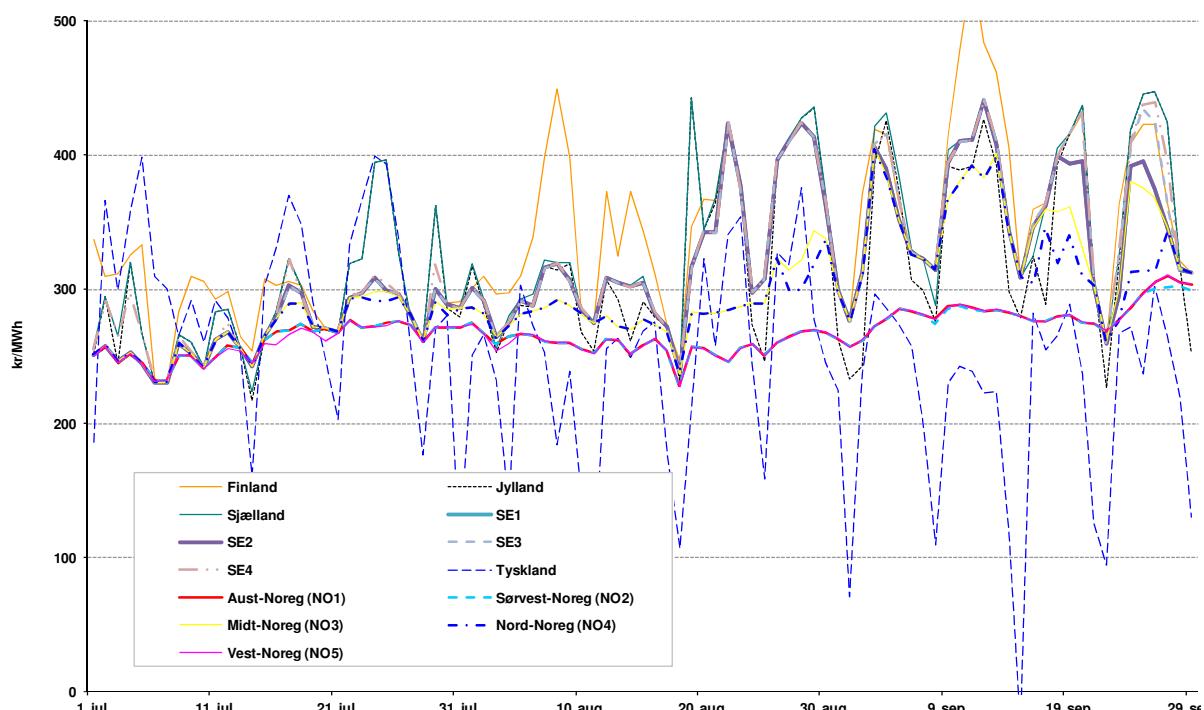
Tabell 1.7.1: Prosentdel av timane i tredje kvartal 2013 med prisforskjellar mellom prisområda. Kjelde: Nord Pool

3. Kvartal 2013		Lågast elspot-pris												
		NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	SE1	SE2	SE3	SE4	Finland	Jylland	Sjælland	EEX
Høgast elspot-pris	NO1		4,0 %	2,1 %	2,1 %	8,9 %	2,1 %	2,1 %	2,1 %	2,1 %	2,1 %	14,6 %	3,8 %	53,0 %
	NO2	0,2 %		2,2 %	2,2 %	9,2 %	2,2 %	2,2 %	2,2 %	2,2 %	2,2 %	14,1 %	3,8 %	52,8 %
	NO3	70,7 %	70,8 %		10,5 %	73,2 %	0,6 %	0,6 %	0,6 %	0,6 %	0,6 %	28,7 %	3,4 %	66,1 %
	NO4	70,7 %	70,8 %	0,0 %		73,2 %	0,6 %	0,6 %	0,6 %	0,6 %	0,6 %	28,7 %	3,4 %	64,1 %
	NO5	0,0 %	4,0 %	2,1 %	2,1 %		2,1 %	2,1 %	2,1 %	2,1 %	2,1 %	14,5 %	3,8 %	52,7 %
	SE1	70,7 %	70,8 %	29,1 %	33,6 %	73,1 %		0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	28,8 %	2,9 %	72,7 %
	SE2	70,7 %	70,8 %	29,1 %	33,6 %	73,1 %	0,0 %		0,0 %	0,0 %	0,4 %	28,8 %	2,9 %	72,7 %
	SE3	70,7 %	70,8 %	31,2 %	34,7 %	73,1 %	3,8 %		3,8 %	0,0 %	0,4 %	28,8 %	2,9 %	72,7 %
	SE4	72,3 %	70,8 %	35,0 %	38,1 %	74,6 %	8,8 %	8,8 %		5,4 %	3,6 %	29,3 %	2,9 %	73,1 %
	Finland	78,8 %	78,8 %	48,8 %	51,7 %	79,9 %	30,8 %	30,8 %	27,8 %	26,9 %		49,2 %	28,6 %	78,9 %
	Jylland	55,1 %	55,1 %	37,5 %	39,3 %	57,9 %	21,1 %	21,1 %	18,8 %	17,2 %	15,0 %		1,3 %	69,5 %
	Sjælland	71,3 %	71,4 %	39,7 %	42,0 %	73,6 %	21,0 %	21,0 %	18,6 %	16,5 %	14,4 %	27,2 %		73,6 %
	EEX	44,5 %	44,6 %	30,7 %	32,6 %	45,4 %	24,0 %	24,0 %	24,0 %	23,5 %	18,7 %	21,9 %		19,6 %

Tyskland og Sørvest-Noreg (NO2) hadde like prisar i 2,6 prosent av timane i tredje kvartal. I 52,8 prosent av timane låg dei tyske prisane under prisane i NO2. Dette heng saman med tidvis høg produksjon frå fornybare kjelder i Tyskland som har pressa prisane ned, spesielt i timer med låg kraftteterspurnad. Prisen var negativ i Tyskland i 22 timer i løpet av tredje kvartal.

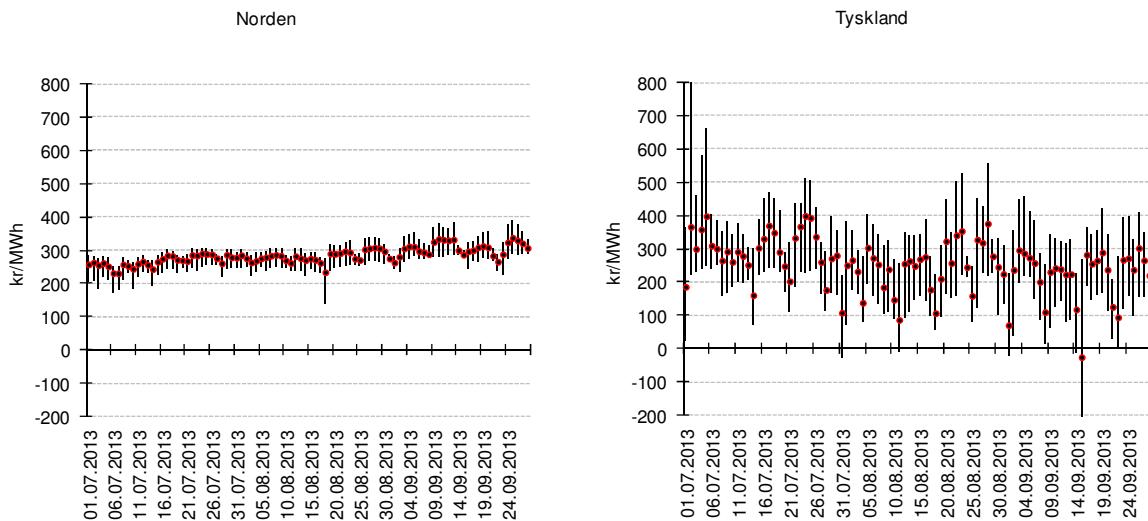
Tyskland har eit mindre fleksibelt kraftsystem enn det nordiske. Kraftsystemet i Tyskland har eit større innslag av termisk produksjon i tillegg til ein stor kapasitet i sol- og vindkraft. Dette bidreg til høgare prisvariasjon i Tyskland enn i det nordiske systemet. Dette kommer òg fram i Figur 1.7.1 som viser døgnsnittprisen for dei nordiske marknadsområda og døgnprisen på den tyske kraftbørsen EEX i tredje kvartal 2013. Dei høge prisane i Finland i starten av september heng saman med bortfall av to termiske kraftverk i Finland, i tillegg til uventa tekniske utfordringar i svensk kjernekraftproduksjon.

Figur 1.7.1: Spotprisar i tredje kvartal 2013, døgnjennomsnitt, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool og EEX



Figur 1.7.2 illustrerer prisvariasjonane og gjennomsnitt gjennom døgnet til Norden og Tyskland i tredje kvartal. Ein ser igjen at Norden, som har eit høgt innslag av fleksibel vasskraftproduksjon, har eit jamnare prisbilete med mindre variasjonar enn Tyskland. Samstundes har høgare produksjon frå vind- og solkraft i Tyskland i periodar bidrege til å jamne ut prisnivået gjennom døgnet. I dei timane på dagtid kor det historisk har vore høgast priser, gjer produksjon frå uregelerte fornybare kjelder og termisk produksjon med låg reguleringsevne nå at prisane tidvis blir lågare enn tidligare.

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



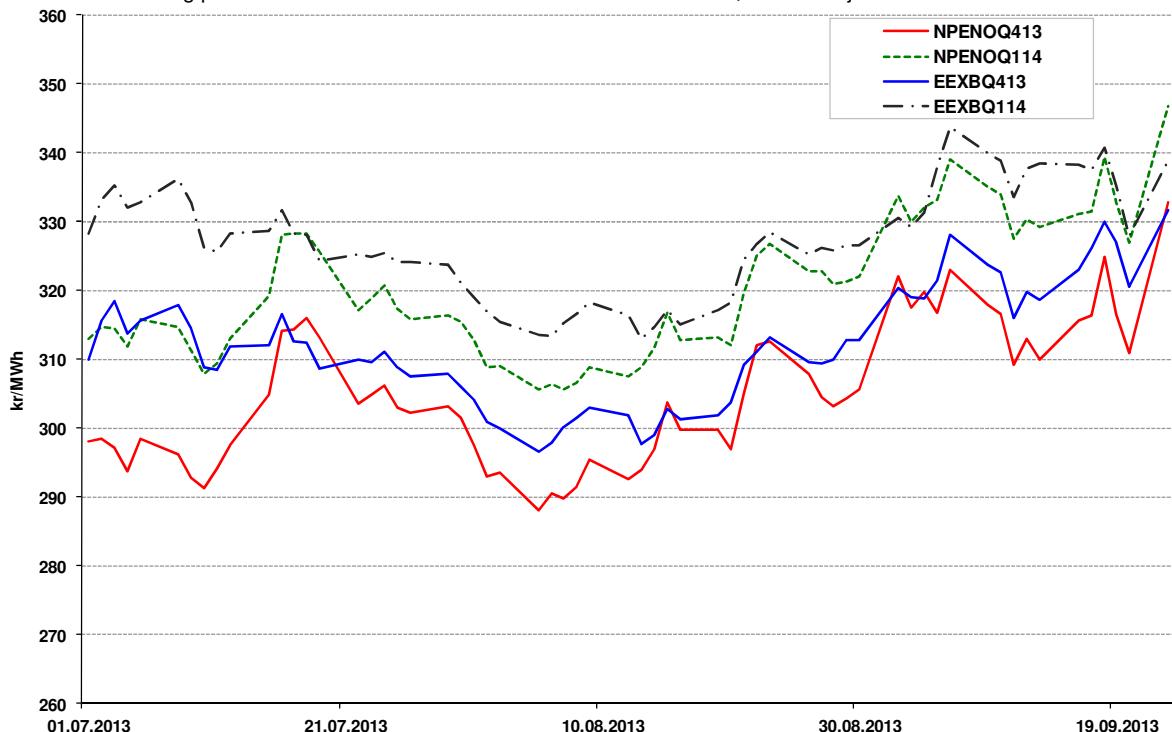
### 1.7.2 Terminmarknaden

Terminkontraktane gjev eit bilet på forventningar om kraftprisen fram i tid. Den hydrologiske ressurssituasjonen er ein viktig drivar for desse forventningane. Tredje kvartal vart tørrare enn normalt, noko som bidrog til at prisane i terminmarknaden auka i løpet av perioden.

I Figur 1.7.3 ser ein prisutviklinga for fjerdekvartalskontrakten på Nasdaq OMX og EEX i tredje kvartal. Lite nedbør og tørre værvarslar bidrog til at prisane auka i første halvdel av juli, medan det var ein nedgang i midten av kvartalet. I september kom det berre 60 prosent av normal nedbør, noko som bidrog til ein prisoppgang siste halvdel av tredje kvartal.

Dei nordiske kontraktane har vore billigare enn dei tyske i store delar av tredje kvartal. Likevel enda dei nordiske kontraktane over dei tyske ved utgangen av kvartalet.

Figur 1.7.3: Prisutvikling på utvalde finansielle kraftkontraktar i første kvartal 2013, kr/MWh. Kjelde: NASDAQ OMX

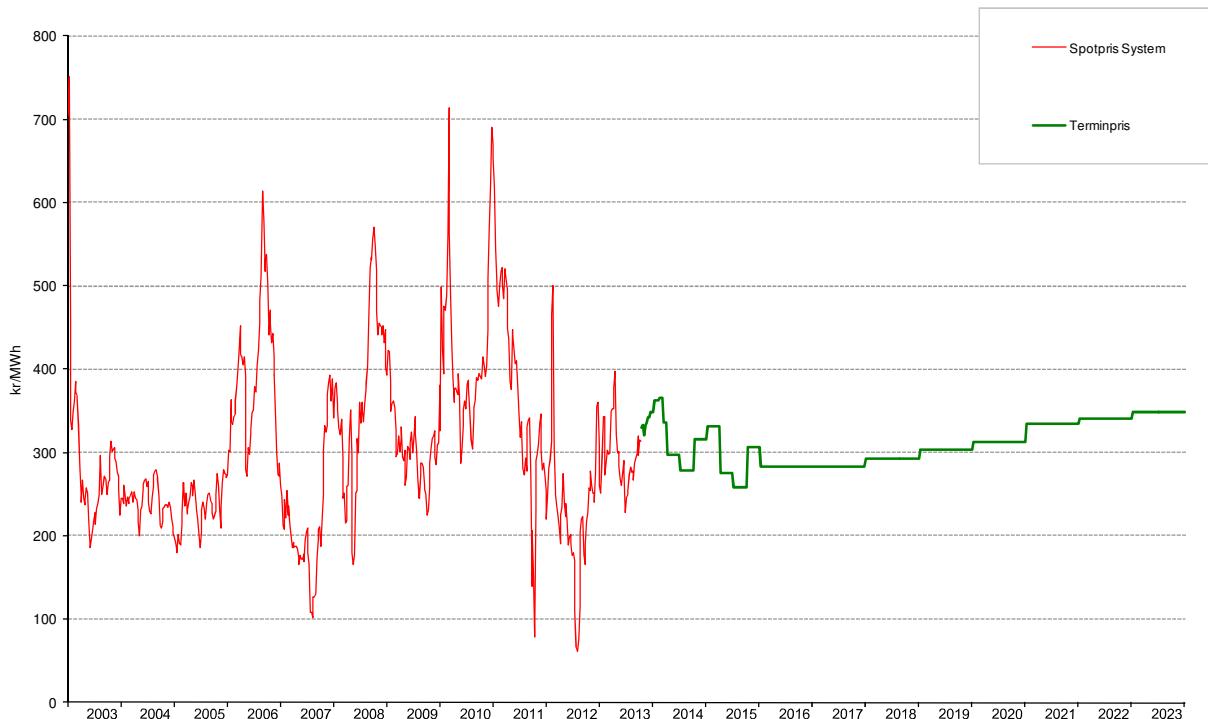


Terminkontraktane med levering i fjerde kvartal 2013 (NPENOQ413) og første kvartal 2014 (NPENOQ114) låg på 339,11 og 352,83 kr/MWh siste handelsdag i tredje kvartal. Dette er ein auke på høvesvis 13,8 og 12,7 prosent samanlikna med prisane ved inngangen av kvartalet.

Prisane på dei tilsvarande tyske kontraktane var på 336,47 og 341,37 kr/MWh ved utgangen av tredje kvartal. Dette er ein auke på høvesvis 8,5 og 4 prosent samanlikna med første handelsdag.

Terminkontraktane på Nasdaq OMX vert handla i euro og endringar i valutakursen vil dermed påverke prisane omrekna til norske kronar. Valutakursen auka svakt mot slutten av kvartalet, noko som bidreg til å trekke grafene i figuren oppover. Kursen var i snitt 7,9 kr/euro i tredje kvartal, noko som er 0,3 kr høgare enn snittet frå førre kvartal.

Figur 1.7.4: Nordisk systempris og prisar i terminmarknaden, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 1.7.4 viser vekesnittet av den historiske nordiske systemprisen og terminpriser den siste handelsdagen i tredjekvartal 2013. I siste veke av tredje kvartal var systemprisen på Nord Pool Spot 315 kr/MWh. Siste handelsdag i kvartalet låg terminprisane for hausten rundt 330 kr/MWh, medan prisane for vinteren låg rundt 360 kr/MWh.

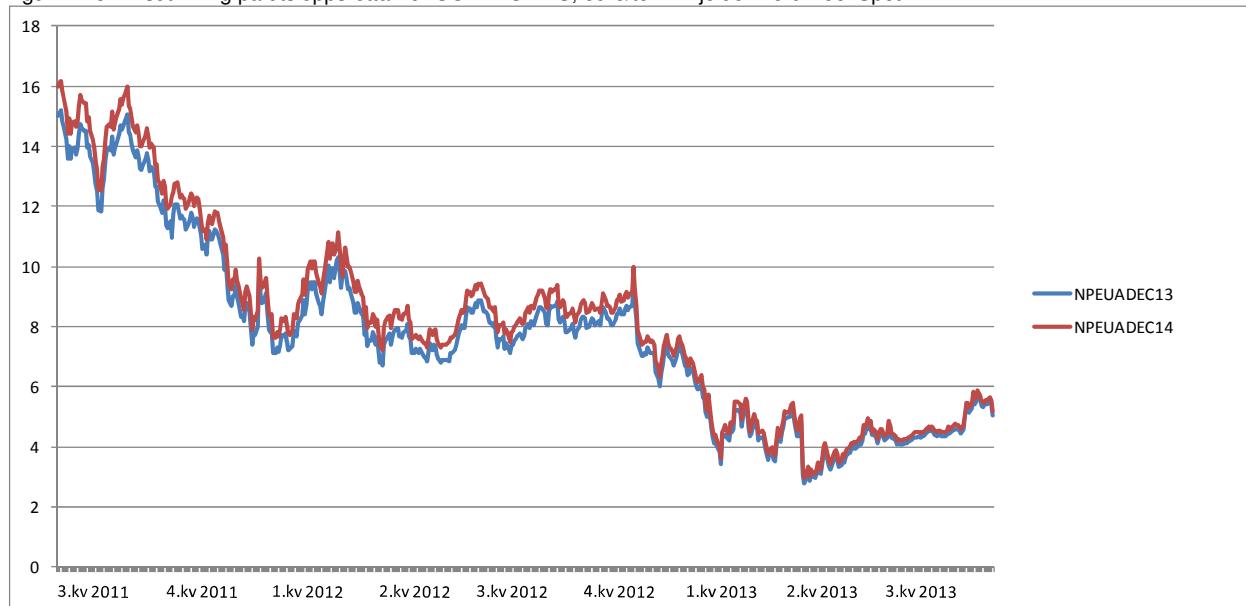
### 1.7.3 CO<sub>2</sub> og brenselsprisar

Prisen på CO<sub>2</sub> påverkar prisen på elektrisk kraft då utsleppsrettane er ein del av kostnadane i termisk kraftproduksjon. Sjølv om Noreg har lite kôl- og gasskraft, utvekslar vi kraft med land kor desse produksjonsteknologiane er dominerande. Prisane på desse energivarene har difor verknad på norske og nordiske kraftprisar.

I tredje kvartal kosta ein utsleppsrett for CO<sub>2</sub> i 2013 i snitt 4,6 euro/tonn, noko som er ein auke på 0,7 euro/tonn samanlikna med førre kvartal. CO<sub>2</sub>-prisen for ein utsleppsrett i 2014 kosta i snitt 4,8 euro/tonn. Dette er ein auke på 0,7 euro/tonn samanlikna med andre kvartal.

Figur 1.7.5 viser den historiske prisutviklinga på utsleppsrettar for CO<sub>2</sub> i EU ETS. Grafane viser at det har vore ein fallende trend på CO<sub>2</sub>-prisane sedan 2011. I tredje kvartal i fjor ble CO<sub>2</sub>-kvotar for 2013 handla for 7,6 euro/tonn i snitt, noko som er 3 euro/tonn høgare enn prisen frå tredje kvartal i år.

Figur 1.7.5: Prisutvikling på utsleppsrettar for CO<sub>2</sub> i EU ETS, euro/tonn. Kjelde: Nord Pool Spot



Snittprisen på kôl handla i tredje kvartal med leveranse i påfølgande kvartal vart 78,8 dollar/tonn. Dette er ein nedgang på 3,8 dollar/tonn samanlikna med andre kvartal. Med ein anteke nyttegrad på 40 prosent i kraftproduksjon utgjer brenselskostnaden på om lag 151 kr/MWh i snitt for neste kvartal. Dette anslaget er ikkje medregna kostnadar knytte til utsleppsrettar for CO<sub>2</sub>.

Figur 1.7.6: Kôlpris (API2) for etterfølgende kvartal, dollar/tonn, Europa. Kjelde: Syspower og Spectron Group



I Storbritannia var snitprisen på gass 220,3 kr/MWh i tredje kvartal. Dette er ein auke på 20 kr samanlikna med andre kvartal. Snitprisen på gass i Belgia og Nederland var på høvesvis 222,8 og 214 kr/MWh i tredje kvartal. Dette er ein auke på 15 og 12 kr samanlikna med førre kvartal. Med ein verkegrad på 55 prosent vil ein gasskraftprodusent krevje kring 400 kr/MWh i straumpris for å dekke kostnadane til brensel. Då er ikkje utsleppskostnadar inkludert.

Figur 1.7.7: Gassprisar front quarter i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) 2011-2013. Kjelde: Syspower.



## 1.8 Hushaldskundar i sluttbrukarmarknaden

### 1.8.1 Prisar og straumutgiftar

Tabell 1.8.1 viser dei gjennomsnittlege<sup>6</sup> straumprisane for hushaldsmarknaden for tredje kvartal 2013<sup>7</sup>. Frå andre til tredje kvartal gjekk den gjennomsnittlege prisen på straum for hushaldskundar med spotpriskontrakt ned i dei tre elspotområda lengst sør i landet, medan den gjennomsnittlege prisen auka i elspotområda Midt-Noreg og Nord-Noreg. Gjennomsnittpisen for straum levert på spotpriskontrakt variera mellom 32 øre/kWh og 40,6 øre/kWh i dei fem ulike elspotområda i tredje kvartal 2013. Dette var mellom 13,6 øre/kWh og 19,1 øre/kWh høgare enn gjennomsnittsprisane i same kvartal i 2012.

Gjennomsnittpisen for straum levert på standardvariabelkontrakt<sup>8</sup> var i tredje kvartal 2013 på 38,9 øre/kWh, noko som er 14,1 øre/kWh høgare enn i andre kvartal 2012.

For eittårige og treårige fastpriskontraktar var gjennomsnittpisen i tredje kvartal 2013 på høvesvis 40,7 øre/kWh og 42,3 øre/kWh. For eittårige fastpriskontraktar var dette 1,1 øre/kWh høgare samanlikna med tredje kvartal i 2012, medan for treårige fastpriskontraktar var prisen 1,3 øre/kWh lågare enn i tredje kvartal i 2012.

Med høgare prisar i årets tredje kvartal i samanlikna med det same kvartalet i 2012, vart også dei samla utgiftene til straum (inkl. nettleige og avgiftar) for hushaldskundar høgare i tredje kvartal 2013. For ein representativ hushaldskunde i Aust-Noreg med straum levert på spotpriskontrakt var straumkostnaden

Tabell 1.8.1: Gjennomsnittlege prisar på kontraktar for hushaldskundar.  
Kjelder: Nord Pool Spot, Konkurransetilsynet og NVE.

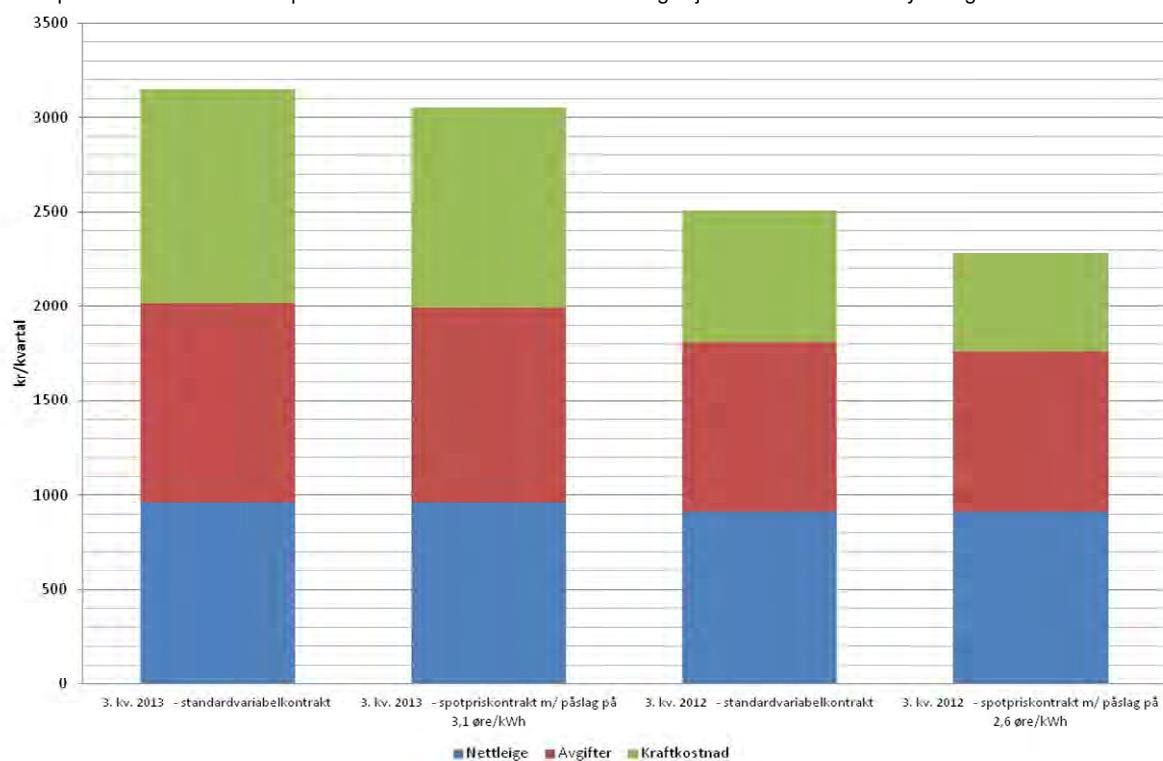
Prisar på kontraktar	3. kv. 2013 (øre/kWh)	Endring frå 2. kv. 2013 (øre/kWh)	Endring frå 3. kv. 2012 (øre/kWh)
Spotpriskontrakt i Aust-Noreg (NO1)	36,6	-3,6	18,1
Spotpriskontrakt i Sørvest-Noreg (NO2)	36,5	-3,8	13,6
Spotpriskontrakt i Midt-Noreg (NO3)	40,6	0,3	17,7
Spotpriskontrakt i Nord-Noreg (NO4)	32,0	0,3	13,9
Spotpriskontrakt i Vest-Noreg (NO5)	36,5	-3,8	19,1
Standardvariabelkontrakt	38,9	-5,3	14,1
1-årig fastpriskontrakt	40,7	-0,8	1,1
3-årig fastpriskontrakt	42,3	0,1	-1,3

<sup>7</sup> Tabell 1.8.1 viser gjennomsnittlege prisar for ulike kraftkontraktar og er oppgitt i øre/kWh. Prisane for standardvariabelkontrakt er eit gjennomsnitt av standardvariabelkontraktane tilbode i fleire enn ti kommunar på kraftprisoversikta til Konkurransetilsynet. Dei gjennomsnittlege områdeprisane for spotpriskontraktar inkluderar eit påslag på 3,1 øre/kWh, som ein antek å vere det gjennomsnittlege påslaget på spotpriskontraktar tilbode i sluttbrukarmarknaden. Alle prisar inkluderar mva. bortsett frå spotpriskontraktar for Nord-Noreg (NO4) sidan kundar i Nordland, Troms og Finnmark er fritekne frå mva. på straum.

<sup>8</sup> Snitt av standardvariabelkontraktar tilbode i fleire enn ti kommunar på kraftprisoversikta til Konkurransetilsynet.

(inkl. nettleige og avgiftar) for heile kvartalet på 3050<sup>9</sup> NOK. Dette var 768 kronar høgare enn for same kvartal 2012. For ein representativ hushaldskunde i elspotområdet Aust-Noreg med straum levert på standard variabelkontrakt var straumkostnaden (inkl. nettleige og avgiftar) 3151 NOK i tredje kvartal 2013. Figur 1.8.1 viser at dei samla utgiftene (inkl. nettleige og avgiftar) til straum for hushaldskundar på spotpriskontraktar og standardvariabelkontraktar var jamne i første kvartal 2013, og at dei var høgare enn for same kvartal i 2012. At dei samla utgiftene til straum var høgare i tredje kvartal 2013 enn i det same kvartalet i 2012 skyldes i stor grad dei låge kraftprisane i 2012, men også at kostnaden knytt til kjøp av elsertifikater auka ved overgangen frå 2012 til 2013. Merk at vi i denne samanlikninga berre nyttar prisar for standard variabelkontraktar med meldeplikt til Konkurransestilsynet og som er tilbode i fleire enn ti kommunar.

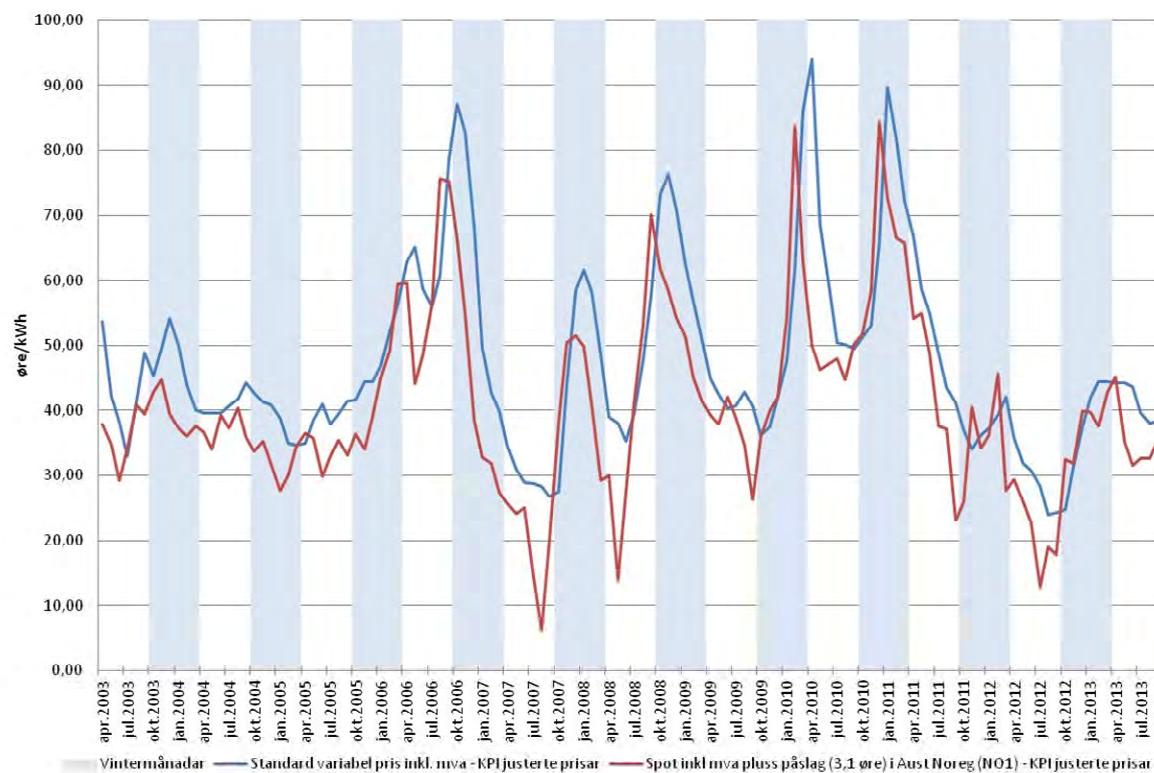
Figur 1.8.1: Totalkostnad i tredje kvartal 2013 og tredje kvartal 2012 til kraft, nettleige og offentlege avgifter i kroner ved eit årleg forbruk på 20 000 kWh for ein representativ hushaldskunde i Aust-Noreg. Kjelder: Konkurransestilsynet og NVE.



Historisk sett har det vore ein nær samanheng mellom elspotprisen og den gjennomsnittlige standard variabelprisen. Figur 0 visar utviklinga dei siste ti åra i månadleg gjennomsnittleg straumpris for ein spotpriskontrakt i Aust-Noreg samanlikna med den månadlege gjennomsnittsprisen for ein standardvariabelkontrakt.

<sup>9</sup> Berekinga legg til grunn straumprisen i elspotområde Aust-Noreg, eit forbruk på 20 000 kWh per år, eit normalt forbruksmønster basert på ein gjennomsnittleg temperaturkorrigert forbruksprofil, og ein nettleige tilsvarande landsgjennomsnittet. Ein oversikt over den historiske utviklinga i totalkostnadene til ein berekna spotpriskontrakt for ein representativ hushaldskunde kan ein finne i vedlegget til kvartalsrapporten.

Figur 1.8.2: Utviklinga i månadleg gjennomsnittleg straumpris (KPI-justert) for ein spotprisbasert kontrakt for Aust- Noreg (elspotområde NO1) inkl. eit påslag på 3,1 øre /kWh, inkl. mva. og ein gjennomsnittleg standardvariabelkontrakt (KPI-justert) inkl. mva. Kjelder: Konkurransestilsynet, Nord Pool Spot og NVE.

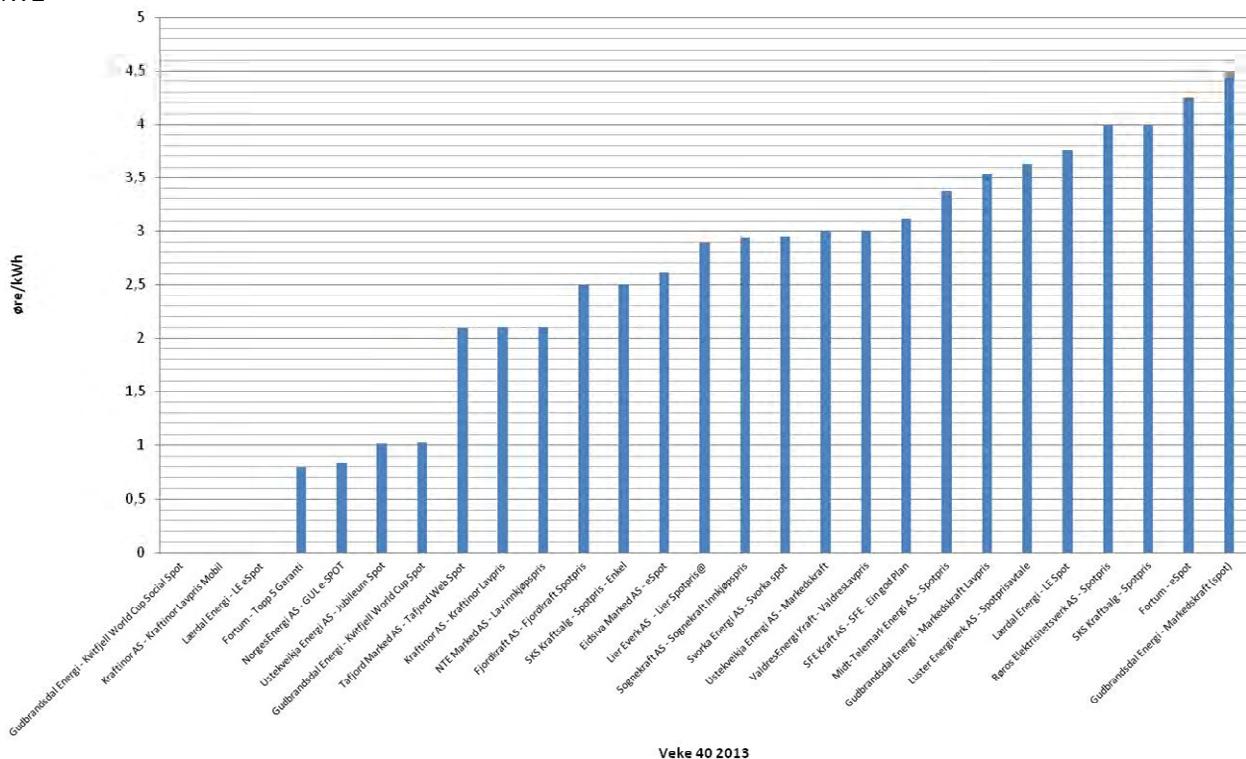


## 1.8.2 Påslag på spotpriskontraktar

Det som skil dei ulike spotpriskontraktane i sluttbrukarmarknaden er i hovudsak storleiken på påslaget og eventuelle fastbeløp. Figur 1.8.3 viser det faktiske påslaget (medrekna eventuelle fastbeløp) for spotpriskontraktar tilbode i Oslo i veke 40 i 2013. Figuren baserer seg på eit antatt forbruk på 20 000 kWh per år og gjeld kontraktar med etterskotvis fakturering. Frå veke 17 i 2013 har det på kraftprisoversikta til Konkurransestilsynet vorte tilbode spotpriskontraktar med korkje påslag eller fastbeløp, noko som gjeld kontraktane presentert lengst til venstre i figuren.

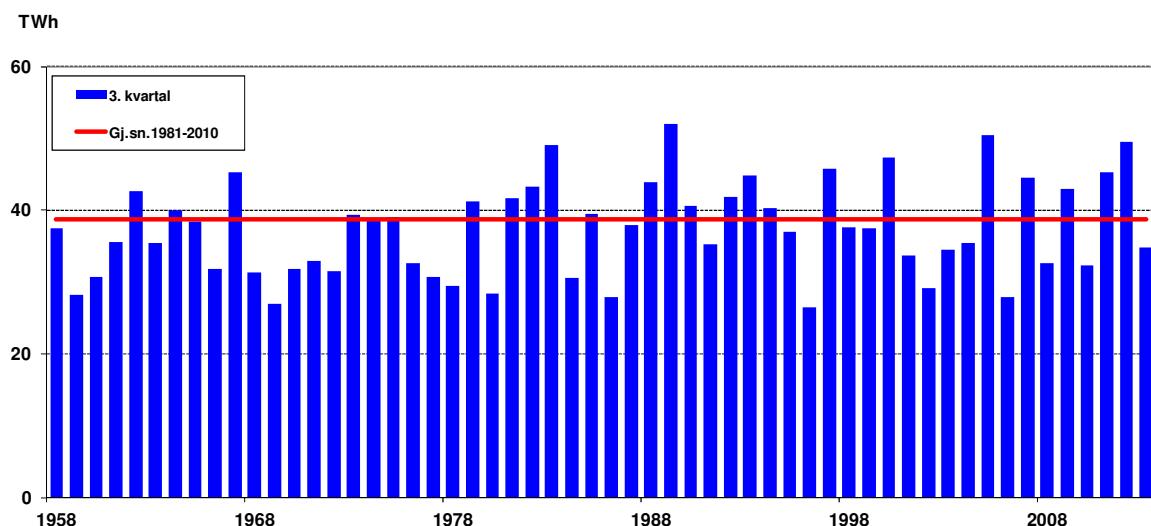
I veke 40 var forskjellen i påslaget for spotpriskontraktane på kraftprisoversikta til Konkurransestilsynet mellom 0 øre/kWh og 4,5 øre/kWh. Det vil seie at om ein brukar 20 000 kWh i året, utgjer denne skilnaden 900 kronar per år uavhengig av om spotprisen er låg eller høg. Brukar ein Konkurransestilsynet sin kraftprisoversikt, kan ein finne ein tilsvarende samanstilling for kvar kommune i landet.

Figur 1.8.3: Påslag på spotpriskontraktar tilbodne i Oslo i veke 40 og med meldeplikt til Konkurransestilsynet. Påslaget er rekna ut etter eit antatt forbruk på 20 000 kWh per år og gjeld kontraktar som har etterskotvis fakturering. Kjelder: Konkurransestilsynet og NVE

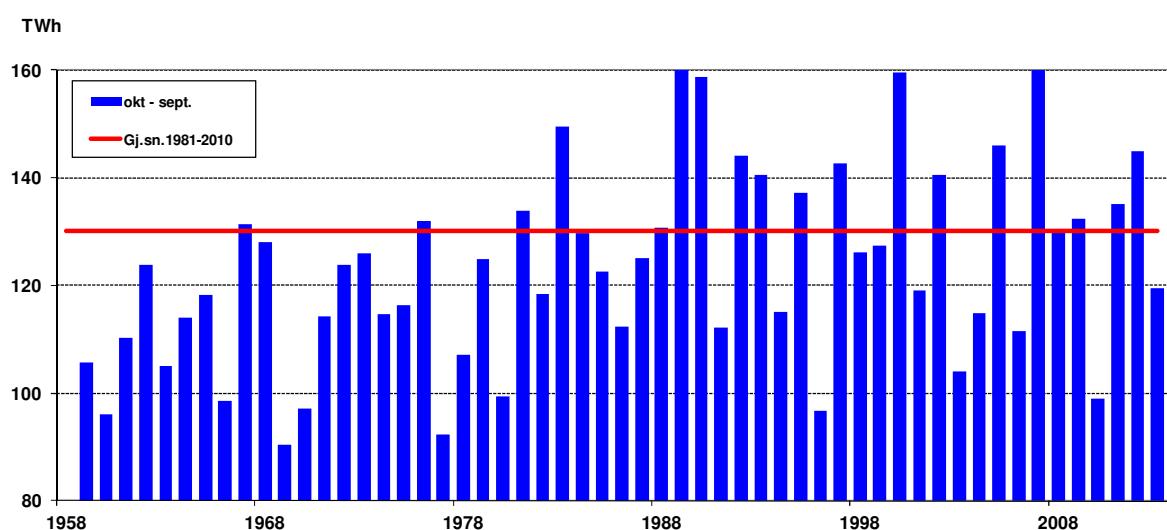


## 2 Vedlegg

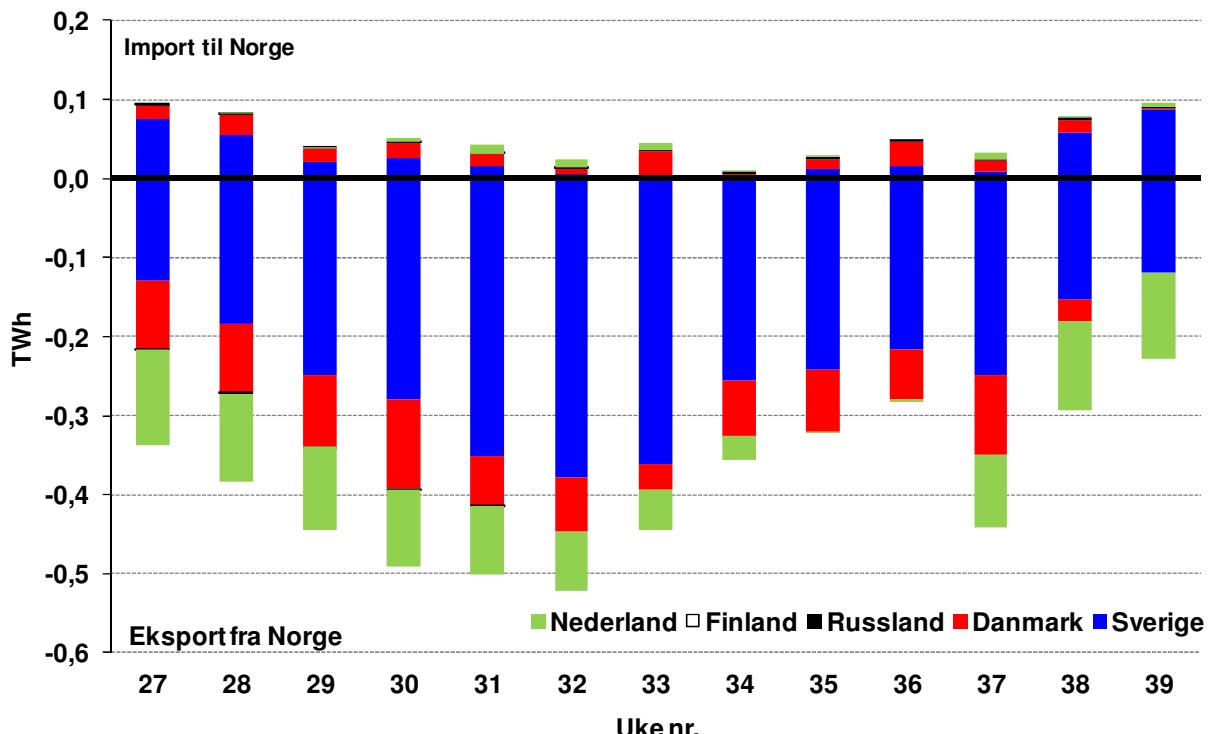
Figur 2.1: Tilsig i Noreg i tredje kvartal 1958 - 2013. Kjelde: NVE og Nord Pool.



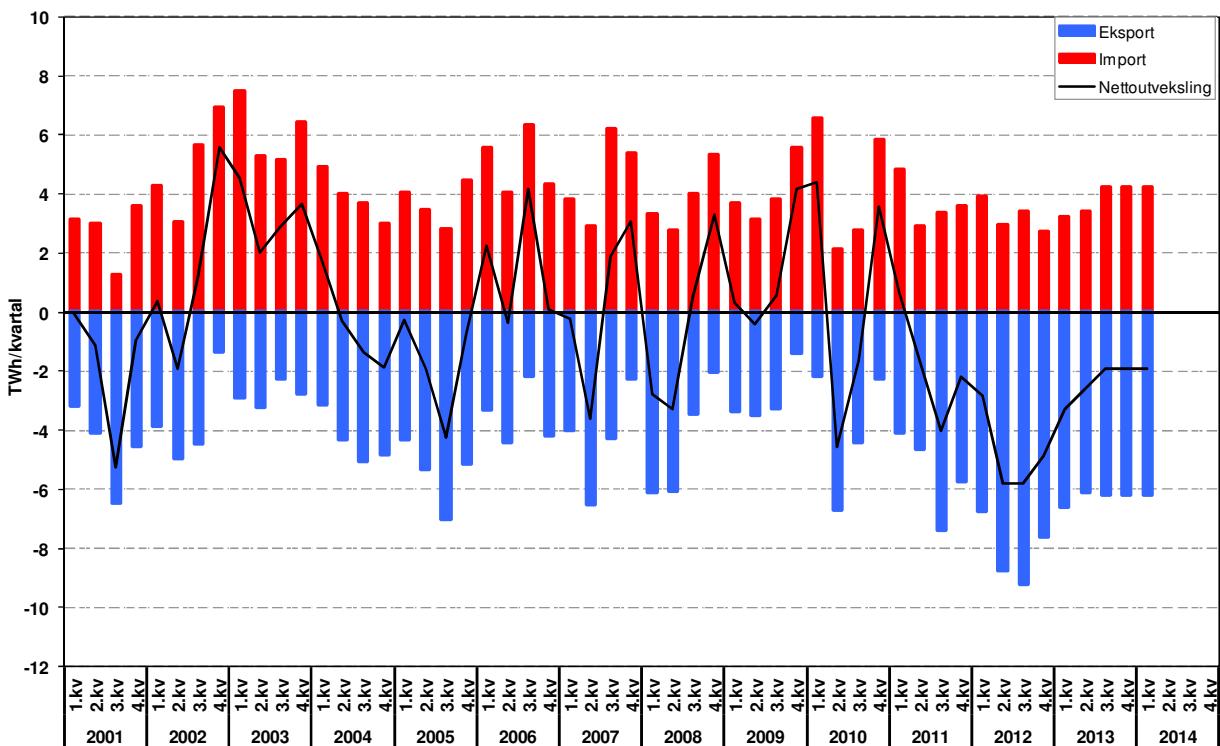
Figur 2.2: Tilsig i Noreg for 12 månaders perioden oktober – september for åra 1958 til 2013. Merk at x-aksen krysser ved 80 TWh. Kjelde: NVE og Nord Pool.



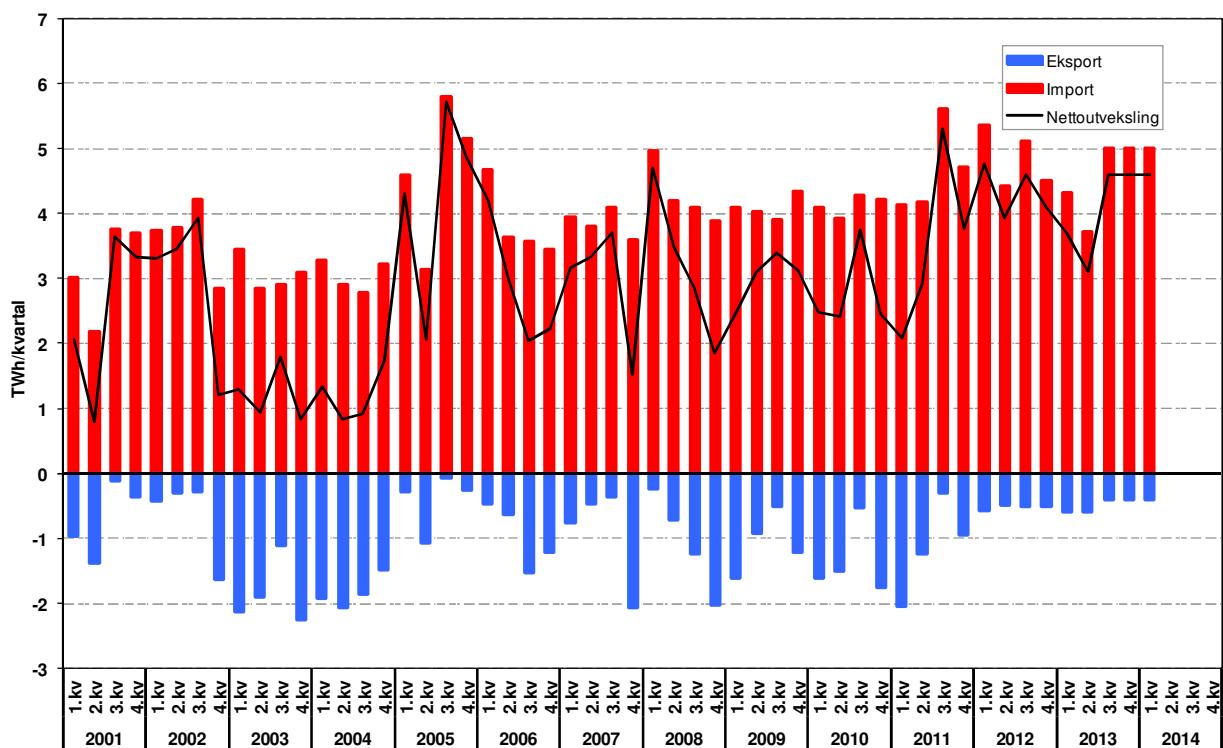
Figur 2.3: Norsk utveksling av kraft i tredje kvartal 2014, TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



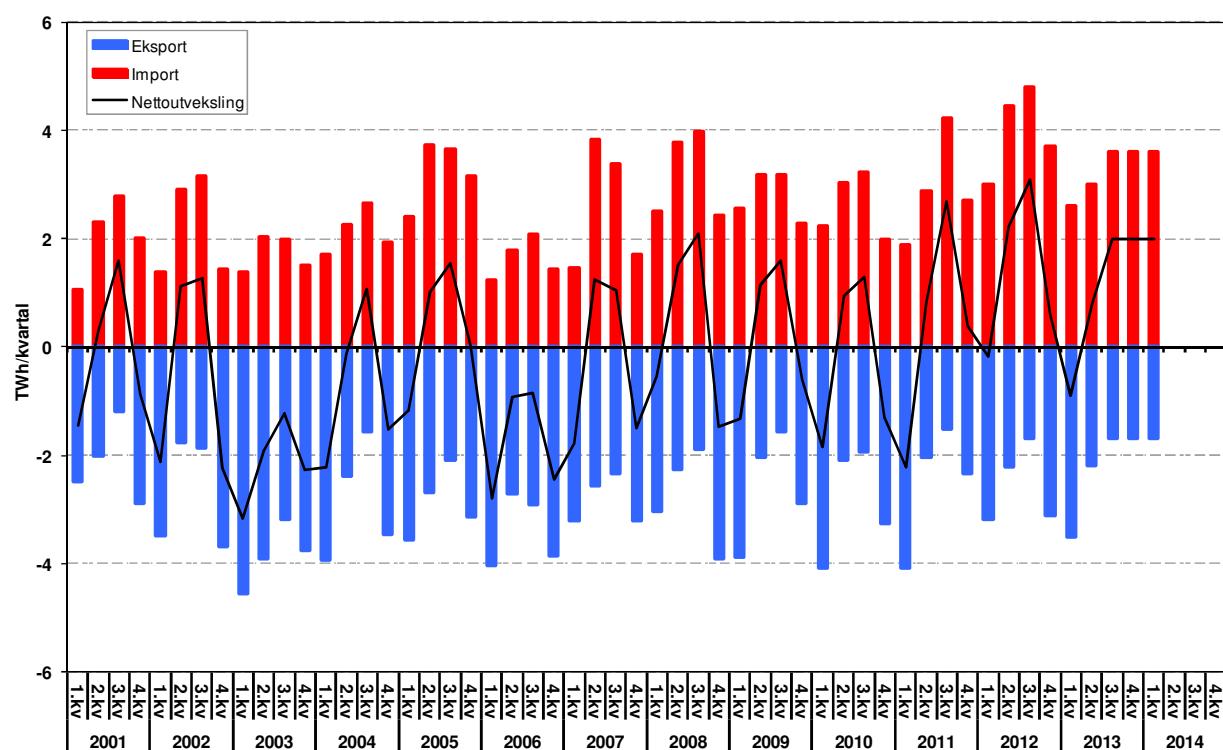
Figur 2.4: Import/eksport Sverige, 2000-2013, TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



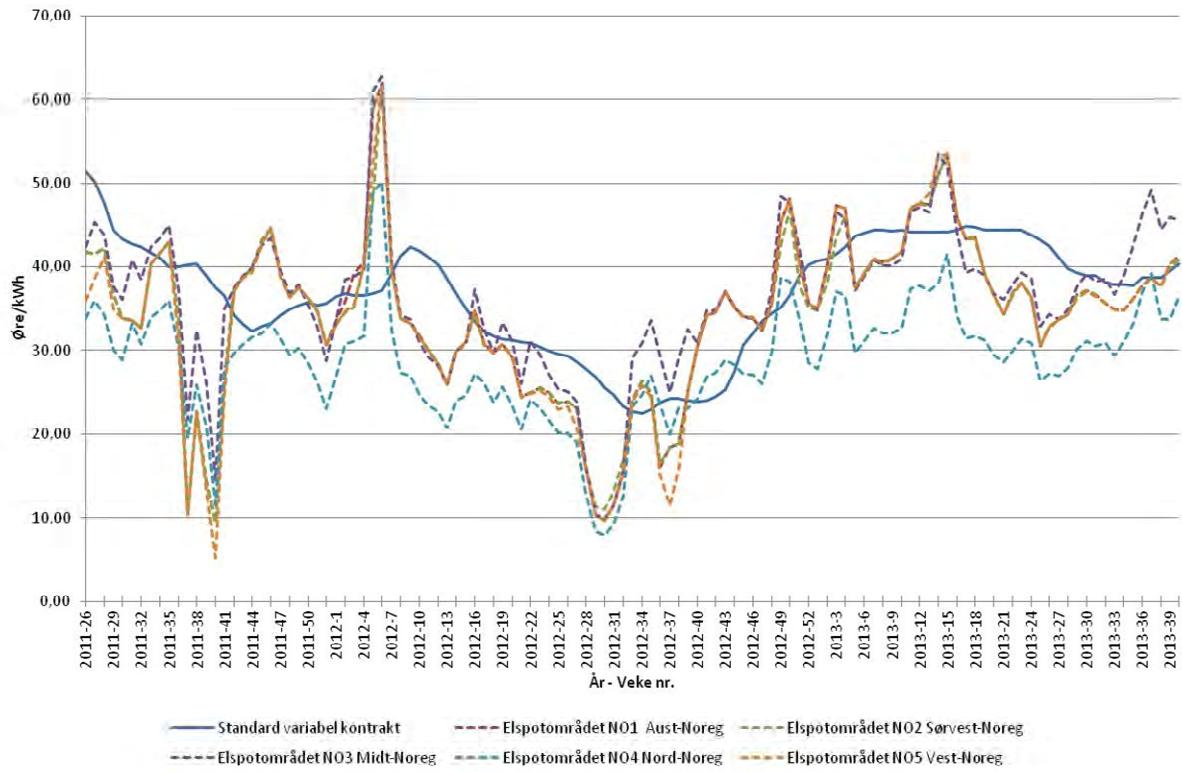
Figur 2.5: Import/eksport Finland, 2000-2013, TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



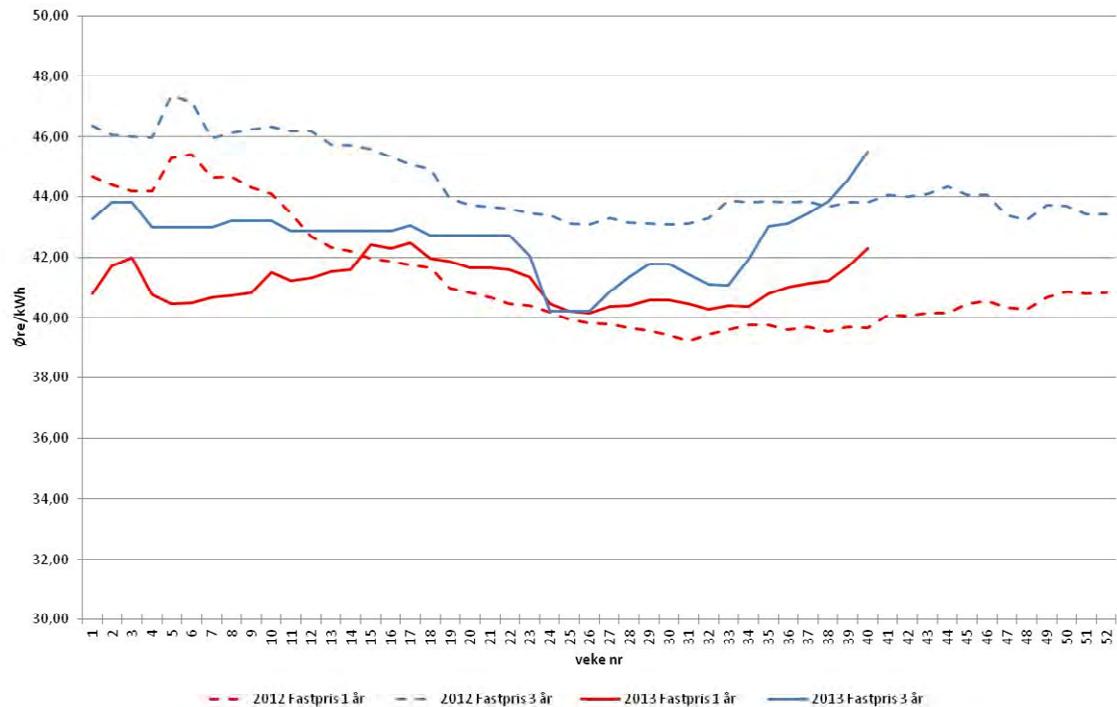
Figur 2.6: Import/eksport Danmark, 2000-2013, TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 2.7: Gjennomsnittlege vekeprisar frå andre kvartal 2011 til og med andre kvartal 2013 for standardvariabelkontrakt og spotpriskontrakt i Aust-, Sørvest-, Midt-, Nord- og Vest-Noreg, inkl. eit påslag på 3,1 øre/kWh (2,6 øre/kWh i Nord-Noreg). Alle prisar, bo rtsett frå prisen i Nord-Noreg, er inkl. mva. Kjelder: Konkurransestilsynet, Nord Pool Spot og NVE



Figur 2.8: Prisutvikling for eitt- og treårige fastpriskontraktar ved eit forbruk på 20 000 kWh/år for 2012 og 2013. Prisane er inkl. mva. Kjelder: Konkurransestilsynet og NVE





## **Utgitt i Rapportserien i 2013**

- Nr. 1 Roller i det nasjonale arbeidet med håndtering av naturfarer for tre samarbeidende direktorat
- Nr. 2 Norwegian Hydrological Reference Dataset for Climate Change Studies. Anne K. Fleig (Ed.)
- Nr. 3 Anlegging av regnbed. En billedkavalkade over 4 anlagte regnbed
- Nr. 4 Faresonekart skred Odda kommune
- Nr. 5 Faresonekart skred Årdal kommune
- Nr. 6 Sammenfatning av planlagte investeringer i sentral- og regionalnettet for perioden 2012-2021
- Nr. 7 Vandringshindere i Gaula, Namsen og Stjørdalselva
- Nr. 8 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. Ellen Skaansar (red.)
- Nr. 9 Energibruk i kontorbygg – trender og drivere
- Nr. 10 Flomsonekart Delprosjekt Levanger. Kjartan Orvedal, Julio Pereira
- Nr. 11 Årsrapport for tilsyn 2012
- Nr. 12 Report from field trip, Ethiopia. Preparation for ADCP testing (14-21.08.2012)
- Nr. 13 Vindkraft - produksjon i 2012
- Nr. 14 Statistikk over nettleie i regional- og distribusjonsnettet 2013. Inger Sætrang
- Nr. 15 Klimatilpasning i energiforsyningen- status 2012. Hvor står vi nå?
- Nr. 16 Energy consumption 2012. Household energy consumption
- Nr. 17 Bioenergipotensialet i industrielt avfall
- Nr. 18 Utvikling i nøkkeltall for strømnettselskapene
- Nr. 19 NVEs årsmelding
- Nr. 20 Oversikt over vedtak og utvalgte saker. Tariffer og vilkår for overføring av kraft i 2012
- Nr. 21 Naturfareprosjektet: Delprosjekt Kvikkleire. Utstrekning og utløpsdistanse for kvikkleireskred basert på katalog over skredhendelser i Norge
- Nr. 22 Naturfareprosjektet: Delprosjekt Kvikkleire. Forebyggende kartlegging mot skred langs strandsonen i Norge Oppsummering av erfaring og anbefalinger
- Nr. 23 Naturfareprosjektet: Delprosjekt Kvikkleire. Nasjonal database for grunnundersøkelser (NADAG) – forundersøkelse
- Nr. 24 Flom og skred i Troms juli 2012. Inger Karin Engen, Graziella Devoli, Knut A. Hoseth, Lars-Evan Pettersson
- Nr. 25 Capacity Building in Hydrological Services. ADCP and Pressure Sensor Training Ministry of Water and Energy, Ethiopia 20th – 28th February 2013
- Nr. 26 Naturfareprosjektet: Delprosjekt Kvikkleire. Vurdering av kartleggingsgrunnlaget for kvikkleire i strandsonen
- Nr. 27 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. Ellen Skaansar (red.)
- Nr. 28 Flomberegninger for Fedaelva, Kvinesdal kommune, Vest-Agder (025.3A1) Per Alve Glad (Erstattet av rapport 63-2013)
- Nr. 29 Beregning av energitilsig basert på HBV-modeller. Erik Holmquist
- Nr. 30 De ustabile fjellsidene i Stampa – Flåm, Aurland kommune. Sammenstilling, scenario, risiko og anbefalinger.
- Nr. 31 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 4 Overvåking og varsling Overvåking ved akutte skredhendelser
- Nr. 32 Landsomfattende mark- og grunnvannsnnett. Drift og formidling 2012. Jonatan Haga
- Nr. 33 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Saltdiffusjon som grunnforsterking i kvikkleire
- Nr. 34 Kostnadseffektivitet i distribusjonsnettet – En studie av referentene i kostnadsnormmodellen
- Nr. 35 The unstable phyllitic rocks in Stampa – Flåm, western Norway. Compilation, scenarios, risk and recommendations.
- Nr. 36 Flaumsonekart Delprosjekt Årdal i Sogn. Siss-May Edvardsen, Camilla Roald
- Nr. 37 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Skånsomme installasjonsmetoder for kalksementpeler og bruk av slurry
- Nr. 38 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Karakterisering av historiske kvikkleireskred og input parametere for Q-BING
- Nr. 39 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Natural Hazards project: Work Package 6 - Quick clay Characterization of historical quick clay landslides and input parameters for Q-Bing

## Rapportserien i 2013 forts.

- Nr. 40 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Skred ved Døla i Vefsn. Undersøkelse av materialegenskaper
- Nr. 41 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. State-of-the-art: Blokkprøver
- Nr. 42 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Innspill til "Nasjonal grunnboringsdatabase (NGD) – forundersøkelse"
- Nr. 43 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Styrkeøkning av rekonsolidert kvikkleire etter skred
- Nr. 44 Driften av kraftsystemet 2012. Karstein Brekke (red.)
- Nr. 45 Ny forskrift om energimerking av energirelaterte produkter (energimerkeforskriften for produkter)  
Oppsummering av høringsuttalelser og endelig forskriftstekst
- Nr. 46 Natural Hazards project: Work Package 6 - Quick clay. Back-analyses of run-out for Norwegian quick-clay landslides
- Nr. 47 Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak 2012. Beskrivelse av utførte anlegg
- Nr. 48 Norges hydrologiske stasjonsnett. Ann-Live Øye Leine, Elise Trondsen, Lars-Evan Pettersson
- Nr. 49 Vannkraftkonsesjoner som kan revideres innen 2022. Nasjonal gjennomgang og forslag til prioritering
- Nr. 50 Endring i avregningsforskriften – AMS. Oppsummering av høringsuttalelser og endelig forskriftstekst
- Nr. 51 Filefjell og Anestølen forskningsstasjon. Evaluering av måledata for snø, sesongen 2011/2012  
Hilde Landrø Fjeldheim, Emma Barfod
- Nr. 52 Kulturminner i norsk kraftproduksjon. Elisabeth Bjørsvik, Helena Nynäs, Per Einar Faugli (red.)
- Nr. 53 Øvelser. En veiledning i planlegging og gjennomføring av øvelser i NVE
- Nr. 54 Flom og skred i Nord-Norge mai 2013
- Nr. 55 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Workshop om bruk av anisotropi ved stabilitetsvurdering i sprøbruddmaterialer
- Nr. 56 Flom i Norge. Lars Roald
- Nr. 57 The Natural Hazards Project: Programme plan 2012-2015 for the Government Agency Programme "Natural Hazards – infrastructure for floods and slides (NIFS)"
- Nr. 58 Kvartalsrapport for kraftmarknaden 2. kvartal. Ellen Skaansar (red.)
- Nr. 59 Et norsk-svensk elsertifikatmarked. Årsrapport for 2012
- Nr. 60 The Natural Hazards Project - 5. Flood and Surface Water Flooding. Flood estimation in small catchments
- Nr. 61 Nasjonal beredskapsplan for fjellskred. Øvingsutgave
- Nr. 62 Effects of climate change in the Kolubara and Toplica catchments, Serbia. Ingjerd Hadeland (ed.)
- Nr. 63 Flomberegninger for Fedaelva, Kvinesdal kommune, Vest-Agder (025.3A1) (rev. rapport 28) Per Alve Glad
- Nr. 64 Dammer som kulturminner
- Nr. 65 Snøskredvarslingen. Evaluering av vinteren 2013
- Nr. 66 Naturfareprosjektet Dp. 5 Flom og vann på avveie. Vannføringsstasjoner i Norge med felt mindre enn 50 km<sup>2</sup>
- Nr. 67 Flomsonekart. Delprosjekt Sunndalsøra. Kjartan Orvedal og Camilla Meidell Roald
- Nr. 68 Skredhendelser i Trøndelag og på Nord-Møre mars-april 2012. NVEs håndtering av hendelsene og geografisk fordeling av skredene
- Nr. 69 Gunstige rammebetingelser for energiintensiv industri. En analyse av energiintensiv industri i Norge
- Nr. 70 Avbrotsstatistikk 2012
- Nr. 71 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 3. kvartal. Ellen Skaansar (red.)





Norges  
vassdrags- og  
energidirektorat



Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29  
Postboks 5091 Majorstuen  
0301 Oslo

Telefon: 09575  
Internett: [www.nve.no](http://www.nve.no)