

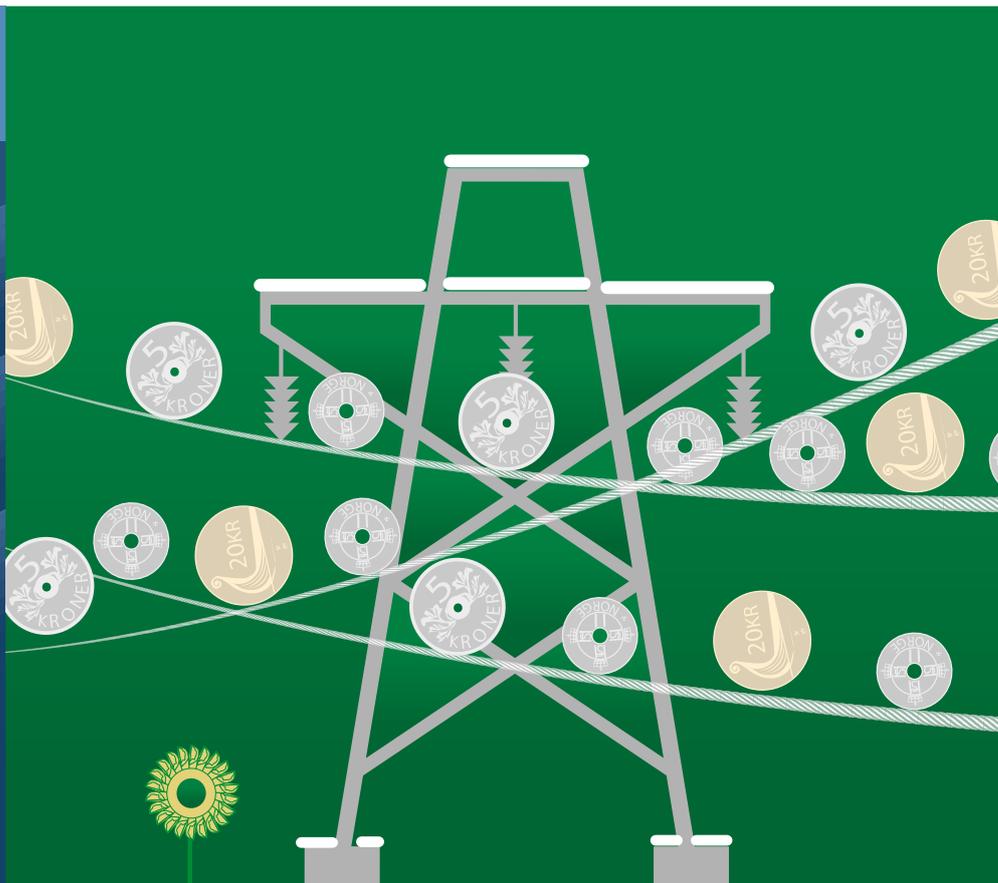


# Kvartalsrapport for kraftmarknaden 1. kvartal 2014

*Gudmund Bartnes (red.)*

36  
2014

R  
A  
P  
P  
O  
R  
T





# **Kvartalsrapport for kraftmarknaden – 1. kvartal 2014**

# Kvartalsrapport for kraftmarknaden – 1. kvartal 2014

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

**Redaktør:** Gudmund Bartnes

**Forfattarar:** Runa Haave Andersson, Christina Stene Beisland, Henriette Birkelund, Harald Endresen, Erik Holmqvist, Benedicte Langseth, Maria Sidelnikova, Ellen Skaansar, Martin Andreas Vik og Thomas Væringstad.

**Trykk:** NVE sitt hustrykkeri

**Opplag:** 20

**Forside:** Rune Stubrud

**ISBN:** 978-82-410-0983-9

**ISSN:** 1501-2832

**Samandrag:** I første kvartal kom det 39,3 TWh nedbørene energi, 2,3 TWh mindre enn normalen. Tilsiget til dei norske vassmagasina var 13,7 TWh, 2,8 TWh meir enn normalt. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden i Noreg 39,3, som er 1,3 prosenteningar over normalen, og 7,5 prosenteningar høgare enn til same tid i fjor. Kraftforbruket og –produksjonen i Noreg var høvesvis 38,0 og 39,0 TWh i første kvartal. Samanlikna med fjoråret var forbruket 5,8 prosent lågare. Kraftproduksjonen var 1,6 prosent lågare enn i første kvartal 2013. Noreg hadde ein nettoeksport på 1,0 TWh i første kvartal. I snitt for kvartalet var kraftprisane i Noreg på mellom 24,5 og 25,2 øre/kWh. For hushaldskundar med spotpriskontrakt gjekk den gjennomsnittlege prisen på straum ned i alle elspotområda, og låg på mellom 28 og 35 øre/kWh. Det er kring 7 øre/kWh lågare enn gjennomsnittsprisane i same kvartal i 2013.

**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](http://www.nve.no)

## Forord

Energiavdelinga i NVE presenterer her rapport for kraftmarknaden i første kvartal 2014.

Kvartalsrapporten utarbeidast kvart kvartal, og dette er første utgåve i kvartalsrapportens 11. årgang. På grunn av datainnsamling og tilverking vert kvartalsrapporten vanlegvis publisert 6-8 veker etter utløpet av kvartalet. Dette er siste gang kvartalsrapporten for kraftmarknaden kommer ut på dette formatet. Vi vil halde fram med å publisere statistikk og marknadskommentar.

Arbeidet med denne kvartalsrapporten er utført av medarbeidarar ved Energiavdelinga, Hydrologisk avdeling, Kommunikasjonsavdelinga og Elmarkedstilsynet. Bidragsytarane for denne utgåva har vore Runa Haave Andersson, Christina Stene Beisland, Henriette Birkelund, Harald Endresen, Erik Holmqvist, Benedicte Langseth, Ingrid Magnussen, Maria Sidelnikova, Ellen Skaansar, Martin Andreas Vik og Thomas Væringstad. Gudmund Bartnes har leia arbeidet.

Oslo, 14. mai 2014



Anne Vera Skrivarhaug

Avdelingsdirektør

## Innhald

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| <b>1</b> | <b>Kraftmarknaden i første kvartal, 2014 .....</b> | <b>5</b>  |
| 1.1      | Ressursgrunnlaget .....                            | 7         |
| 1.1.1    | Temperatur .....                                   | 7         |
| 1.1.2    | Nedbør .....                                       | 8         |
| 1.1.3    | Snø .....  | 10        |
| 1.1.4    | Grunn- og markvatn .....                           | 12        |
| 1.1.5    | Tilsig .....                                       | 12        |
| 1.1.6    | Venta tilsig våren/ sommaren 2014 .....            | 13        |
| 1.1.7    | Tilsig i Sverige .....                             | 14        |
| 1.2      | Magasinutviklinga .....                            | 15        |
| 1.2.1    | Magasinutviklinga i Noreg .....                    | 15        |
| 1.2.2    | Magasinutviklinga i Sverige og Finland .....       | 15        |
| 1.3      | Produksjon .....                                   | 18        |
| 1.3.1    | Noreg – lite endring .....                         | 19        |
| 1.3.2    | Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa ..... | 20        |
| 1.4      | Forbruk .....                                      | 23        |
| 1.4.1    | Noreg – lågare målt kraftforbruk .....             | 24        |
| 1.4.2    | Kraftforbruket i dei andre nordiske landa .....    | 27        |
| 1.5      | Andre energibærarar i Noreg .....                  | 29        |
| 1.5.1    | Fyringsoljar .....                                 | 29        |
| 1.6      | Kraftutveksling .....                              | 32        |
| 1.6.1    | Nordisk kraftutveksling .....                      | 32        |
| 1.6.2    | Kraftutveksling i Noreg .....                      | 33        |
| 1.6.3    | Kraftutvekslinga i dei andre nordiske landa .....  | 34        |
| 1.7      | Kraftprisar .....                                  | 36        |
| 1.7.1    | Kraftprisar i engrosmarknaden .....                | 36        |
| 1.7.2    | Terminmarknaden .....                              | 39        |
| 1.7.3    | CO2 og brenselsprisar .....                        | 40        |
| 1.8      | Hushaldskundar i sluttbrukarmarknaden .....        | 43        |
| 1.8.1    | Straumprisar .....                                 | 43        |
| 1.8.2    | Påslag på spotpriskontraktar .....                 | 44        |
| 1.8.3    | Straumgiftar i første kvartal 2014 .....           | 45        |
| <b>2</b> | <b>Vedlegg .....</b>                               | <b>47</b> |

## 1 Kraftmarknaden i første kvartal, 2014

### Mild vinter

Det har vore ein mild vinter. Middelttemperaturen i Noreg for januar var om lag ein grad over normalen. Februar vart spesielt mild i heile landet, med eit gjennomsnittleg avvik på seks gradar. For Noreg er dette den nest varmaste februar månad sidan 1990.

### Store regionale forskjellar i nedbør

Samla sett har det komme noko mindre nedbør enn normalt i Noreg i første kvartal. Det har vore store regionale forskjellar. Fleire stader i Nordland og Troms kom det ikkje nedbør i det heile tatt i januar. Grunna det tørre vêret har det vore mange gras- og lyngbrannar på Vestlandet, Trøndelag og i Nordland. I Sør-Noreg har situasjonen vore ein annan, med nedbørsrekordar ved 11 målestasjonar på Aust- og Sørlandet i februar månad. I mars endra bilete seg, med mindre nedbør på delar av Austlandet og meir nedbør enn normalt i store delar av resten av landet. Når det gjeld snøsituasjonen har det vore meir snø i fjellet og mindre i låglandet på Aust- og Sørlandet enn for eitt år sida. Enkelte stader i fjellet på Austlandet har det vore om lag dobbelt så mykje snø som normalt. På Vestlandet, i Trøndelag og i Nordland har det fleire stader vore svært lite snø og jamt mindre enn i fjor.

### Høgt tilsig

Tilsiget til dei norske kraftmagasina var 13,7 TWh i første kvartal, noko som er 2,8 TWh meir enn normalt. I starten av kvartalet var tilsiget omkring normalen, medan det var jamt over normalen mot slutten av kvartalet. Tilsiget var høgast i veke 1 og veke 12 med om lag 1,6 TWh. Det lågaste tilsiget var i uke 5 med om lag 0,6 TWh.

### Mindre nedtapping av magasina enn normalt

Året starta med ein fyllingsgrad litt under normalt. Eit mildt vêr og tilsig over normalen saman med relativt lav produksjon førte til mindre nedtapping av magasina enn normalt fram mot våren. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden på 39,3 prosent, som er 1,3 prosenteningar over normalen for årstida. Dette er 7,6 prosenteningar høgare enn til same tid i 2013 og svarar til ein energimengde på 6,4 TWh.

### Nedgang i forbruket

Noreg hadde eit forbruk på 38,0 TWh dei tre første månadene av 2014, ein nedgang på 5,7 prosent samanlikna med same kvartal i fjor. Noko av denne nedgangen i forbruket kan skuldast ein mild vêrtype, med temperaturar over normalt i heile landet. Dette har medverka til ein lågare etterspurnad etter elektrisitet til oppvarming. Kraftintensiv industri hadde eit forbruk på 7,8 TWh i første kvartal, som er ein auke på 3,5 prosent frå same periode i 2013.

### Mindre produksjon

Det vart produsert 39,0 TWh kraft i Noreg i første kvartal, ein nedgang på 0,7 TWh samanlikna med same periode i fjor. Vasskraft utgjorde 37,4 TWh, medan annan kraftproduksjon sto for 1,6 TWh. Med eit energitilsig på 13,7 TWh betyr det at om lag 24 TWh magasinvatn vart nytta til produksjon av elektrisitet dette kvartalet.

**Nettoeksport  
hovudsakeleg på Norned-  
kabelen**

Noreg hadde ein nettoeksport på 1,0 TWh i første kvartal. Det er ein nedgang på 0,4 TWh samanlikna med førre kvartal. I første kvartal i fjor var det til samanlikning ein nettoimport på 0,7 TWh. På forbindingane mellom Noreg og Sverige var det ein nettoimport på 0,2 TWh første kvartal i år. Frå Noreg til Danmark var det ein nettoeksport på 0,1 TWh. Dermed var det Norned-kabelen som i hovudsak stod for den norske nettoeksporten med ein nettoeksport på 1,2 TWh.

**Låge kraftprisar**

Dei norske kraftprisane falt gjennom heile første kvartal. Snittprisane låg på rundt 250 kr/MWh i alle dei norske elspotområda, noko som er om lag 20 prosent lågare enn i tilsvarende kvartal i fjor og 14-18 prosent lågare enn i fjerde kvartal 2013. Det er fleire faktorar som har trekt i retning av lågare kraftprisar. Mildt vêr gjennom heile vinteren har dempa det norske kraftforbruket, samstundes som gode tilsighøve har gitt ein stadig betra ressursituasjon i det norske vasskraftsystemet.

**Fall i terminprisane**

Terminkontraktane for nordisk kraft i andre og tredje kvartal 2014 låg på 215,33 og 206,15 kr/MWh ved utgangen av første kvartal. Dette er ein reduksjon på høvesvis 14,1 og 13,1 prosent samanlikna med prisane ved inngangen av kvartalet. Det har vore ein nedgang i nordiske terminprisar i heile perioden. Mot slutten av kvartalet gjekk dei nordiske terminprisane noko opp. Dette kan knyttas til tørrare vêrmeldingar i denne perioden.

**Lågare sluttbrukarprisar**

Frå fjerde kvartal 2013 til første kvartal 2014 gjekk den gjennomsnittlege prisen på straum for hushaldskundar med spotpriskontrakt ned i alle elspotområda i Noreg. Gjennomsnittsprisen for straum levert på spotpriskontrakt varierte mellom 28 øre/kWh og 35 øre/kWh i dei fem ulike elspotområda i første kvartal 2014. Dette er kring 7 øre/kWh lågare enn gjennomsnittsprisane i same kvartal i 2013.

## 1.1 Ressursgrunlaget

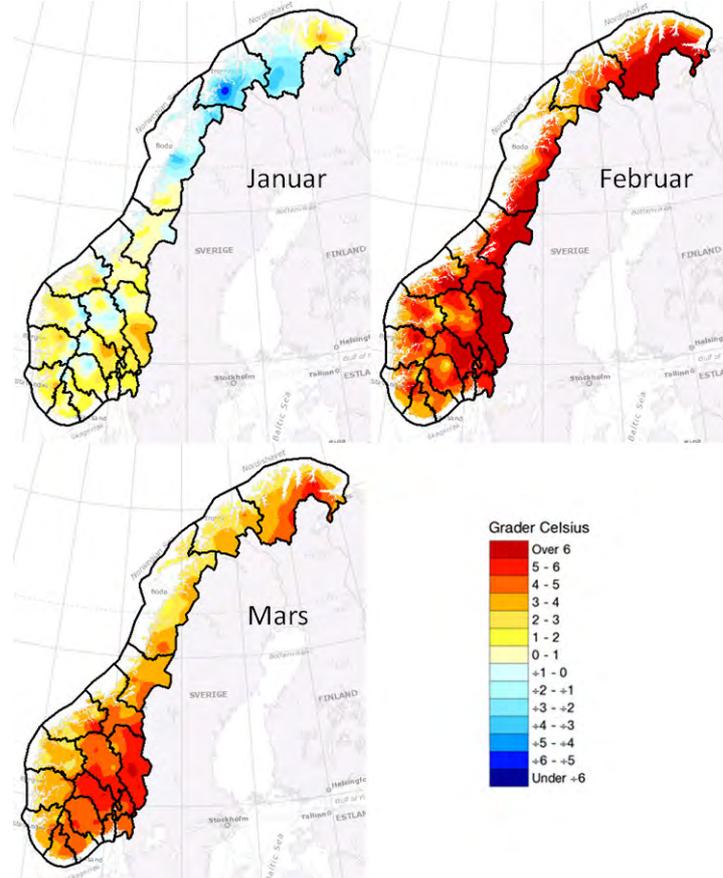
Det har vore ein mild vinter. Dette har gitt eit tilsig noko over normalen i første kvartal, trass i at det har komme noko mindre nedbør enn normalt.

### 1.1.1 Temperatur

Middeltemperaturen i Noreg for januar måned var om lag ein grad over normalen. Februar vart spesielt mild i heile landet, med eit gjennomsnittleg avvik på seks gradar. For Noreg er dette den nest varmaste februar måned sidan 1990, berre februar i 1990 var varmare. På Finnmarksvidda og delar av Austlandet var temperaturen 8 til 11 gradar over normalen i februar. Mars vart òg mild, med ein gjennomsnittleg temperatur fire gradar over normalen, noko som er det tredje varmaste i Noreg sidan 1990 (figur 1.1.1).

Den lågaste temperaturen i første kvartal vart registrert i Karasjok på Finnmarksvidda den 20. januar med nær minus 42 gradar. Den høgaste temperaturen vart registrert på Sunndalsøra med drygt 18 plussgrader den 28. mars.

Figur 1.1.1 Temperatur, avvik i °C frå normalt (1971-2000) i januar, februar og mars 2014. Kjelde: NVE og MET.



Tabell 1.1.1 Ressurstilgangen i Norden, TWh.

| Ressurstilgang TWh | 1.kv. 2014                        | Avvik frå normalt   | Siste 12 månader                  | Avvik frå normalt |
|--------------------|-----------------------------------|---|-----------------------------------|-------------------|
| Tilsig Noreg       | 13,7                              | +2,8  | 133,8                             | +3,8              |
| Nedbør Noreg       | 39,3                              | - 2,3   | 145,3                             | +15,3             |
| Tilsig Sverige     | 8,3                               | +3,4  | 65,7                              | +2,6              |
| Snø Noreg          | 1.april 2014 ca. 90 % av normalen | Sannsynleg at simuleringane underestimerer snømengda denne vinteren | 1.april 2013 ca. 65 % av normalen |                   |

### 1.1.2 Nedbør

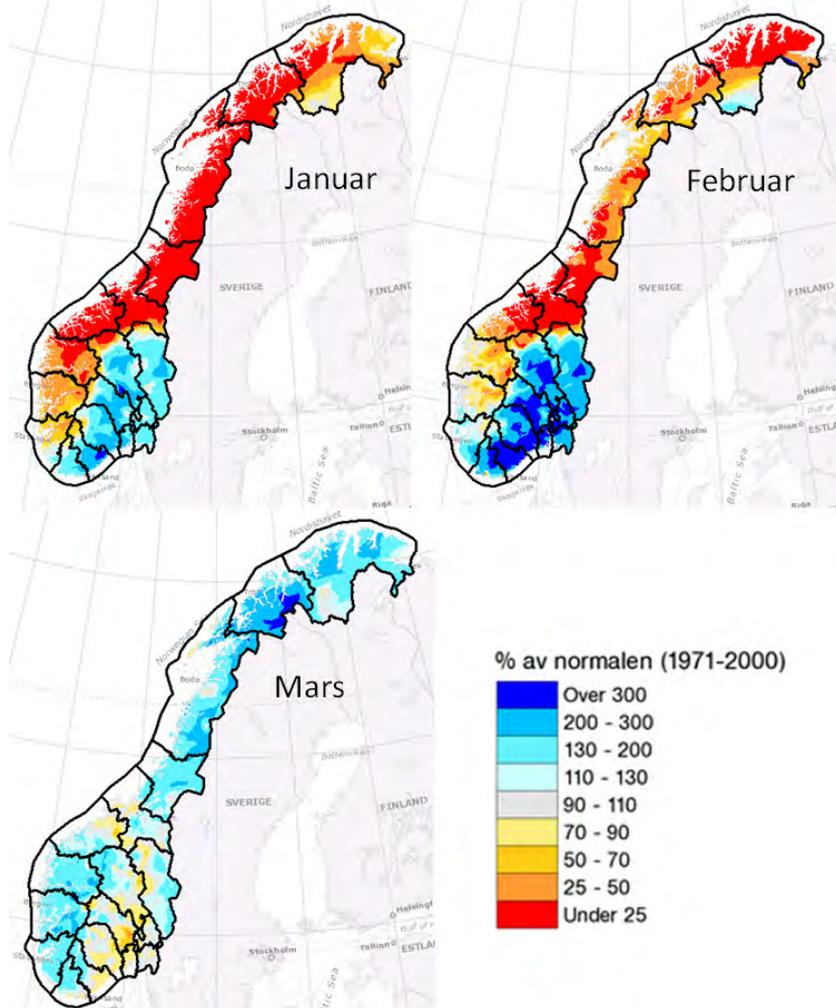
I januar og februar kom det meir nedbør enn normalen på Austlandet, Sørlandet og sør i Rogaland, medan det elles i landet kom særst lite nedbør (figur 1.1.2). Fleire stader i Nordland og Troms kom det ikkje nedbør i det heile tatt i januar. I Sulitjelma og Harstad, kor ein har observert nedbør sidan 1895 og 1911, har det aldri tidlegare vore registrert ein januar måned utan nedbør. Grunna det tørre vêret var det mange gras- og lynnbrannar på Vestlandet, Trøndelag og i Nordland desse månadene.

I Sør-Noreg vart situasjonen ein annan. I Tuddal og Drangedal i Telemark og i Mykland i Aust-Agder har det aldri tidlegare vore registrert meir nedbør i januar enn i år. Alle stader har ein registrert nedbør sidan 1895. I februar vart det satt nedbørsrekord på 11 målestasjonar på Aust- og Sørlandet, kor ein har meir enn 100 år med observasjonar. På Ås i Akershus, kor målingane starta i 1874, er årets februar den mest nedbørsrike dei siste 141 åra.

I mars endra bilete seg, med mindre nedbør enn normalen på delar av Austlandet og meir nedbør enn normalt i store delar av landet elles. I mars var dei største avvika frå normalen i indre strøk av Troms, kor til dømes Dividalen i Målselv fekk over 5 gonger normal nedbør.

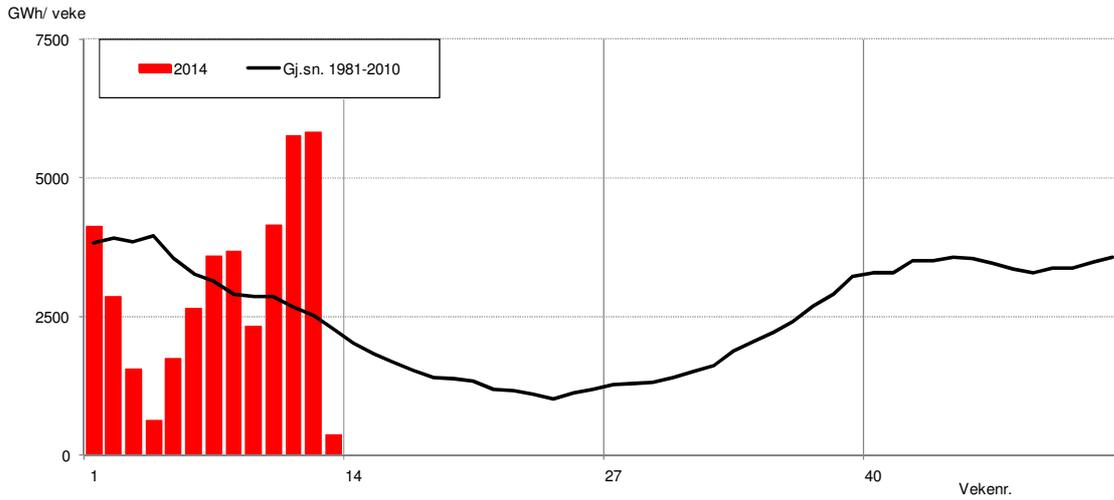
For landet under eitt var det mindre nedbør enn normalen i januar (75 prosent), men over normalen i februar (125 prosent) og mars (160 prosent) (MET).

Figur 1.1.2 Nedbør, avvik i prosent frå normalt (1971-2000) i januar, februar og mars 2014. Kjelde: NVE og MET.



Av karta i figur 1.1.2 ser ein at det er særleg i låglandet på Aust- og Sørlandet at det kom meir nedbør enn normalen i starten av første kvartal. I mange av magasinområda har det komme mindre nedbør enn normalen gjennom store delar av kvartalet. I sum for første kvartal har det i følge NVEs berekningar komme 39,3 TWh nedbørenergi. Det er 2,3 TWh mindre enn normalen (figur 1.1.3). I sum for dei siste 12 månadene har det komme 145,3 TWh eller om lag 15 TWh meir enn normalen.

**Figur 1.1.3 Berekna nedbørenergi pr veke i 2014. GWh/veke. Kjelde: NVE.**



### 1.1.3 Snø

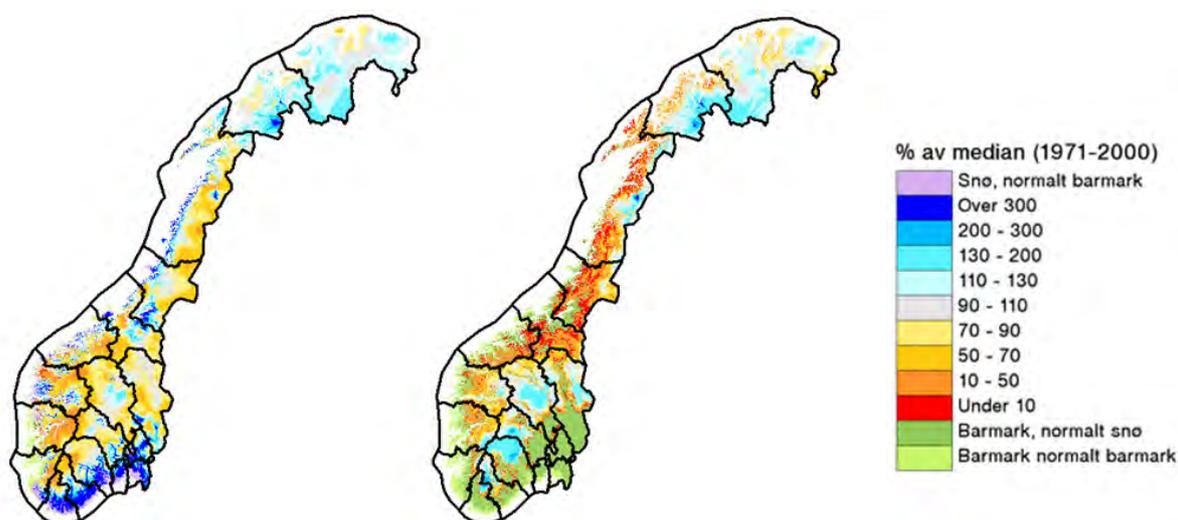
Snøsituasjonen for 1. april 2013 og 2014 er vist i figur 1.1.4. I store trekk er det i år meir snø i fjellet og mindre i låglandet på Aust- og Sørlandet enn for eitt år sida. Enkelte stader i fjellet på Austlandet er det om lag dobbelt så mykje snø som normalt. På Vestlandet, i Trøndelag og i Nordland er det fleire stader svært lite snø og jamt mindre enn i fjor.

Det har vore ein vanskeleg vinter å modellere korrekte snømengder grunna mellom anna fleire periodar med modellerte temperaturar omkring eller noko over null grader i fjellet, medan det i røynda kan ha vore kuldegradar. Ei av årsakene til dette er at mange av temperaturstasjonane ligg i låglandet nær kysten, slik at temperaturen i fjellet i større grad er basert på interpolering. Mange stader i Sør-Noreg gir kartet derfor for lite snø i år, medan i Nord-Noreg trur vi at karta gir eit meir korrekt bilete av tilhøva.

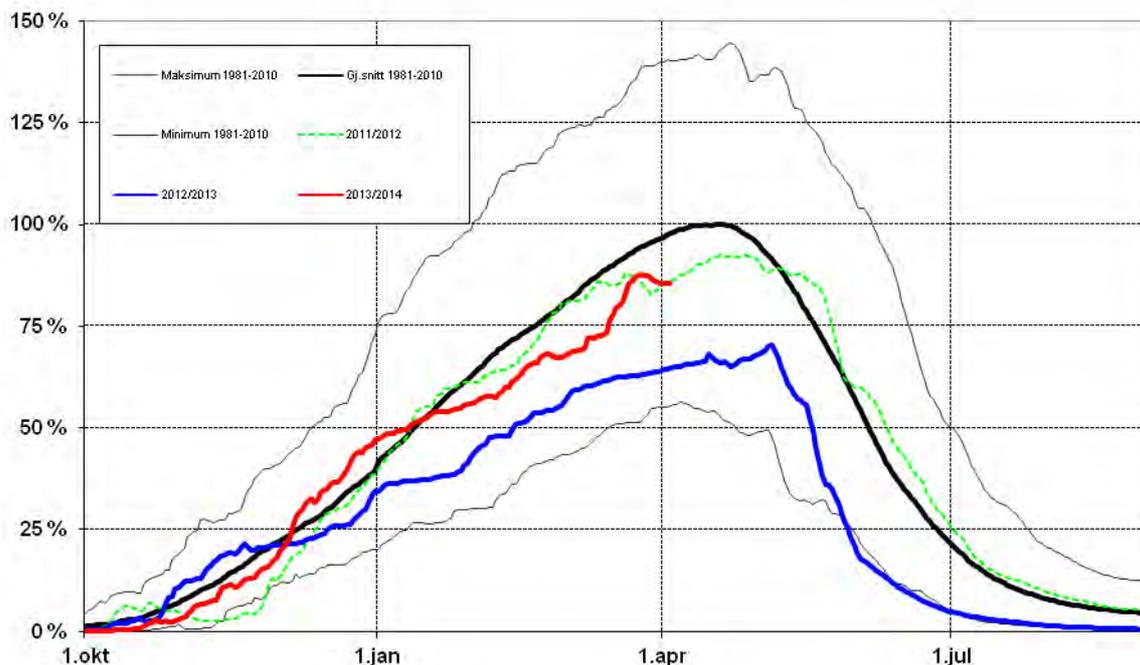
Figur 1.1.5 viser utviklinga av snømagasina i kraftverksområda dei siste tre åra, slik det er modellert frå våre HBV-modellar. Ved utgangen av første kvartal var det meir snø i år enn i fjor, men om lag same mengder som våren 2012. Ved årsskiftet var snømagasinet over normalen, men ein mild vêrtype og mindre nedbør enn normalen i mange av magasinområda. Den berekna snømengda ved utgangen av kvartalet var om lag 90 prosent av normalen.

Ut frå våre beregningar har energimengda i snømagasinet auka frå om lag 27 TWh ved nyttår til 49 TWh ved utgangen av kvartalet. Dette er om lag 6 TWh mindre enn normalen. Men vi har ei mistanke om at også enkelte av våre HBV-modellar underestimerer snømengda i år, dette av same årsak som over. Eit eksempel er vist i figur 1.1.6. Snøunderskotet kan difor vere noko mindre enn modellert.

Figur 1.1.4 Snømengde 1. april 2013 (venstre) og 2014 (høgre) i prosent av median for perioden 1971 -2000. Kjelde: NVE og MET.

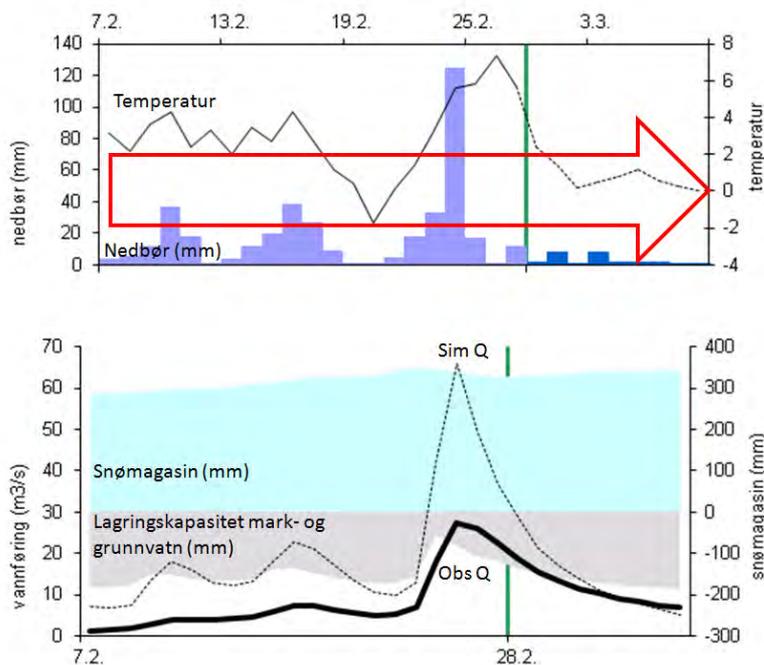


Figur 1.1.5 Utviklinga av snømagasinet 2011/-12, 2012/-13 og 2013/-14 i prosent av gjennomsnittleg kulminasjon for perioden 1981 - 2010. Berekninga er basert på simuleringar med HBV-modeller. Kjelde: NVE.



Figur 1.1.6 Observert og simulert vassføring med HBV-modellen er vist med heil og stipla svart strek ved målestasjonen Stordalsvatn i Hordaland for februar i år. Den raude pila viser nivået for temperatur på om lag +/- 2 grader. Figuren viser fleire mildversperiodar kor simulert vassføring er høgare enn den observerte, samstundes må det påreknas at snømagasinet har blitt for lite.

#### 41.1 Stordalsvatn

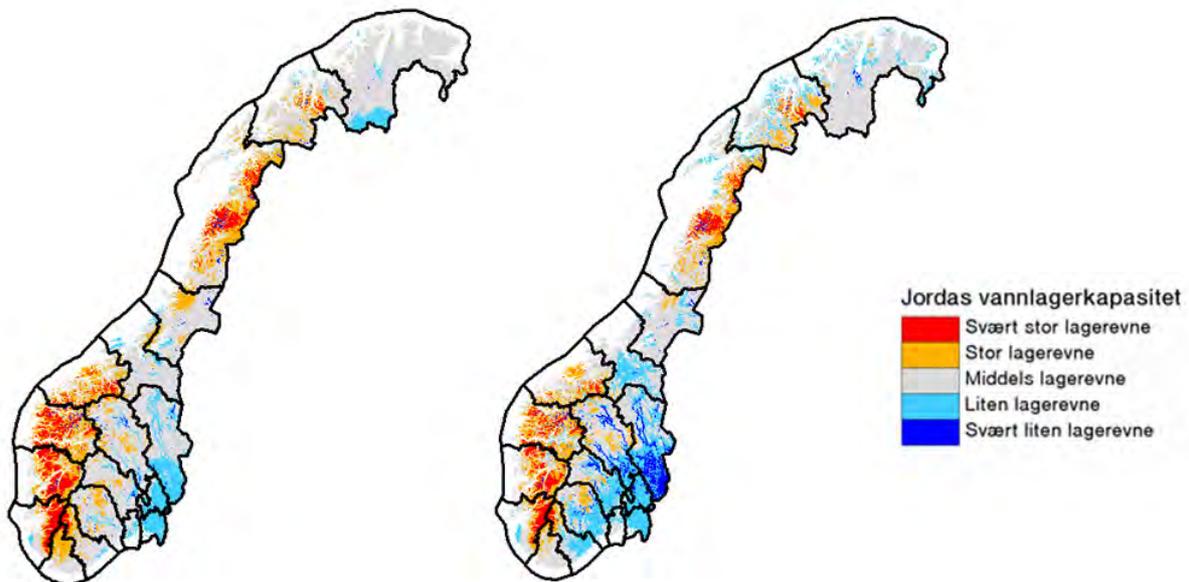


### 1.1.4 Grunn- og markvatn

Karta i figur 1.1.7 viser at det i store delar av Sør-Noreg er fuktigare i grunnen enn for eitt år sida. I sum for magasinområda, er det omrekna i energiinnhald, om lag 2 TWh fuktigare i grunnen enn normalen i år, medan det var om lag 0,5- 1 TWh tørrare enn normalen i fjor. Ut frå dette kan ein difor vente at ein noko mindre del av snøsmeltinga i år vil gå til oppfylling av mark- og grunnvatn enn i eit "normalår".

I eit "normalår" vil det vere mindre vatn lagra i mark- og grunnvatnet ved utgangen av første kvartal enn ved starten av kvartalet. Grunna ein mild vinter har det i år, når ein summerer over alle kraftverksområda, vore nesten stabilt.

Figur 1.1.7 Lagerevne i grunn- og markvassona i forhold til total metting for 1. april 2013 (venstre) og 2014 (høgre). Fargane i kartet er basert på simuleringar. Kjelde: NVE.



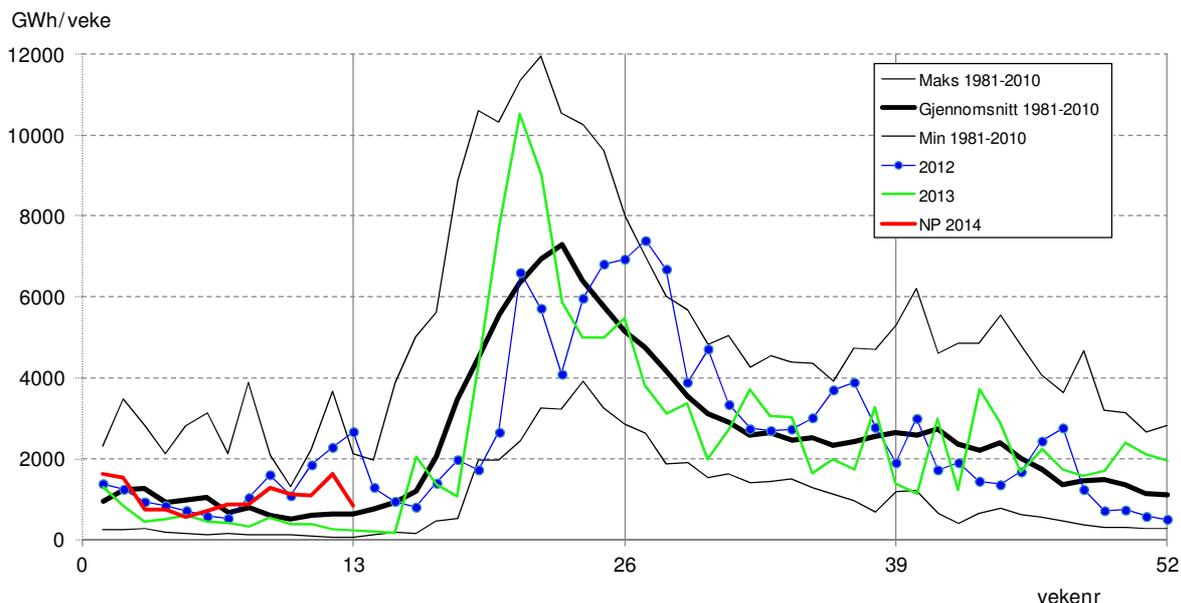
### 1.1.5 Tilsig

I første kvartal 2014 var tilsiget til dei norske kraftmagasina 13,7 TWh eller 2,8 TWh meir enn normalt. Dette er 7 TWh meir enn i første kvartal 2013, men om lag 3 TWh mindre enn i første kvartal 2012.

Summert for dei siste 12 månadene har tilsiget vore 133,8 TWh. Det er 3,8 TWh meir enn normalt. Summert for dei siste 24 månadene har tilsiget vore 257 TWh eller 3 TWh mindre enn normalt.

Fordelinga av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.8. I starten av kvartalet var tilsiget omkring normalen, medan tilsiget var jamt over normalen mot slutten av kvartalet. Veke 1 og veke 12 hadde det høgaste tilsiget med om lag 1,6 TWh. Det lågaste tilsiget var i uke 5 med om lag 0,6 TWh.

Figur 1.1.8 Tilsig i Noreg i 2012, 2013 og 2014. GWh/veke. Kilde: NVE og Nord Pool.



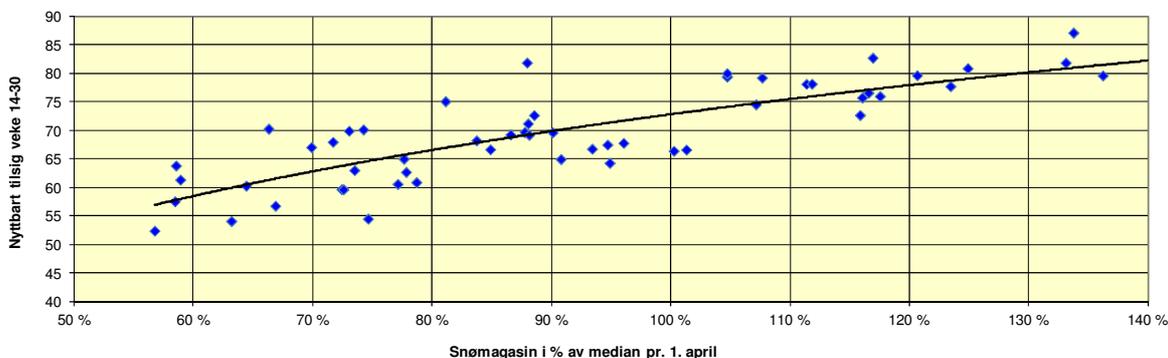
### 1.1.6 Venta tilsig våren/ sommaren 2014

Sum nedbør sidan nyttår er om lag 39 TWh, og sum tilsig om lag 14 TWh. Differansen er om lag 25 TWh, medan sum auke i snø-, mark- og grunnvatn i same periode er om lag 22 TWh. Dette tyder på at snømagasinet kan vere underestimert med om lag 3 TWh.

Det er utført ein analyse av korrelasjonen mellom berekna snømagasin pr. 1. april og tilsig som kan nyttast til kraftproduksjon frå veke 14 til og med veke 30 (april – juli). 56 år (1958-2013) med data er nytta i analysen (figur 1.1.9). Snømagasinet er basert på verdiar berekna frå våre HBV-modeller som er nytta for å beskrive tilsiget til kraftsystemet, og tilsiga er dels basert på tal frå Nord Pool og dels på berekningar med NVEs samkjøyringsmodell for det norske kraftsystemet.

Ut frå denne analysen er det venta eit tilsig på 69 TWh i løpet av smeltesesongen (veke 14-30). Det er om lag 3 TWh mindre enn normalt.

Figur 1.1.9 Snømagasin pr. 1. april mot tilsig veke 14 – 30 for åra 1958- 2014. Kjelde: NVE.



Analysen gir ein korrelasjon på 0,84 mellom snømagasinet og venta tilsig (veke 14- 30). I år med lite snø ventast naturleg nok mindre flaumtap enn i år med mykje snø. Det er ein medverkande årsak til at tilsiget varierer mindre i prosent enn snømagasinet. Til dømes viser analysane at eit snømagasin som er 20 prosent over/ under normalt gir eit venta tilsig i løpet av sommaren som er om lag 10 prosent over/ under normalt.

Det er viktig å huske at det òg er andre faktorar som verkar på tilsiget framover, som markvassinnhald og grunnvasstand. Viss ein tar omsyn til at det i år er fuktigare enn normalen i grunnen (anslått til ca. 2 TWh), og at fleire av våre HBV-modellar mest sannsynleg har for lite snø (anslått til ca. 3 TWh), er det rimeleg og justere opp venta tilsig med om lag 5 TWh, dvs frå 69 til 74 TWh eller 2 TWh over normalen.

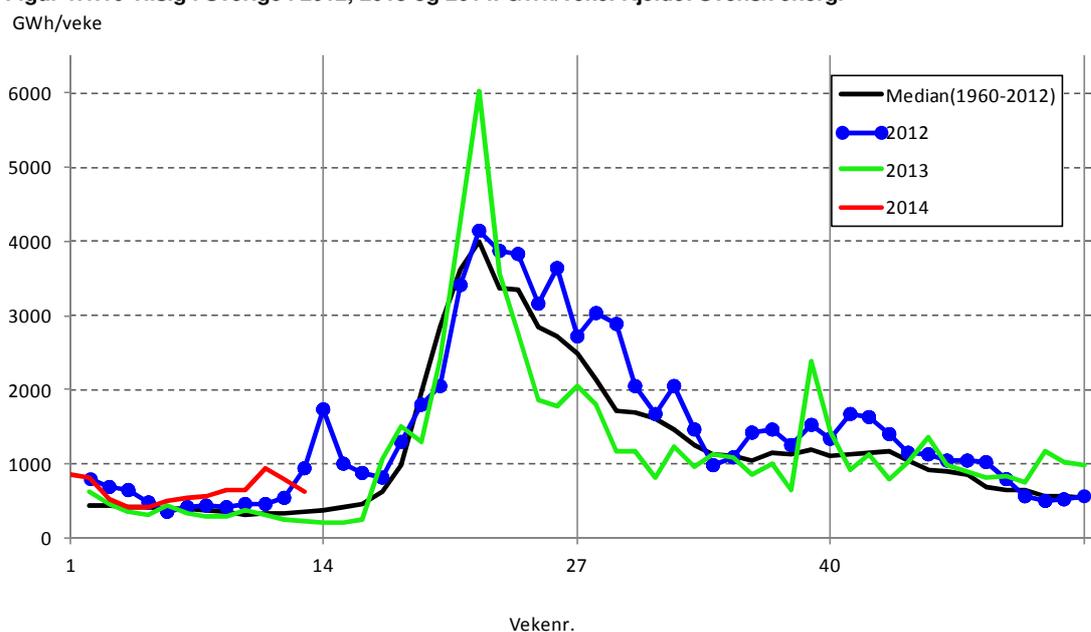
Ein annan faktor er fyllinga i reguleringsmagasina. I år med låg magasinufylling er det rimeleg å vente mindre flaumtap enn i år kor magasinufyllinga ligg over normalen. Alt tilsig vil likevel ikkje kunne nyttast til kraftproduksjon, noko vil til dømes tapast i bekkeinntak med avgrensa kapasitet eller i elvekraftverk utan moglegheit til å lagre flaumvatn. Her spelar òg fordelinga av snøen inn. Ved ei normal fordeling av snømengdene kan ein vente mindre flaumtap enn når det er svært mykje snø ein plass og lite ein annan, slik vi har i år.

I tillegg er det knytte usikkerheit til vêrutviklinga vidare utover våren og sommaren. Temperaturen under smeltinga er avgjerande for kor mykje vatn som kan nyttast i mellom anna elvekraftverka. Ein vår med moderate temperaturar og relativt høgt tilsig over lang tid er gunstigare enn intens varme og brå avsmelting over færre dagar. Det er òg usikkert om det blir ein tørr og varm sommar eller om det blir vått og kaldt. Dette fører til at ein må anta ein usikkerheit på om lag  $\pm 10$  TWh i overslaga ovanfor.

### 1.1.7 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vatn til svenske kraftmagasin var 8,3 TWh i første kvartal 2014, eller 3,4 TWh meir enn normalt og 3,8 TWh meir enn i same periode i 2013. Dei siste 12 månadane har tilsiget vore 65,7 TWh som er 2,6 meir enn normalt, men 6,9 TWh mindre enn i same periode eit år tidlegare. Dei siste 24 månadane har tilsiget vore 138,2 TWh. Det er 12,1 TWh meir enn normalt.

**Figur 1.1.10 Tilsig i Sverige i 2012, 2013 og 2014. GWh/veke. Kjelde: Svensk energi**



## 1.2 Magasinutviklinga

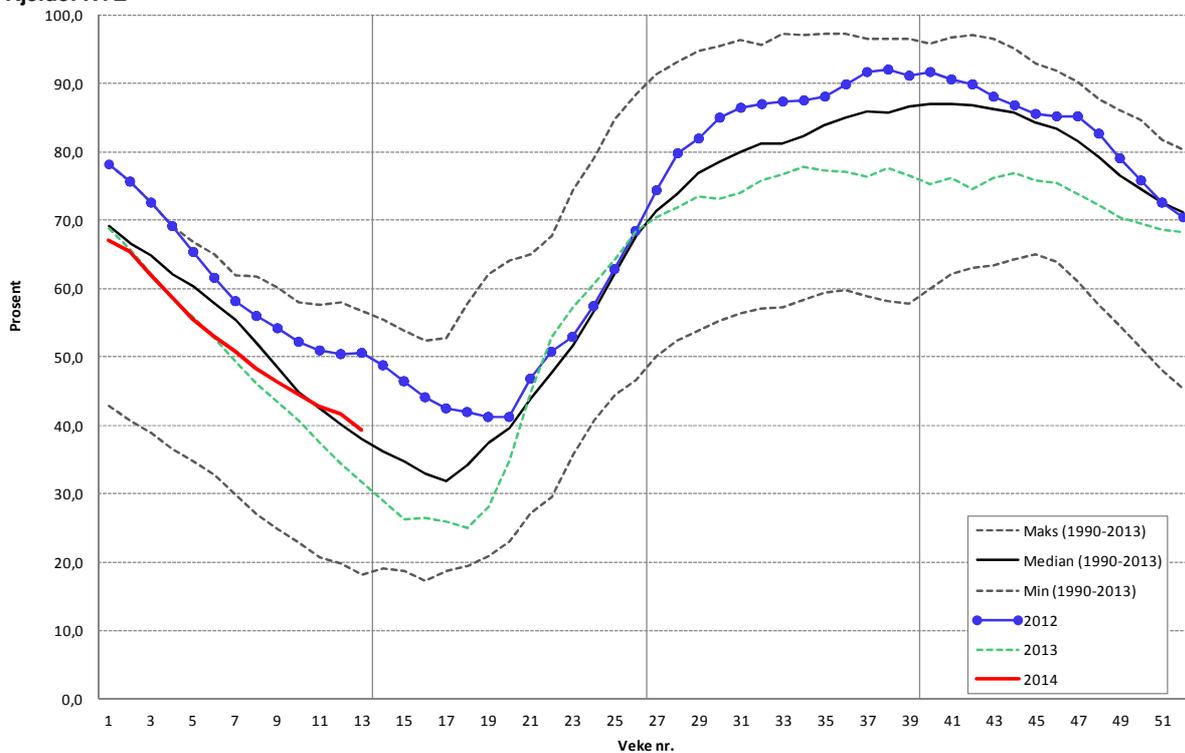
### 1.2.1 Magasinutviklinga i Noreg

Året starta med ein fyllingsgrad litt under normalt. Eit mild vêr og tilsig over normalen saman med relativt lav produksjon førte til mindre nedtapping av magasinane enn normalt fram mot våren. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 39,3 prosent. Dette er 1,3 prosentteiningar over normalen for årstida, og 7,6 prosentteiningar høgare enn til same tid i 2013. Det svarar til ei energimengde på 6,4 TWh.

Tabell 1.2.1: Magasinfyllinga i Norden. Kjelder: NVE, Svensk, [www.environment.fi](http://www.environment.fi)

| Magasin-fylling | Fyllingsgrad ved utgangen av 1. kvartal (prosent) |      |                     | Magasin-kapasitet TWh |
|-----------------|---|------|---------------------|-----------------------|
|                 | 2014  | 2013 | Median <sup>1</sup> |                       |
| Noreg           | 39,3  | 31,7 | 38,0                | 84,3                  |
| Sverige         | 30,5  | 21,1 | 27,2                | 33,7                  |
| Finland         | 45,3  | 33,8 | 31,5                | 5,5                   |

Figur 1.2.1 Fyllingsgrad for norske magasiner (100 prosent = 84,3 TWh) i 2012, 2013 og 2014, prosent. Kjelde: NVE

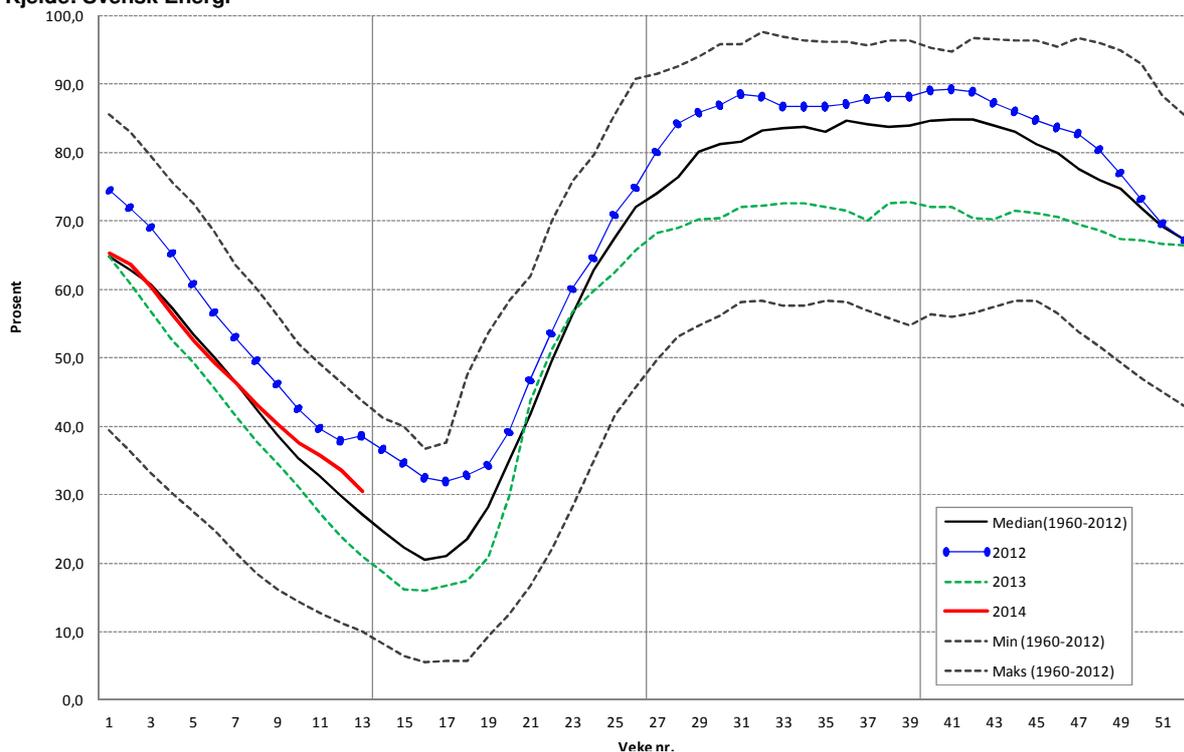


### 1.2.2 Magasinutviklinga i Sverige og Finland

I Sverige starta 2014 med ein magasinfylling på 65,3 prosent, som er kring det normale for årstida. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllinga 30,5 prosent, eller 3,3 prosentteiningar over normalen. Fyllinga ved utgangen av første kvartal 2014 var 9,4 prosentteiningar høgare enn til same tid i 2013. Det svarar til ei energimengde på 3,2 TWh.

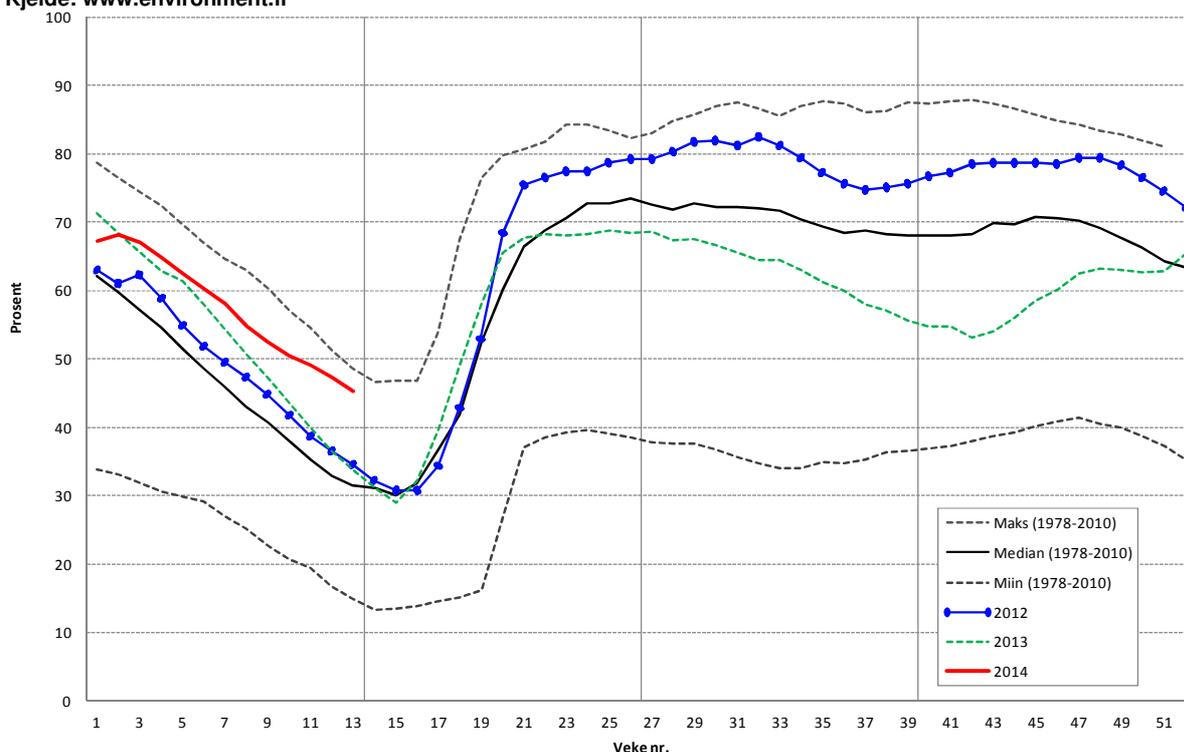
<sup>1</sup> Referanseperiode for beregning av medianverdier er 1990-2013 for Norge, 1960-2012 for Sverige og 1978-2010 for Finland.

**Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske magasin (100 prosent = 33,7 TWh) i 2012, 2013 og 2014, prosent.**  
**Kjelde: Svensk Energi**



For finske magasin starta året med ein magasinfylling på 67,3 prosent, eller 5,0 prosent over medianverdien. Ved utgangen av første kvartal 2014 var fyllinga 45,3 prosent, som er 13,8 prosentteiningar høgare enn medianen. Fyllinga ved utgangen av første kvartal 2014 var 11,5 prosentteiningar høgare enn til same tid i 2013. Det svarar til ei energimengde på 0,6 TWh.

**Figur 1.2.3 Fyllingsgrad for finske magasin (100 prosent = 5,5 TWh) i 2012, 2013 og 2014, prosent.**  
**Kjelde: www.environment.fi**



I sum er det dermed lagra 3,8 TWh meir energi i svenske og finske magasin enn ved utgangen av første kvartal i fjor.

Den lagra vassmengda i Norden var ved utgangen av første kvartal i år på 45,9 TWh, eller 10,2 TWh meir enn til same tid i 2013 og 3,0 TWh meir 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 ein samla kapasitet på vel 100 GW. Av dette utgjer vasskraft 50 GW, termisk kapasitet 30 GW, medan kjernekraft og vindkraft<sup>2</sup> står for høvesvis 12 og 10,5 GW. Det nordiske vasskraftsystemet har ein magasinkapasitet på om lag 125 TWh, og av dette er 84,7 TWh i

Tabell 1.3.1: Kraftproduksjonen i Norden. Kjelde: Nord Pool Spot og SSB

| TWh     | 1.kv. 2014 | Endring frå 1.kv. 2013 | Siste 52 veker | Endring frå føregåande 52 veker |
|---------|------------|------------------------|----------------|---------------------------------|
| Noreg   | 39,0       | -1,6 %                 | 133,2          | -7,1 %                          |
| Sverige | 46,3       | -0,6 %                 | 147,5          | -8,9 %                          |
| Finland | 19,2       | -6,6 %                 | 64,3           | -3,2 %                          |
| Danmark | 10,2       | -2,5 %                 | 32,1           | 9,6 %                           |
| Norden  | 114,6      | -2,2 %                 | 377,1          | -5,9 %                          |

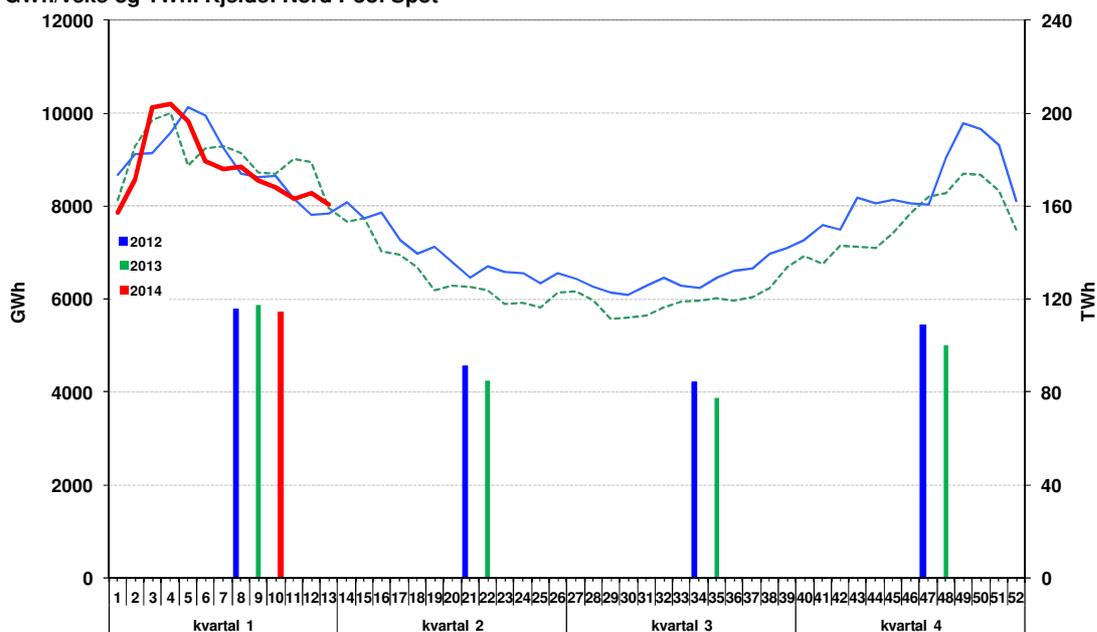
Noreg. Vasskrafta har ein normalproduksjon ved årsskiftet på 131,4 TWh i Noreg, medan Sverige har ein tilsvarende produksjon på 66 TWh. Produksjon av vasskraft og vindkraft er avhengig av vêrforhold, men verken vasskraft eller vindkraft (eller solkraft) har kostnader knytte til brensel. Termisk kapasitet vil på si side ikkje produsere før brenselskostnader korrigert for nyttegrad er lågare eller lik prisen på kraft.

Den installerte effekten i dei svenske vindkraftverka er i ferd med å nå att dei danske. Ved årsskiftet var det 4,5 GW installert vindkapasitet i Sverige, medan det i Danmark var 4,8 GW. Til samanlikning hadde Noreg ein kapasitet på 770 MW og Finland 450 MW ved starten av 2014. Samla har dermed dei nordiske landa ein installert vindkraftkapasitet på under ein tredjedel av det som er installert i Tyskland, som på same tid hadde 34 GW.

Den nordiske produksjonen var på 114,6 TWh i første kvartal, ein nedgang på 2,5 TWh samanlikna med same periode i fjor. Det var nedgang i alle dei nordiske landa. Det har vore høg tilgjengelegheit på kjernekraftverka i Norden gjennom heile kvartalet.

Samla produksjon dei siste 52 vekene var 377,1 TWh, noko som er 23,8 TWh lågare enn førre 52 veker periode. Vi må tilbake til 2010 for å finne eit lågare nivå på årsveksten i produksjonsvolumet rekna ved utgangen av første kvartal.

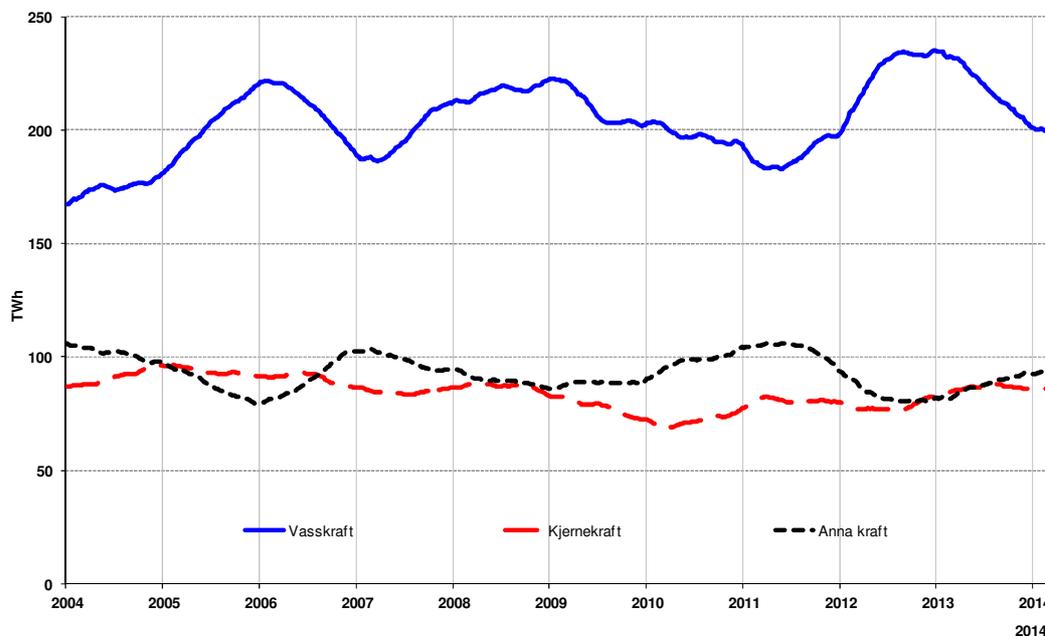
Figur 1.3.1 Samla nordisk kraftproduksjon, 2012 – 2014, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



<sup>2</sup> Ein reknar med ei brukstid på vindkraft på mellom 2400 og opp mot 3000 timar i løpet av eit år.

Samanlikna med første kvartal i fjor gjekk produksjon av vasskraft noko ned, medan kjernekraftproduksjonen var uendra. Det var ein liten reduksjon i anna kraftproduksjon, som òg inneheld vindkraft. Utviklinga i den rullerande årsproduksjonen per teknologi viser at vasskraftproduksjonen i Norden er på 200 TWh medan kjernekrafta og annan kraftproduksjon ligg høvesvis noko under og noko over 90 TWh ved utgangen av kvartalet.

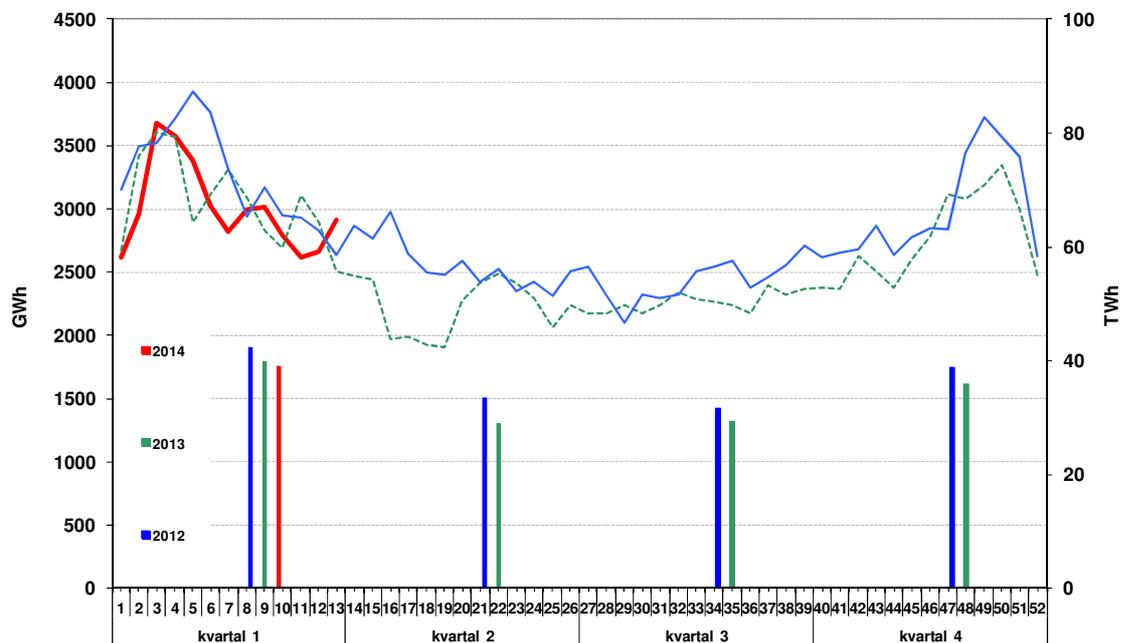
**Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2004 – 2014, sum for dei siste 52 vekene, TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



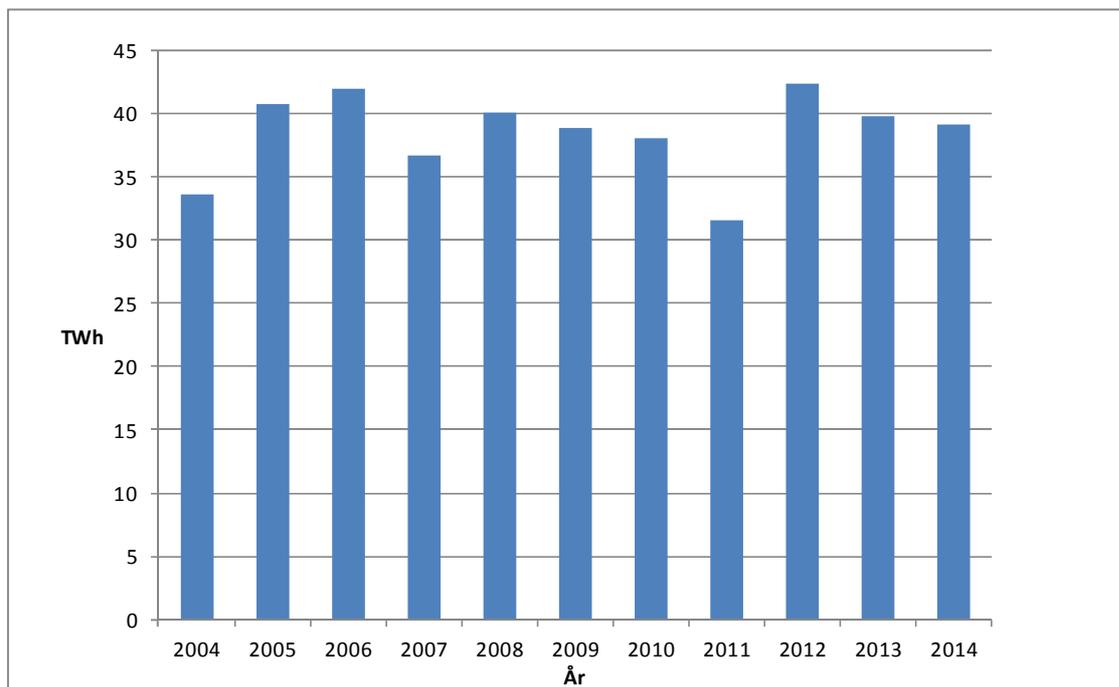
### 1.3.1 Noreg – lite endring

Det vart produsert 39 TWh kraft i Noreg i første kvartal, ein nedgang på 0,7 TWh samanlikna med same periode i fjor. Vasskraft utgjorde 37,4 TWh, medan annan kraftproduksjon sto for 1,6 TWh. Med eit energitilsig på 13,7 TWh betyr det at om lag 24 TWh magasinvatn vart nytta til produksjon av elektrisitet dette kvartalet. Produksjonen i første kvartal var lågare enn i dei to føregåande åra, men betrakteleg høgare enn i tilsvarende periode i 2011.

Figur 1.3.3 Samla norsk kraftproduksjon, 2012 – 2014, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



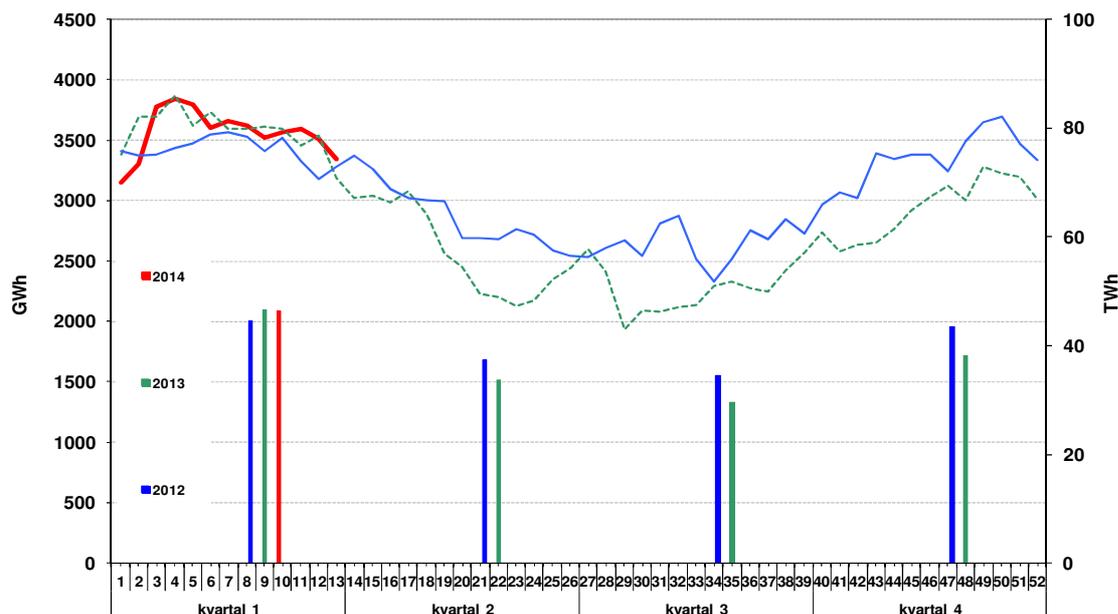
Figur 1.3.4: Kraftproduksjon i Noreg i første kvartal for perioden 2004-2014, TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



### 1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa

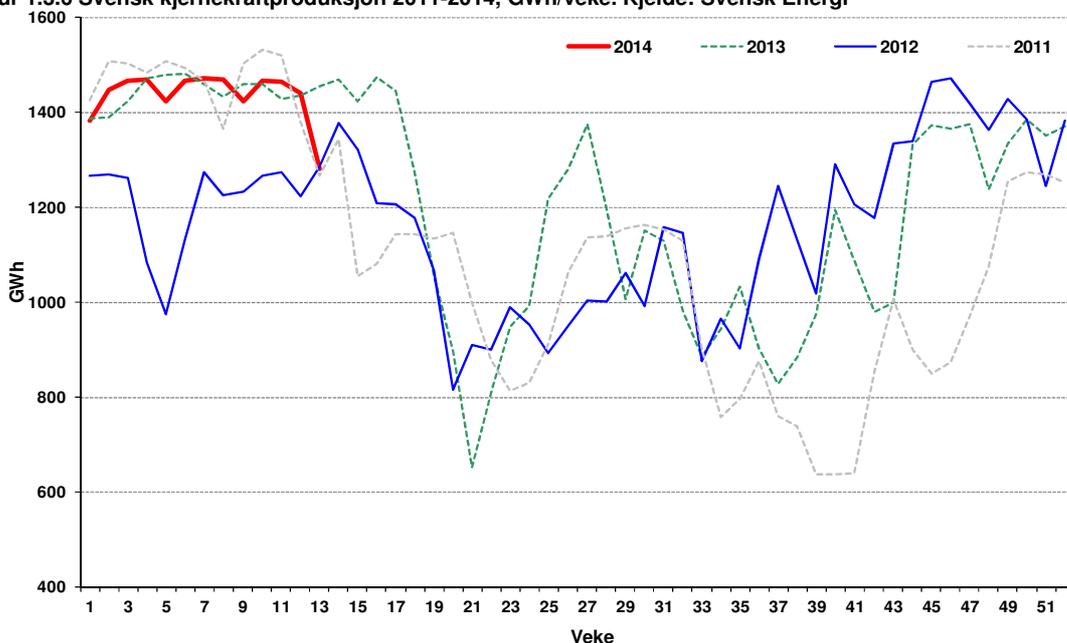
Den svenske produksjonen var på 46,3 TWh i første kvartal. Ein oversikt frå Svensk Energi viser at vindkrafta produserte eit volum på 3,5 TWh. Vindkrafta har dermed hatt ein auke på 57 prosent samanlikna med same periode i fjor. Denne produksjonen har fortrent noko termisk kraftproduksjon som viser ein reduksjon på 1,5 TWh samanlikna med første kvartal 2013. (Kjelde: Svensk Energi)

Figur 1.3.5 Svensk produksjon, 2012 – 2014, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



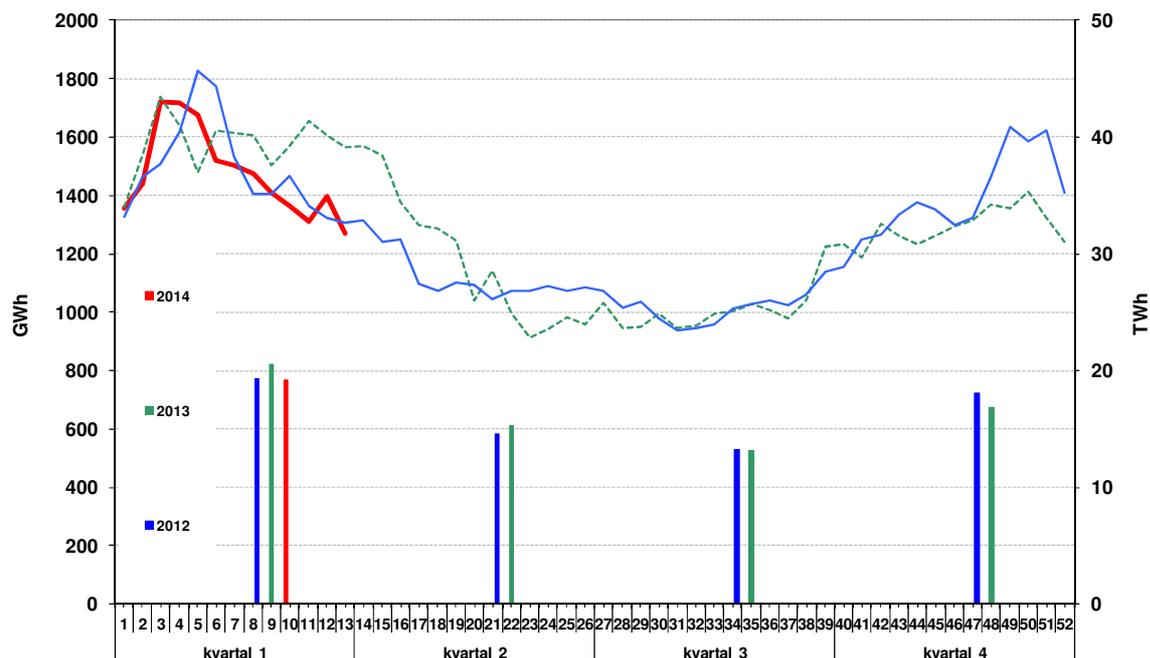
Figur 1.3.5 viser produksjonen frå svenske kjernekraftverk kvar veke dei siste tre åra. Kapasiteten er normalt sett høg gjennom vinteren. Det har den òg vore i første kvartal i år. Eit av verka ved Oskarshamn har vore ute sidan i fjor sommar (Oskarshamn 2), og det har vore noko redusert kapasitet gjennom vinteren ved den tredje reaktoren på same stad. Nedgangen på slutten av kvartalet skuldast at Ringhals 1 vart teke ut til årleg vedlikehald.

Figur 1.3.6 Svensk kjernekraftproduksjon 2011-2014, GWh/veke. Kjelde: Svensk Energi



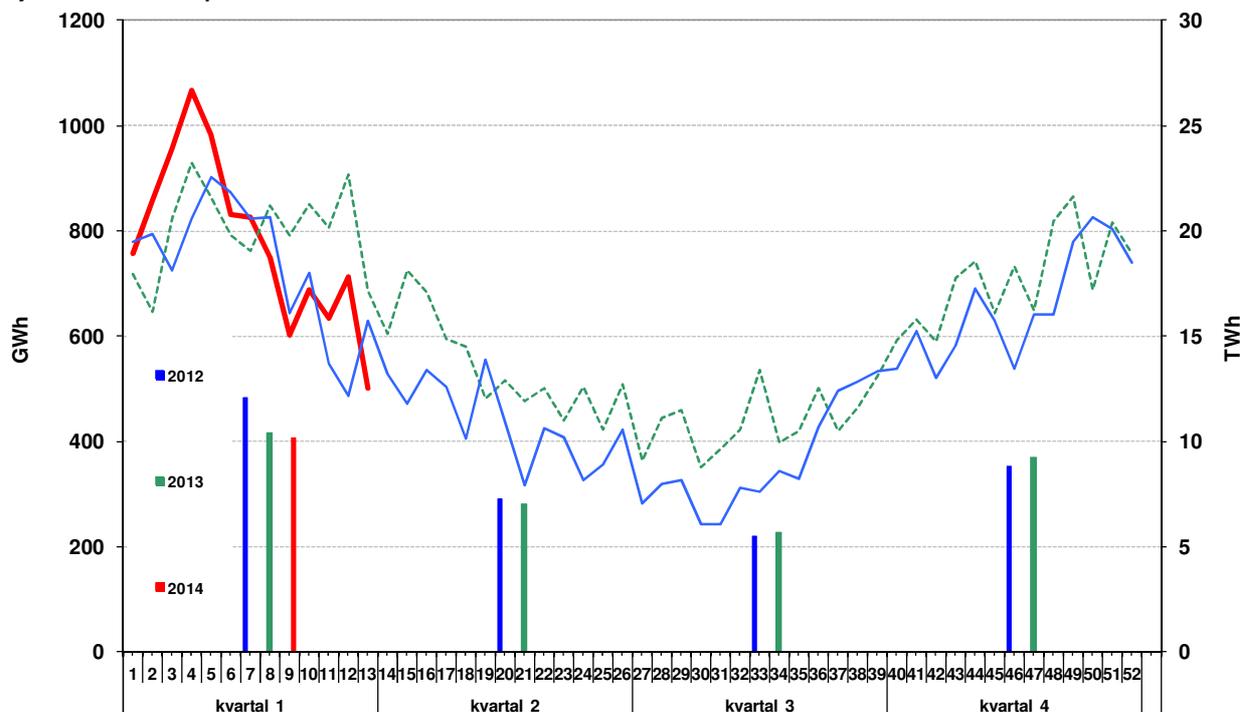
Det ble produsert 19,2 TWh kraft i Finland i første kvartal. Dette er 1,3 TWh mindre enn i same kvartal i fjor, og marginalt lågare enn i første kvartal i 2010. Då var produksjonen 19,3 TWh. Vi må tilbake til år 2000 for å finne ein lågare produksjon i første kvartal i Finland. Dei siste 52 vekene har produksjonen vore 64,3 TWh. Dette er 3,2 prosent lågare enn i dei føregåande 52 vekene.

Figur 1.3.7 Finsk produksjon, 2012 – 2014, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Den danske kraftproduksjonen var på 10,2 TWh i første kvartal, noko lågare enn i same kvartal i 2013. Foreløpige tal for vindkraftproduksjon viser eit volum på 4,8 TWh, noko som er nær 50 prosent av samla produksjon for kvartalet. Totalt vart det produsert 32,1 TWh dei siste 52 vekene, noko som er ein auke på nær 10 prosent frå dei føregåande 52 vekene.

Figur 1.3.8 Dansk produksjon, 2012 – 2014, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



## 1.4 Forbruk

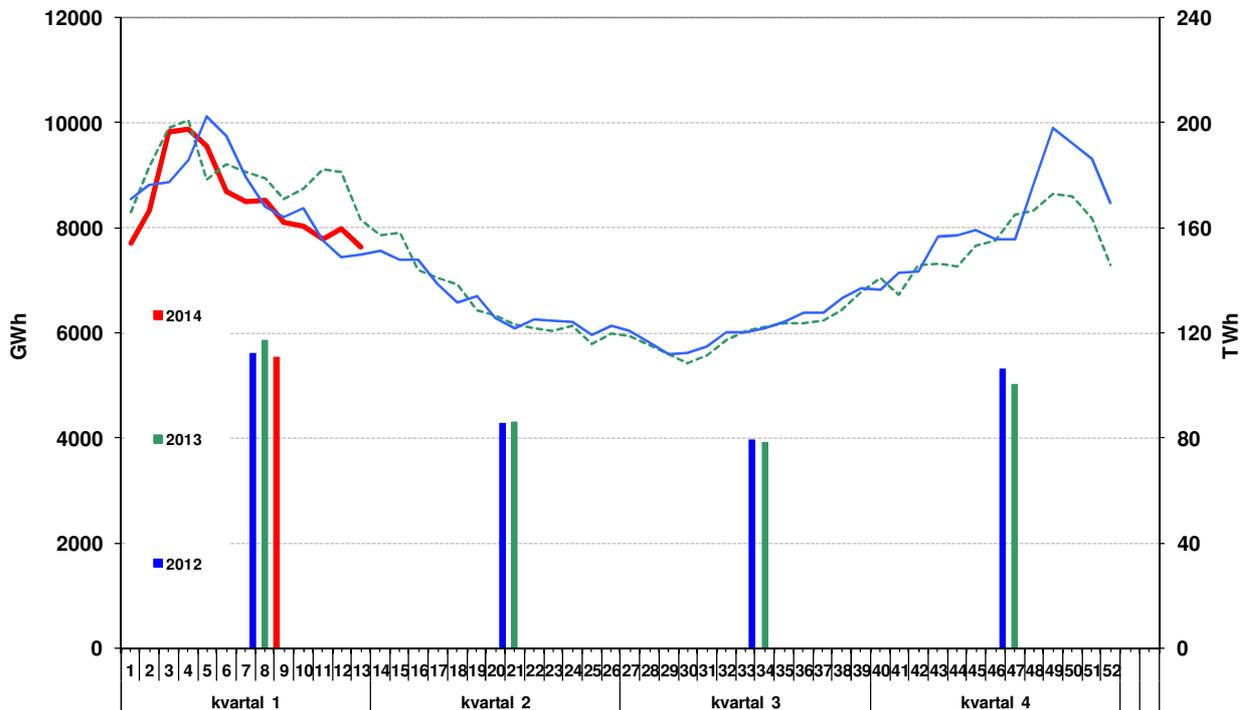
I Norden har kraftprisane historisk vore relativt låge grunna god tilgjengelegheit på rimeleg produksjonskapasitet som vasskraft og kjernekraft. Dette har ført til ein relativt stor kraftintensiv industri og mykje bruk av elektrisitet til oppvarming. Utviklinga i samla kraft- og energibruk vil avhenge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

Tabell 1.4.1: Kraftforbruk i Norden. Kjelde: Nord Pool Spot

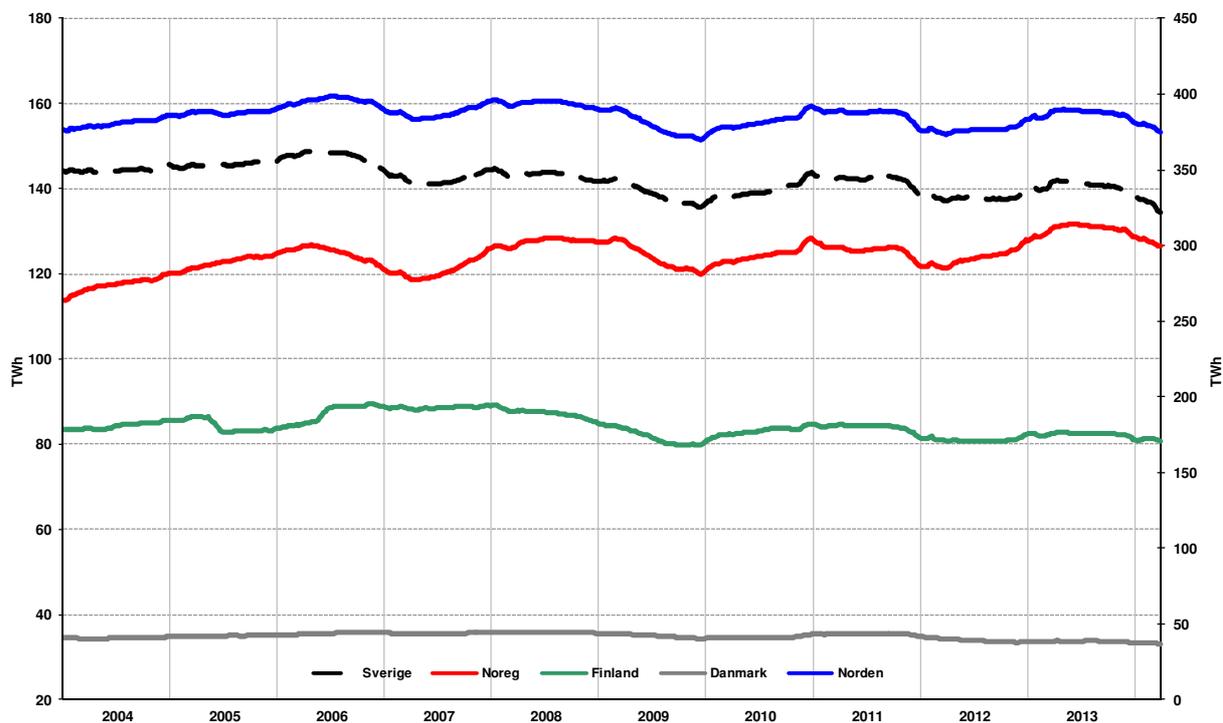
| TWh            | 1.kv. 2014   | Endring frå 1.kv. 2013 | Siste 52 veker | Endring frå foregåande 52 veker |
|----------------|--------------|------------------------|----------------|---------------------------------|
| <b>Norge</b>   | <b>38,0</b>  | <b>-5,8 %</b>          | <b>126,4</b>   | <b>-3,4 %</b>                   |
| <b>Sverige</b> | <b>39,5</b>  | <b>-8,6 %</b>          | <b>134,6</b>   | <b>-5,0 %</b>                   |
| <b>Finland</b> | <b>23,8</b>  | <b>-1,4 %</b>          | <b>80,8</b>    | <b>-2,2 %</b>                   |
| <b>Danmark</b> | <b>9,2</b>   | <b>-2,7 %</b>          | <b>33,2</b>    | <b>-1,8 %</b>                   |
| <b>Norden</b>  | <b>110,5</b> | <b>-5,7 %</b>          | <b>375,0</b>   | <b>-3,6 %</b>                   |

Det totale forbruket i Norden var i første kvartal på 110,5 TWh. Dette er 6,7 TWh mindre enn forbruket i tilsvarende kvartal i 2013. Vi må tilbake til første kvartal 2000 for å finne eit lågare nordisk bruttoforbruk. Forbruket vart redusert i alle dei nordiske landa og reduksjonen var størst i Sverige. Høgare temperaturar enn normalt gjennom kvartalet forklarar noko av denne utviklinga. Forbruket dei siste 52 vekene var på 375 TWh, noko som er 3,6 prosent, eller 13,9 TWh lågare enn for dei føregåande 52 vekene.

Figur 1.4.1 Samla nordisk kraftforbruk, 2012 – 2014, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 1.4.2 Nordisk kraftforbruk fordelt på land, 2004 – 2014, sum for dei siste 52 vekene, dei nordiske landa (venstre akse) og samla for Norden (høgre akse). TWh



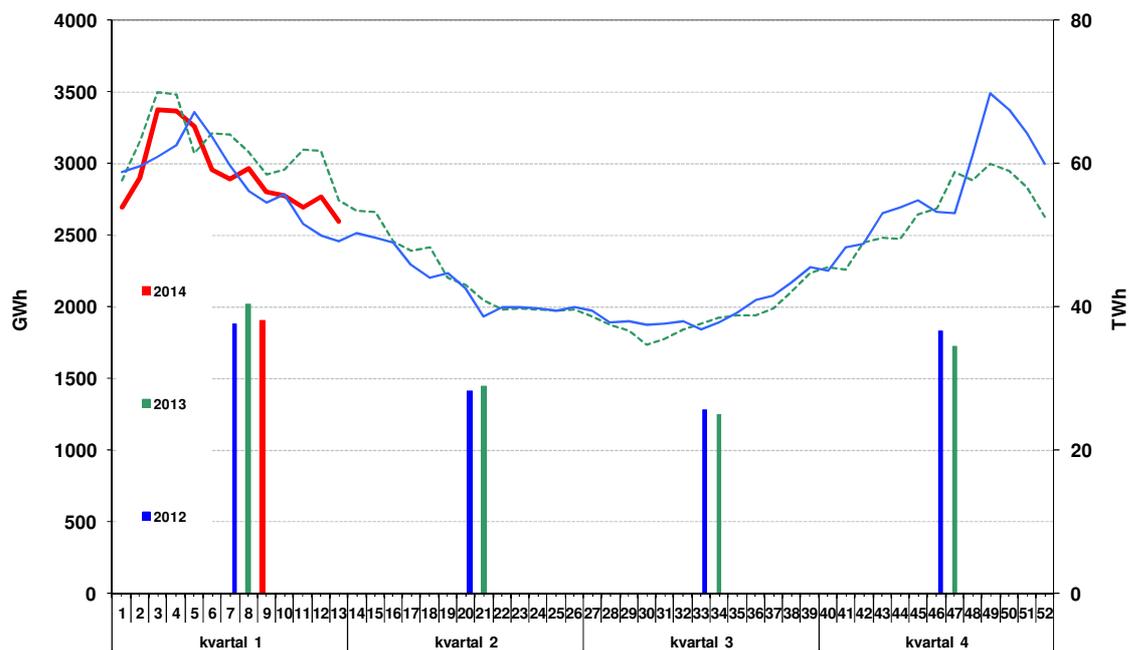
#### 1.4.1 Noreg – lågare målt kraftforbruk

Noreg hadde eit målt forbruk på 38 TWh dei tre første månadene av 2014, ein nedgang på 5,7 prosent samanlikna med same kvartal i fjor. Noko av denne nedgangen i forbruket skuldast ein mild vêrtype, med temperaturar over normalt i heile landet. Dette har medverka til ein lågare etterspurnad etter elektrisitet til oppvarming. Korrigerer ein for det milde vêret, og ser på utviklinga i det temperaturkorrigerte forbruket, viser utviklinga ein auke på 2,6 prosent samanlikna med første kvartal i 2013.

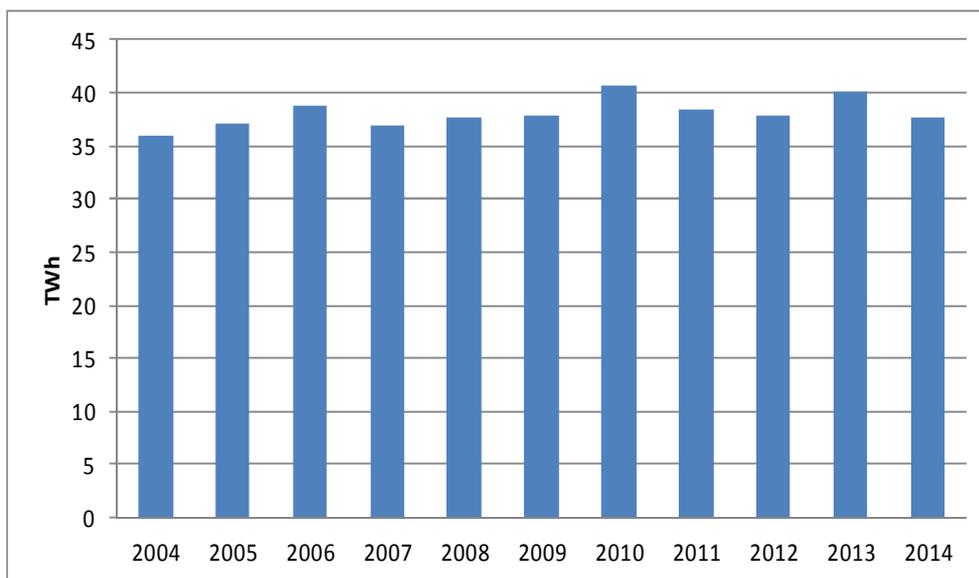
Kraft nyttast som innsatsvare i produksjon av varer og tenester og til å dekke oppvarmings- og elspesifikt forbruk i hushalda. I følgje SSB er den økonomiske veksten i Noreg noko dempa det siste året. Dei skriv i sin rapport om den økonomiske utviklinga (Økonomiske analyser 1/2014) at aktivitetsveksten i Noreg det siste året har vore høgast innan næringar som bygg og anlegg, leverandørnæringane til petroleumsverksemda og verkstadindustrien. Desse næringane har ikkje ein kraftintensiv produksjon. Same rapport viser til at annan industri og tenesteytande næringar samla har ein svak utvikling.

Dei norske hushalda har auka sparinga som del av disponibel inntekt, noko som gir ein lågare vekst i privat konsum av varer og tenester. Sjølv om utgifter til straum ikkje utgjør ein stor del av kostnadane til hushalda, vil redusert bruk av varer og tenester redusere elforbruk i dei leverande næringane.

Figur 1.4.2: Norsk kraftforbruk 2012-2014, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot.

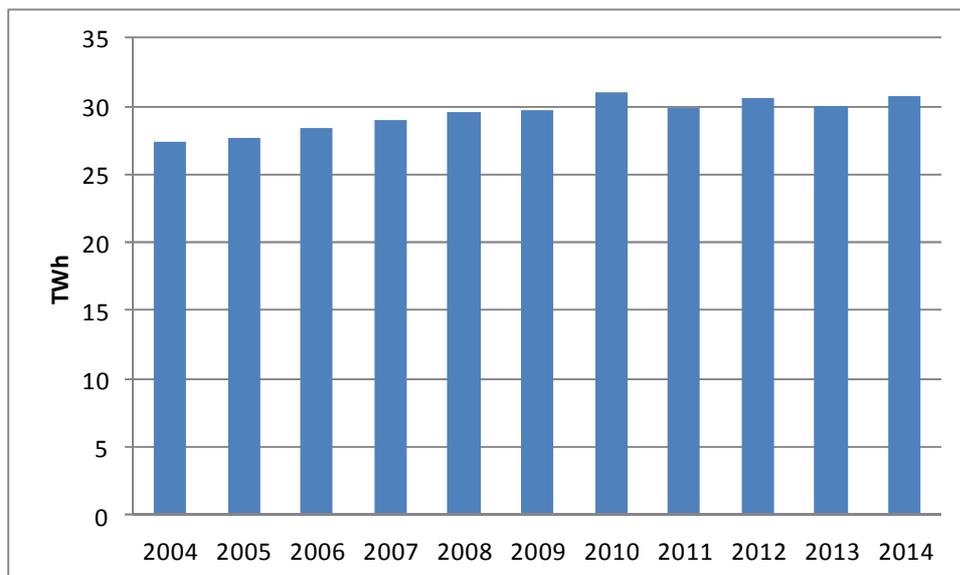


Figur 1.4.3 Innanlandsk forbruk av elektrisk kraft i første kvartal for perioden 2004-2014, TWh. Kjelde: NVE



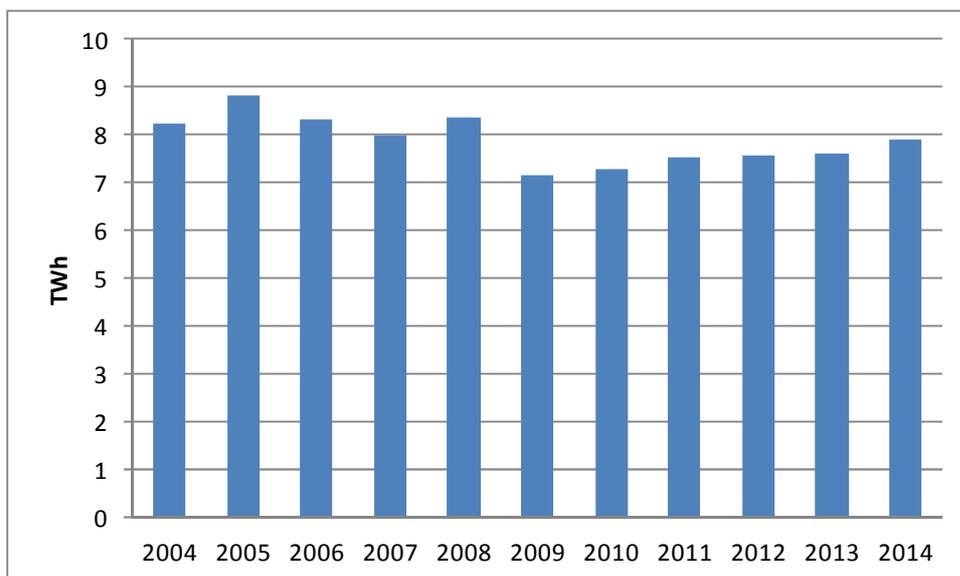
Det temperaturkorrigerete forbruket i alminneleg forsyning var på 30,7 TWh i første kvartal. Dette er ein auke på 2,6 prosent frå same kvartal i 2013, noko som er ein relativt høg vekstrate. Her er det viktig å minne om at alminneleg forsyning omfattar alt forbruk utanom kraftintensiv industri, også verksemd for olje- og gassutvinning.

Figur 1.4.4: Bruttoforbruk i alminneleg forsyning, temperaturkorrigert, første kvartal 2004-2014, TWh. Kjelde: NVE



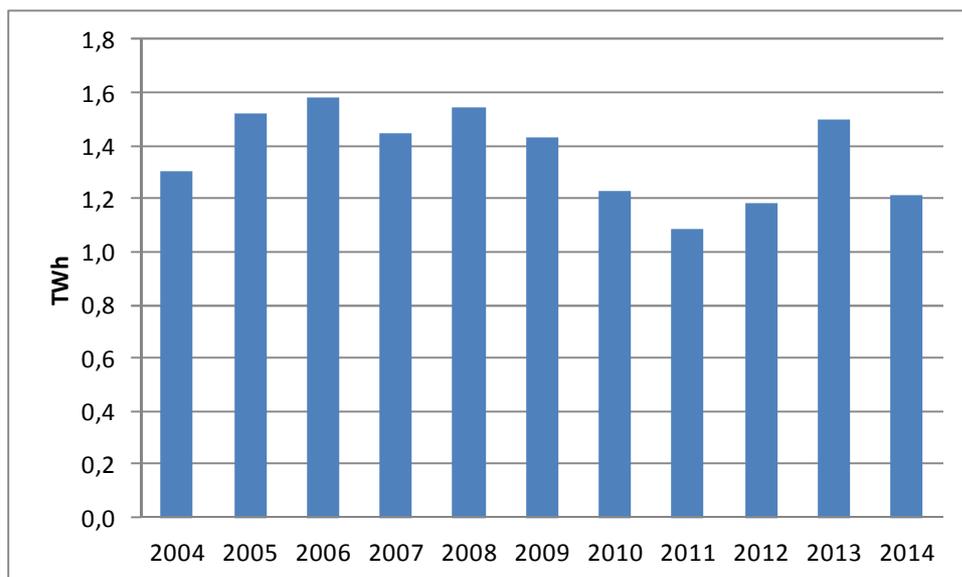
Kraftintensiv industri hadde eit forbruk på 7,8 TWh i første kvartal. Dette er ein auke på 3,5 prosent frå same periode i 2013. Dei siste 52 vekene har forbruket i denne industrien vore i underkant av 30,7 TWh, noko som er ein auke på 0,5 TWh frå dei føregåande 52 vekene.

Figur 1.4.5: Bruttoforbruk i kraftintensiv industri i første kvartal for perioden 2004-2014, TWh. Kjelde: SSB



Sjølv om prisane på kraft har vore lågare i første kvartal i år enn i fjor, viser forbruket av kraft i elektrokjellar ein nedgang. I årets første kvartal var forbruket på 1,2 TWh, 0,3 prosent lågare enn i same periode i fjor. Dei siste 52 vekene har forbruket i elektrokjellar vore på 3,7 TWh.

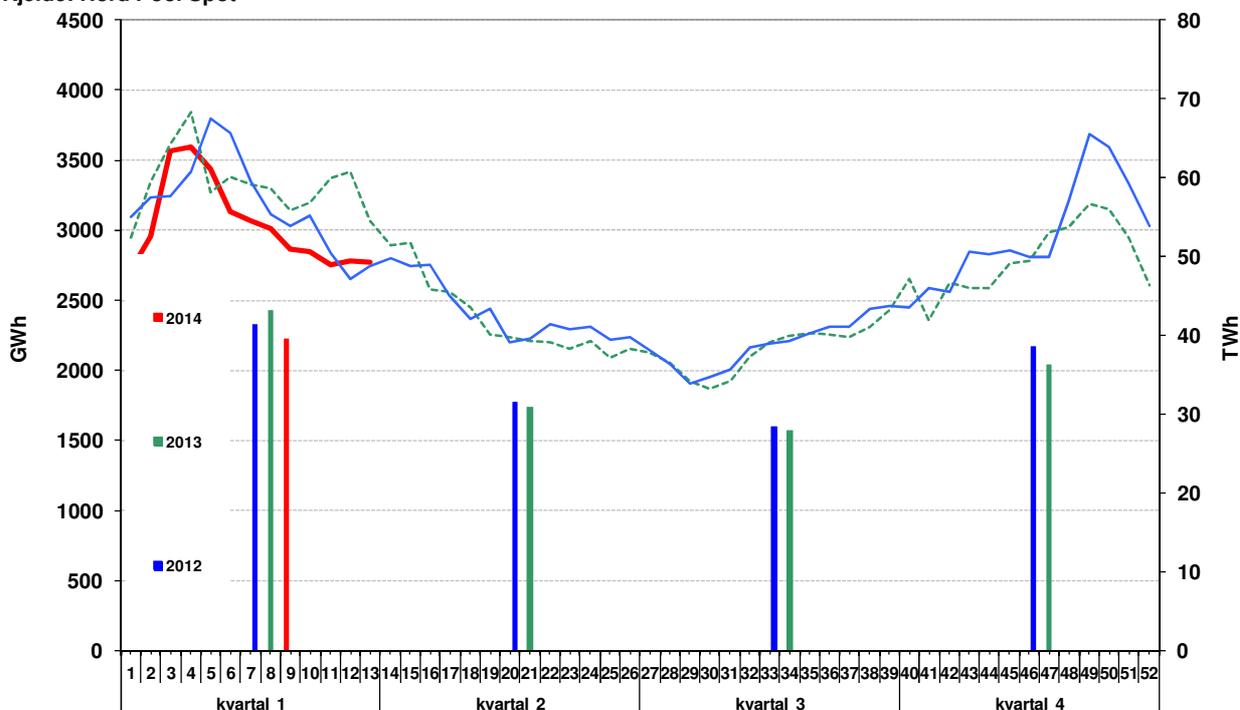
Figur 1.4.6: Forbruk av kraft til elektrokjeler i første kvartal for perioden 2004-2014, TWh. Kjelde: NVE



#### 1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa

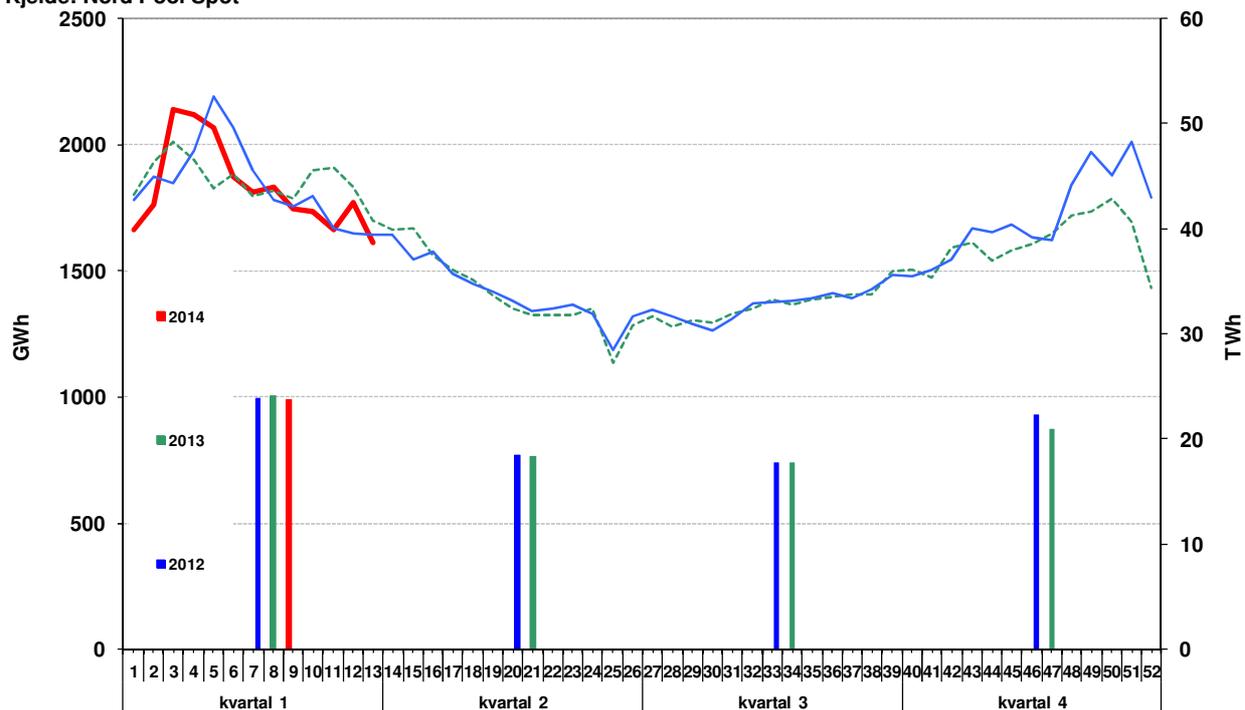
Bruttoforbruket i Sverige var på 39,5 TWh i første kvartal, ein nedgang på 8,6 prosent samanlikna med første kvartal 2013. Som i Noreg kan høge temperaturar forklare mesteparten av denne nedgangen. Det temperaturkorrigerte forbruket viser ei flat utvikling, dvs på same nivå som i same kvartal i fjor. Dei siste 52 vekene har det svenske forbruket vore på 134,6 TWh. Det er det lågaste 52 vekers forbruket som er registrert i vår statistikk. Statistikken har startår i 1995.

Figur 1.4.7 Svensk forbruk, 2012 – 2014, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



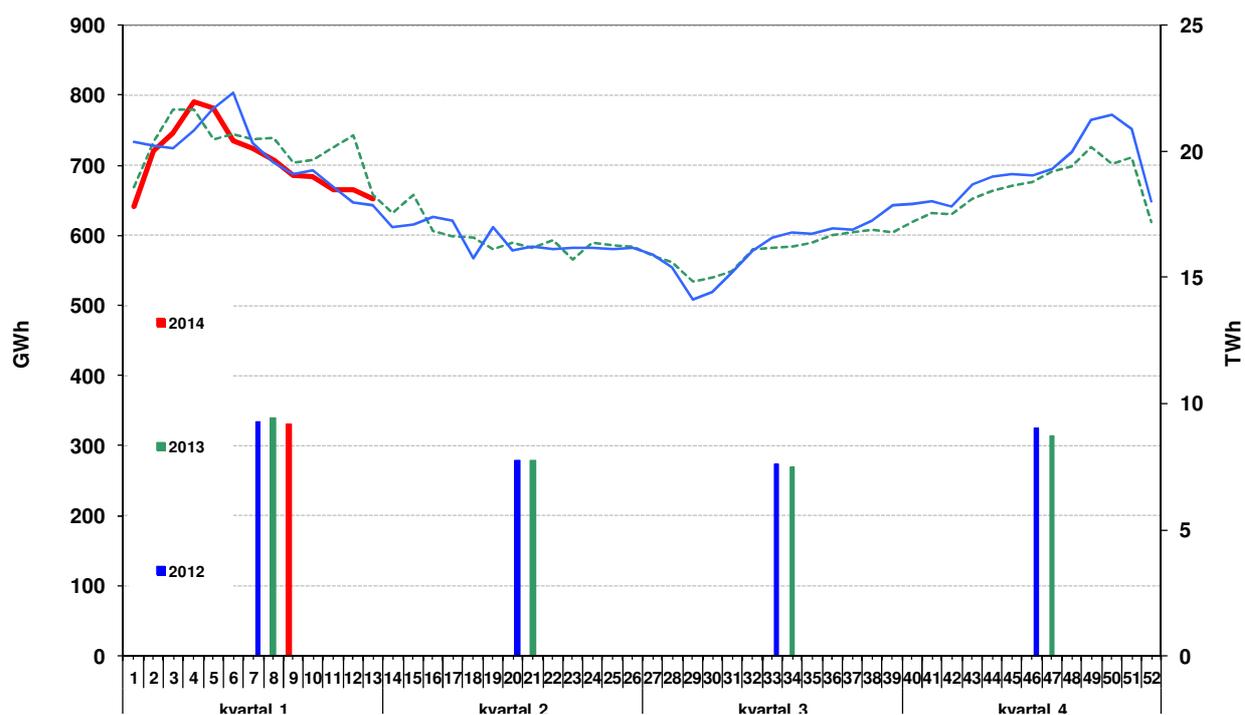
Det finske forbruket var på 23,8 TWh i første kvartal, ein nedgang på 1,4 prosent samanlikna med same kvartal i fjor. Dei siste 52 vekene har forbruket vore 80,8 TWh, ein nedgang på 2,1 prosent frå dei føregåande 52 vekene.

Figur 1.4.8 Finsk forbruk, 2012 – 2014, veke (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. Det målte danske forbruket var på 9,2 TWh i første kvartal, ned 0,2 TWh frå same periode i fjor. Forbruket var 5,5 TWh på Jylland og 3,7 TWh på Sjælland. Dei siste 52 vekene hadde Danmark eit elektrisitetsforbruk på 33,2 TWh, som er 0,6 TWh mindre enn i same periode i 2013.

Figur 1.4.9 Dansk forbruk, 2012 – 2014 , veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



## 1.5 Andre energiberarar i Noreg<sup>3</sup>

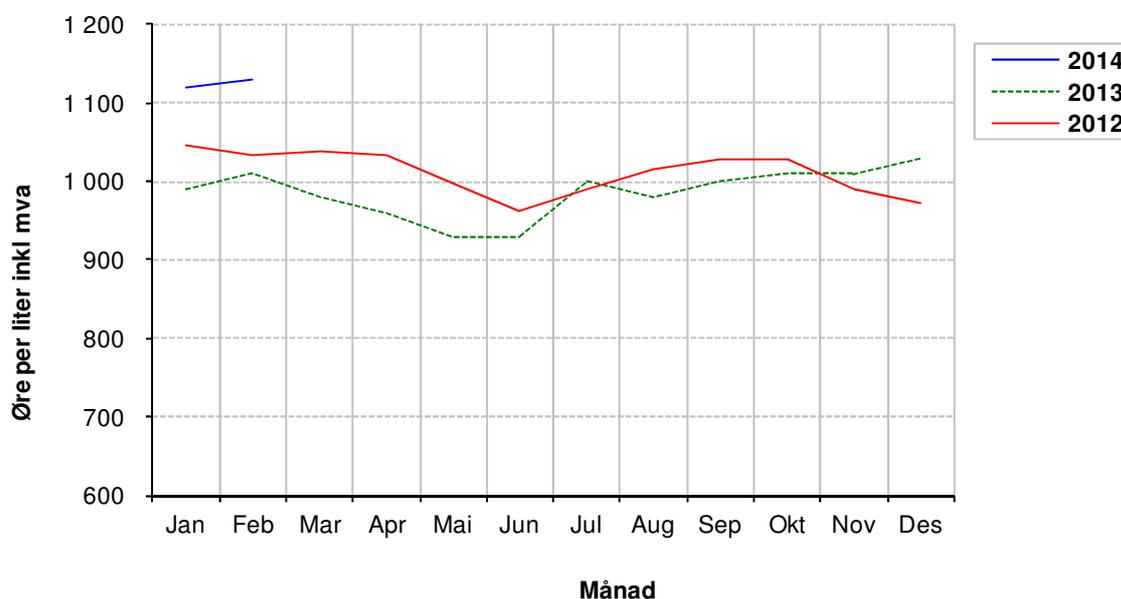
I tillegg til elektrisitet er biobrensel, fjernvarme, olje, parafin og gass viktige energiberarar i stasjonær sluttbruk. For andre energiberarar enn elektrisitet finst ikkje offisiell statistikk for kvartalsvis forbruk<sup>4</sup>. Salstal for petroleumsprodukt kan nyttast som ein indikator på sluttbruk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

### 1.5.1 Fyringsoljer

Til oppvarming i stasjonær sektor vert i hovudsak petroleumsprodukta fyringsparafin og lett fyringsolje nytta. 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 på olje og elektrisitet, fordi mange sluttbrukarar har utstyr som tillet veksling til den energiberaren som til ein kvar tid er rimelegast.

Prisen på lett fyringsolje har vore stigande frå 2006, og ligg dei to første månadene i 2014 meir enn 65 prosent over nivået frå 2006. Prisutviklinga<sup>5</sup> for lett fyringsolje var relativt jamn i 2013, med unntak av ein lågare periode før sommaren. Prisen auka mot slutten av året, og i desember var prisen på det høgste i 2013. Denne auken heldt fram inn i 2014, og prisen dei to første månadene var på det høgste sida denne statistikken starta i 2006. Prisen på lett fyringsolje har sidan 2011 vore høgt samanlikna med spotprisen på elektrisitet.

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



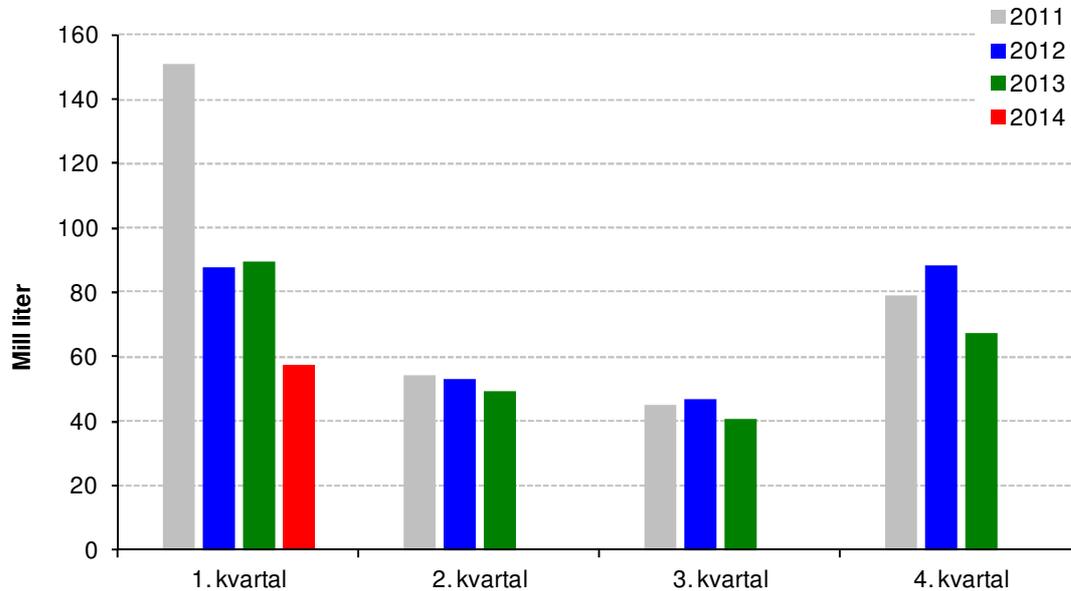
<sup>3</sup> Sjå NVEs kvartalsrapport 4/2013 for informasjon om varmepumper, gass, ved, fjernvarme og anna bioenergi.

<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 stader 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.

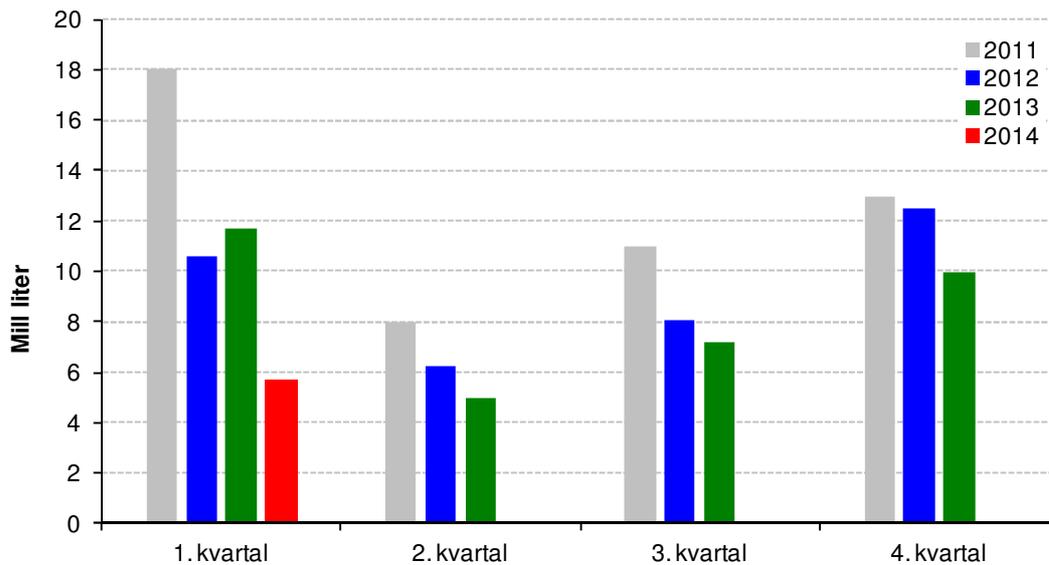
Figuren under viser at det i første kvartal 2014 vart selt 57 millionar liter lett fyringsolje til dei aktuelle sektorane (industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m.v., og offentleg verksemd). Det er ein nedgang på 36 prosent frå første kvartal 2013.

**Figur 1.5.2** Kvartalsvis sal av lett fyringsolje for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m. v., og offentlege verksemd, 2011-2014. Millionar liter. Kjelde: SSB



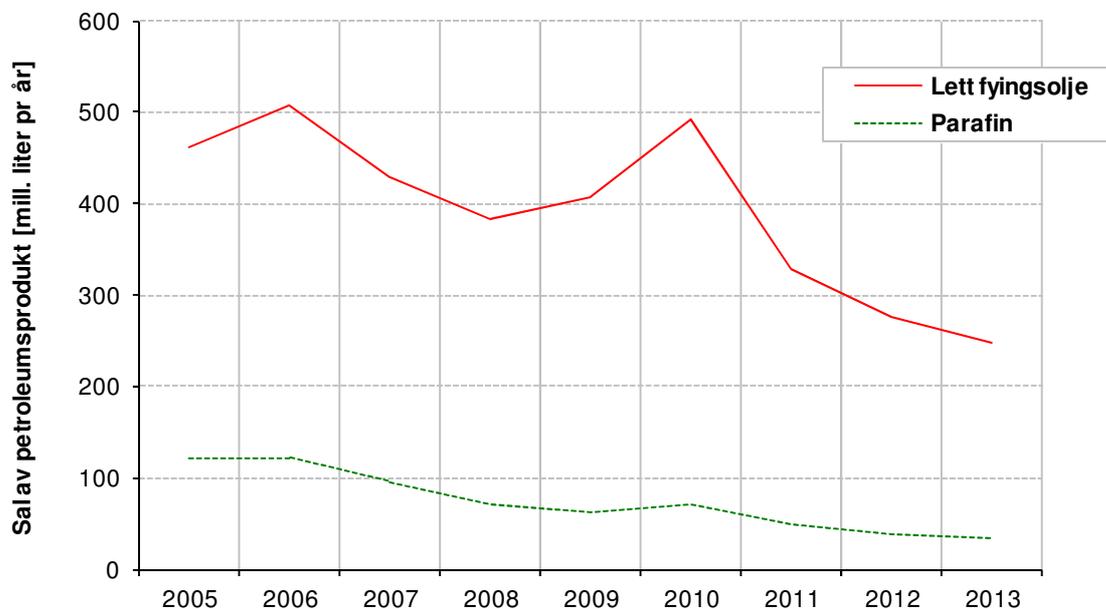
I første kvartal 2014 vart det selt i underkant av 6 millionar liter fyringsparafin, ei halvering frå første kvartal 2013.

**Figur 1.5.3** Kvartalsvis sal av fyringsparafin for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m. v., og offentlig verksamd, 2011-2014. Millionar liter. Kjelde: SSB



Over tid har det vore ein jamn nedgang i sal av fyringsoljer og fyringsparafin. Året 2010 var eit unntak grunna låge temperaturar, medan den fallande trenden heldt fram 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. For resten av 2013 og første kvartal 2014 ser vi at den fallande trenden held fram. Dette er illustrert i figuren under.

Figur 1.5.4 Utvikling i årlig sal av petroleumsprodukt frå 2005 til 2013. Millionar liter. Kjelde: SSB



## 1.6 Kraftutveksling

### 1.6.1 Nordisk kraftutveksling

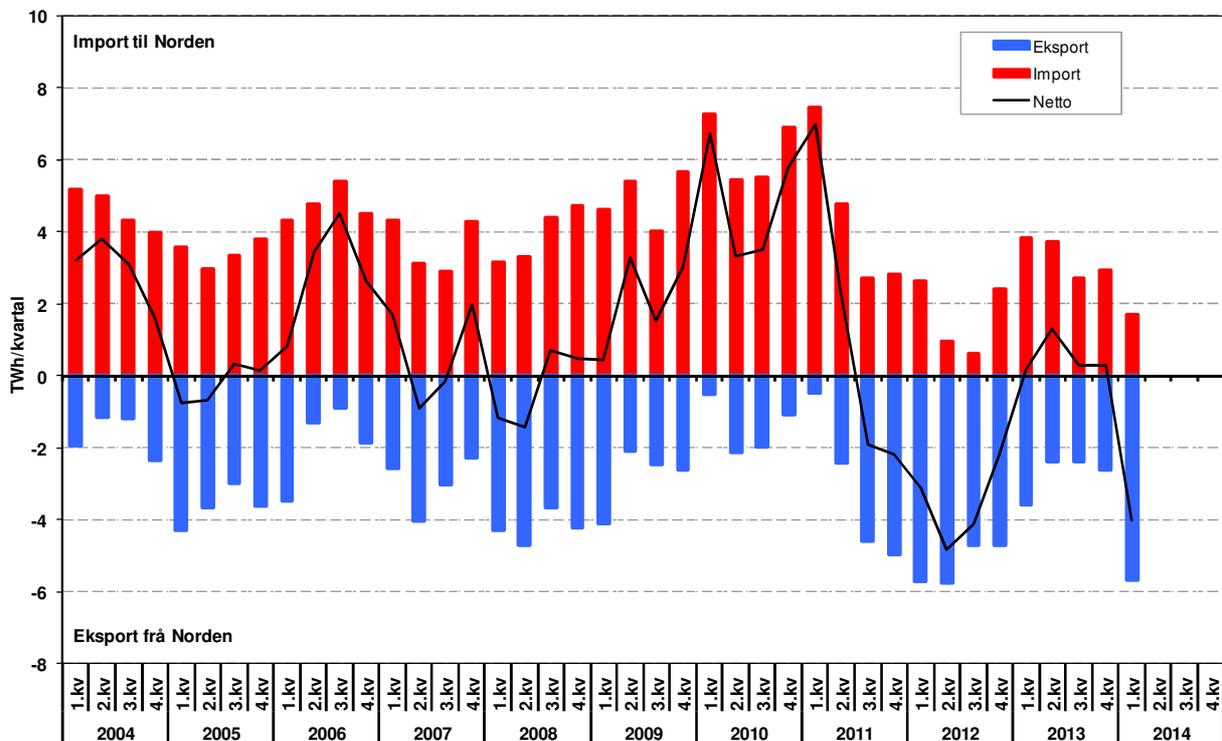
Norden hadde ein nettoeksport på 4 TWh første kvartal. I første kvartal 2013 vart den nordiske kraftutvekslinga om lag i balanse. Såleis vart endringa frå første kvartal i fjor på 4,2 TWh.

Tabell 1.6.1: Kraftutveksling i Norden. Kjelde Nord Pool Spot

| Utveksling (import+)/eksport (-), TWh) | 1.kv. 2014 | Endring frå 1.kv. 2013 | Siste 52 veker | Endring frå foregåande 52 veker |
|--|------------|------------------------|----------------|---------------------------------|
| <b>Norge</b>                           | -1.0       | -1.7                   | -6.8           | 5.6                             |
| <b>Sverige</b>                         | -6.8       | -3.5                   | -13.2          | 6.6                             |
| <b>Finland</b>                         | 4.7        | 1.0                    | 16.4           | 0.1                             |
| <b>Danmark</b>                         | -0.9       | 0.0                    | 1.4            | -3.6                            |
| <b>Norden</b>                          | -4.0       | -4.2                   | -2.1           | 8.8                             |

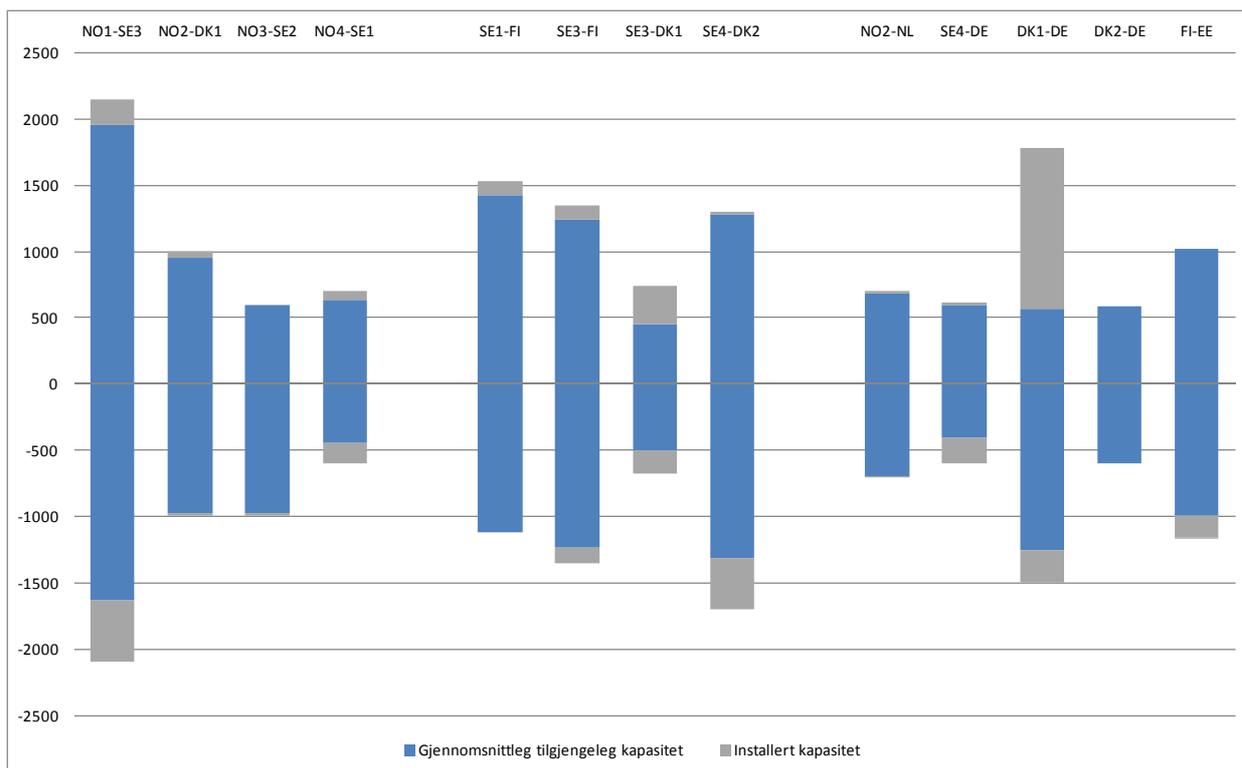
Figur 1.6.1 viser utviklinga i den nordiske kraftutvekslinga. Som figuren viser, har det i perioden 2004-2014 aldri vore høgare nordisk nettoeksport i første kvartal enn i år. Etter at den nordiske nettoutvekslinga av kraft var relativt låg gjennom 2013, har den teke seg opp att i første kvartal 2014.

Figur 1.6.1: Kraftutveksling i Norden, TWh, 2004-2014. Kjelde Nord Pool Spot



Nettoutvekslinga gikk i retning av meir nordisk nettoeksport på alle forbindingar mot kontinentet og Russland. Det var i hovudsak det milde vêret som gav lågt forbruk og låge prisar i første kvartal og som førte til auken i nettoeksporten. Auken i nettoeksporten vart størst mellom Danmark og Tyskland, og mellom Sverige og Polen, kor det vart ein auke i nettoeksport på 0,8 TWh frå fjerde kvartal 2013. Nettoeksporten på kabelen mellom Noreg og Nederland vart dobla til 1,2 TWh samanlikna med førre kvartal. Årsaka var at kabelen var ute grunna feil i store delar av førre kvartal. Nettoeksporten frå Finland til Estland vart òg dobla til 1,2 TWh på grunn av utvida utvekslingskapasitet med Estlink 2-kabelen. Estlink 2 (650 MW) vart satt i drift den 7. desember 2013. Det har auka den totale kapasiteten mellom Finland og Estland til 1000 MW i kvar retning. Finland reduserte sin import frå Russland med 0,5 TWh i første kvartal, noko som òg trakk i retning av meir nordisk nettoeksport.

**Figur 1.6.2: Kapasitetsnytting på forbindinger i det nordiske kraftsystemet i første kvartal, MW. Kjelde Nord Pool Spot**



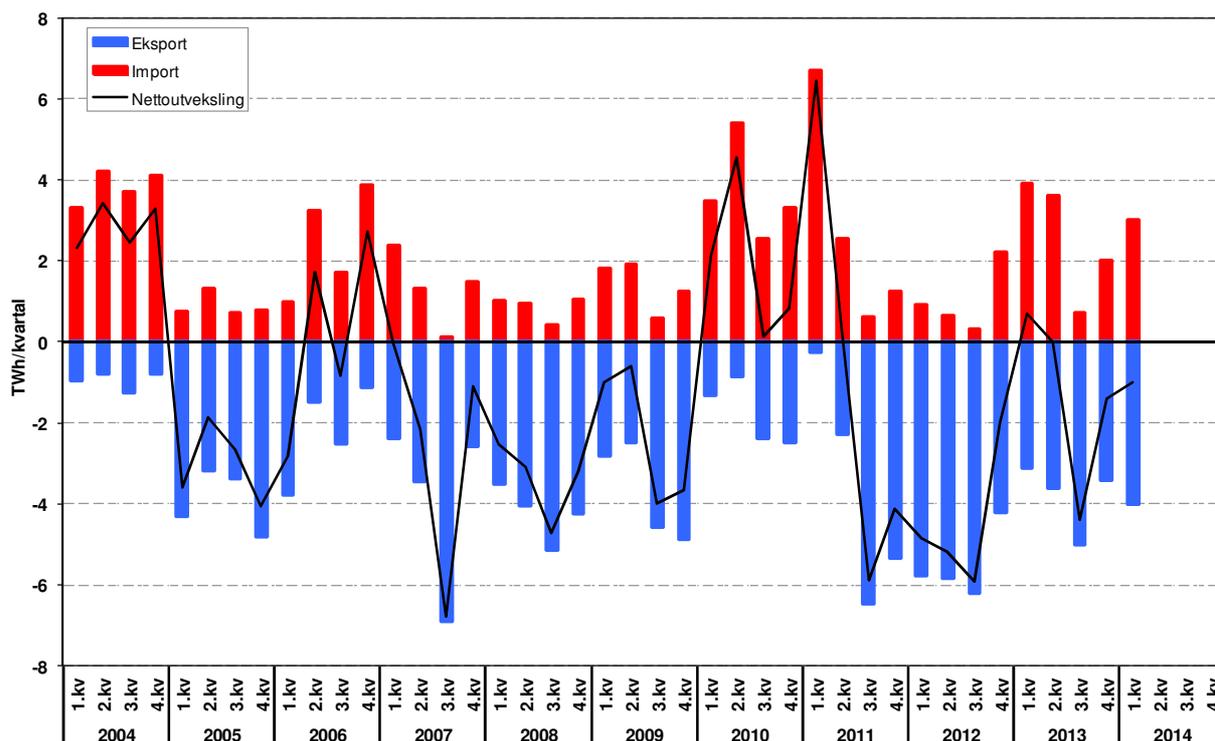
### 1.6.2 Kraftutveksling i Noreg

Noreg hadde ein nettoeksport på 1,0 TWh i første kvartal. Det er ein nedgang på 0,4 TWh samanlikna med førre kvartal. I første kvartal i fjor var det til samanlikning ein nettoimport på 0,7 TWh. På forbindingane mellom Noreg og Sverige var det ein nettoimport på 0,2 TWh første kvartal i år. Førre kvartal var det ein nettoeksport på 1 TWh.

Frå Noreg til Danmark var det ein nettoeksport på 0,1 TWh. Dermed var det Norned-kabelen som i hovudsak stod for den norske nettoeksporten med 1,2 TWh. Det var 38 GWh nettoimport frå Russland frå eit vasskraftverk som fasar inn på det norske kraftnettet, og 70 GWh nettoimport frå Finland, som følgje av sirkelflyt i nettet.

Figur 1.6.3 viser den historiske utviklinga i norsk kraftutveksling. Noreg har vore nettoeksportør i ni av dei siste tretten åra. Den samla nettoeksporten dei siste 52 veker var på 6,2 TWh. Det er 5,6 TWh mindre enn i dei 52 føregåande vekene. Variasjonane i utvekslingsmønsteret må sjåast i samanheng med ressursituasjonen i det norske vasskraftsystemet.

Figur 1.6.3: Norsk kraftutveksling, TWh, 2004-2014. Kjelde: Nord Pool Spot



### 1.6.3 Kraftutvekslinga i dei andre nordiske landa

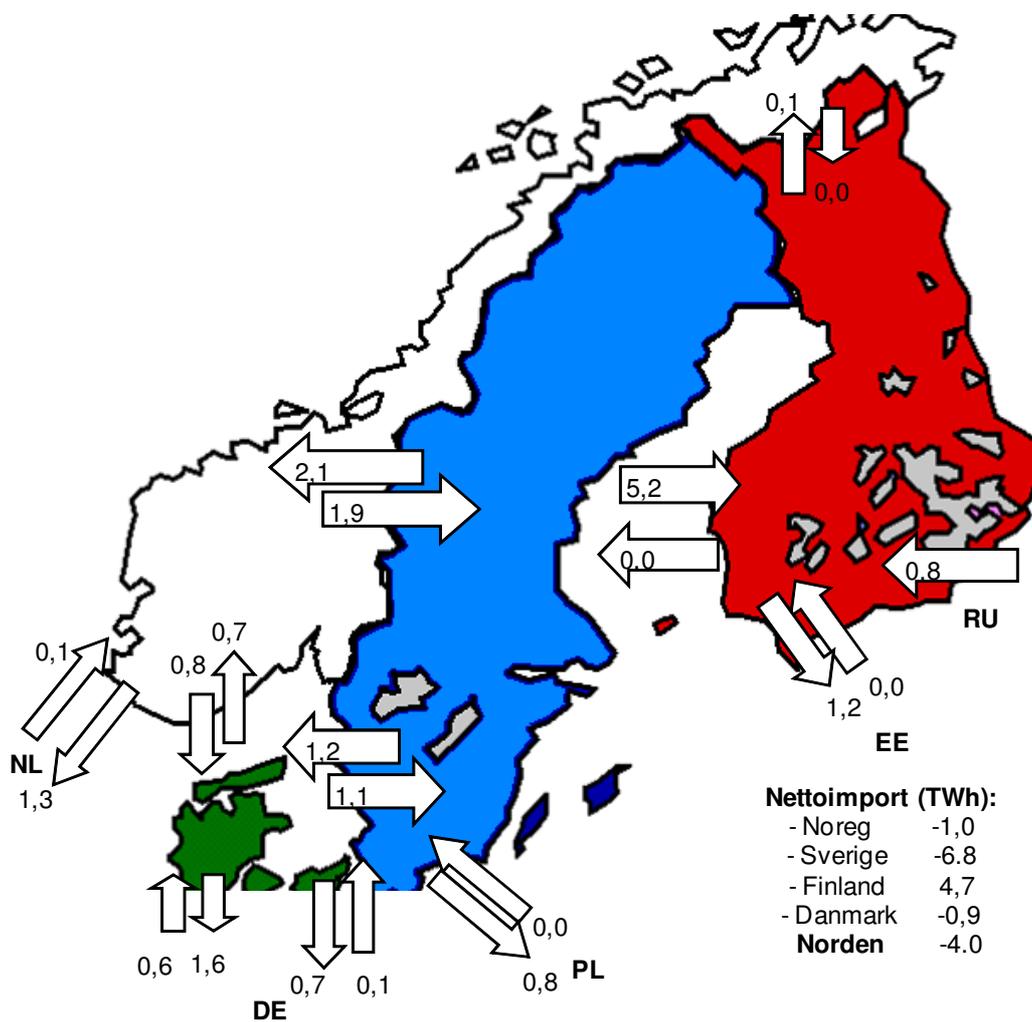
Figur 1.6.4 viser kraftutvekslinga mellom dei nordiske landa i første kvartal.

Sverige hadde ein nettoeksport på 6,8 TWh i første kvartal 2014. Det er ein dobling samanlikna med første kvartal i fjor, og ein auke på 4,9 TWh frå førre kvartal. Sverige har hatt den same milde vinteren som Noreg, og har i tillegg hatt høg tilgjengelegheit på kjernekraftverka. Sverige hadde nettoeksport på alle forbindingar i første kvartal. Nettoeksporten til Finland var på 5,2 TWh. I førre kvartal var Sverige nettoimportør frå både Noreg og Danmark.

Danmark auka nettoeksporten til 0,9 TWh i første kvartal. Det er 0,4 TWh meir samanlikna med førre kvartal. Danmark eksporterte 1 TWh i netto til Tyskland, trass i at kapasiteten mellom Jylland og Tyskland var låg grunna vindkraftproduksjon som tek opp overføringskapasitet.

Finland hadde ein nettoimport på 4,7 TWh i første kvartal. Det er ein oppgang på 0,7 TWh samanlikna med kvartalet før. Importen frå Sverige auka, medan importen frå Russland gjekk ned. Nettoeksporten til Estland vart dobla til 1,2 TWh.

Figur 1.6.4: Kraftutvekslinga mellom dei nordiske landa i første kvartal 2014, TWh. Kjelde: Nord Pool Spot.



## 1.7 Kraftprisar

### 1.7.1 Kraftprisar i engrosmarknaden

Dei norske kraftprisane falt gjennom heile første kvartal. Snittprisane låg på rundt 250 kr/MWh i alle dei norske elspotområda, noko som er om lag 20 prosent lågare enn i tilsvarende kvartal i fjor og 14-18 prosent lågare enn i fjerde kvartal 2013. Det er fleire faktorar som har trekt i retning av lågare kraftprisar det siste kvartalet. Mildt vêr gjennom heile vinteren har dempa det norske kraftforbruket, samstundes som gode tilsighøve har gitt ein stadig betra ressursituasjon i det norske vasskraftsystemet. Låge prisar i dei andre nordiske landa har òg bidrege til å halde dei norske kraftprisane nede.

Tabell 1.7.1: Gjennomsnittlege kraftprisar i Norden og på kontinentet, kr/MWh. Kjelde: SKM Market Predictor

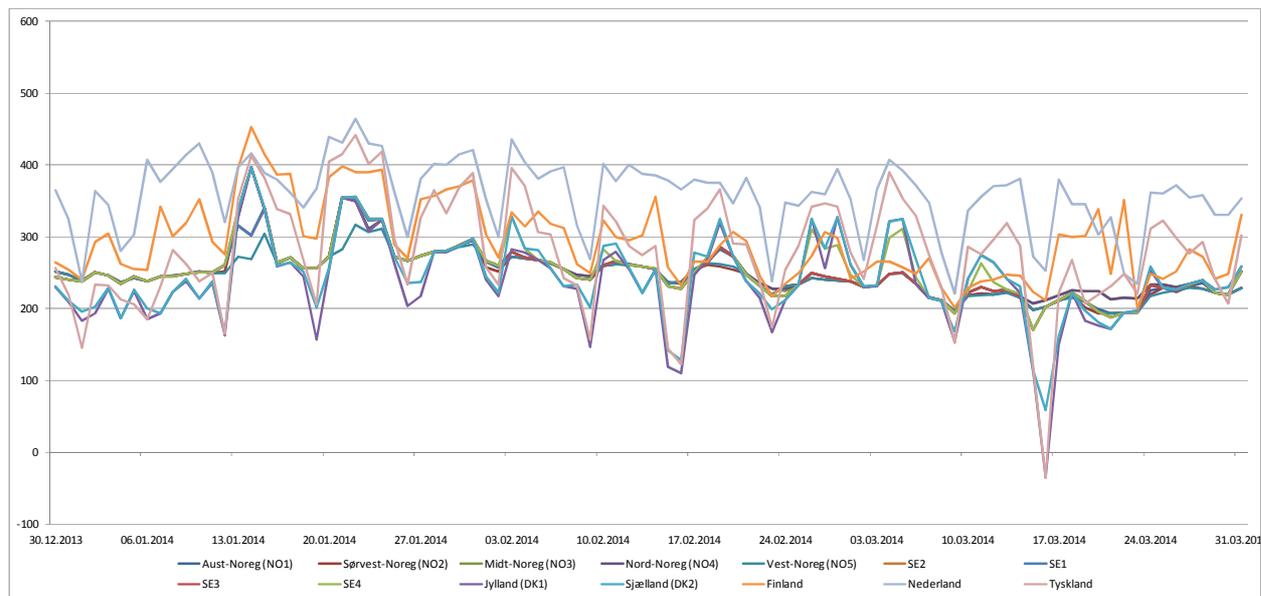
| Elspotprisar kr/MWh | 1. kv. 2014 | Endring frå 1.kv. 2013 | Endring frå 4.kv. 2013 | Gj.snitt siste 12 mnd. | Endring frå foregåande 12 mnd. |
|---------------------|-------------|------------------------|------------------------|------------------------|--------------------------------|
| Aust-Noreg (NO1)    | 250         | -21 %                  | -14 %                  | 276                    | 18 %                           |
| Sørvest-Noreg (NO2) | 249         | -20 %                  | -14 %                  | 275                    | 19 %                           |
| Midt-Noreg (NO3)    | 252         | -19 %                  | -18 %                  | 289                    | 17 %                           |
| Nord-Noreg (NO4)    | 252         | -19 %                  | -18 %                  | 286                    | 17 %                           |
| Vest-Noreg (NO5)    | 245         | -22 %                  | -15 %                  | 275                    | 19 %                           |
| SE1                 | 249         | -20 %                  | -19 %                  | 290                    | 17 %                           |
| SE2                 | 249         | -20 %                  | -19 %                  | 290                    | 17 %                           |
| SE3                 | 251         | -20 %                  | -19 %                  | 292                    | 17 %                           |
| SE4                 | 256         | -18 %                  | -20 %                  | 297                    | 14 %                           |
| Finland             | 294         | -6 %                   | -11 %                  | 316                    | 16 %                           |
| Jylland (DK1)       | 236         | -20 %                  | -15 %                  | 288                    | 5 %                            |
| Sjælland (DK2)      | 244         | -19 %                  | -22 %                  | 294                    | 5 %                            |
| Estland             | 299         | -5 %                   | -14 %                  | 333                    | 13 %                           |
| Tyskland (EEX)      | 279         | -10 %                  | -10 %                  | 294                    | -8 %                           |
| Nederland           | 359         | -12 %                  | -17 %                  | 405                    | 13 %                           |

Danmark hadde dei lågaste snittprisane i Norden i første kvartal, noko som i hovudsak skuldast periodar med høg vindkraftproduksjon i Tyskland og Danmark. Som figur 1.7.1 illustrerer var det fleire døgn med svært låge snittprisar på Jylland og Sjælland i første kvartal. I løpet av kvartalet var det 17 timar med negative prisar i Tyskland og på Jylland og 14 timar med negative prisar på Sjælland.

Dei svenske snittprisane var i første kvartal om lag 20 prosent lågare enn tilsvarende kvartal i fjor og fjerde kvartal i 2013. Gjennom kvartalet har det sørligaste svenske elspotområdet i større grad fulgt prissvingningane på kontinentet, noko som kjem til syne i figur 1.7.1. Dette bidrog til at snittprisen i SE4 vart noko høgare enn i dei andre svenske områda.

Finland hadde den høgaste snittprisen i Norden i første kvartal. Snittprisen var likevel 6 prosent lågare enn i tilsvarende kvartal i fjor og 11 prosent lågare enn i fjerde kvartal i 2013.

Figur 1.7.1: Spotprisar i første kvartal 2014, døgngjennomsnitt, kr/MWh. Kjelde: SKM Market Predictor



Tabell 1.7.2 gir ein oversikt over prisdifferansar mellom dei ulike prisområda. Til dømes kan ein sjå at prisane i Vest-Noreg (NO5) var lågare enn Aust-Noreg (NO1) i 8,8 prosent av timane i førre kvartal. Prisskilnadene mellom Aust- og Vest-Noreg oppsto hovudsakeleg i høglast timar, det vil si på dagtid i timar med særleg høgt forbruk i Aust-Noreg. Bortsett frå nokre få timar med prisskilnader opp mot 20 og 30 øre/kWh varierte skilnadene mellom dei to elspotområda frå 0 til 0,4 øre/kWh gjennom kvartalet.

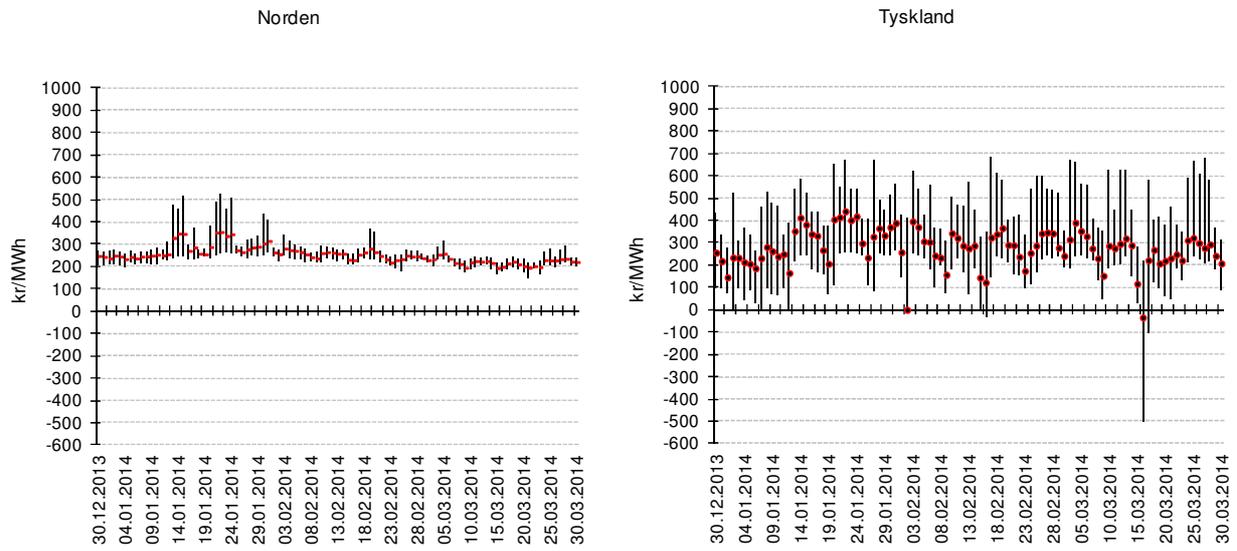
Samanliknar ein Sørvest-Noreg og Jylland kan ein sjå at dei to områda har veksle mellom å vere høgpris- og lågprisområde i første kvartal. Dette er hovudsakeleg grunna prisvariasjonar i prisen på Jylland knytte til ulike nivå på dansk vindkraftproduksjon.

Tabell 1.7.2: Prosentandel av timane i første kvartal 2014 med prisdifferansar mellom prisområda. Kjelde: SKM Market Predictor

| 1. kvartal 2014    |           | Lågast elspot-pris |        |        |        |        |        |        |        |        |         |         |          |        |           |
|--------------------|-----------|--------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|----------|--------|-----------|
|                    |           | NO1                | NO2    | NO3    | NO4    | NO5    | SE1    | SE2    | SE3    | SE4    | Finland | Jylland | Sjælland | EEX    | Nederland |
| Høgast elspot-pris | NO1       |                    | 7,2 %  | 4,3 %  | 4,3 %  | 8,8 %  | 6,9 %  | 6,9 %  | 5,9 %  | 5,9 %  | 4,7 %   | 28,3 %  | 16,6 %   | 3,7 %  | 4,9 %     |
|                    | NO2       | 0,0 %              |        | 4,2 %  | 4,2 %  | 7,3 %  | 6,8 %  | 6,8 %  | 5,9 %  | 5,9 %  | 4,7 %   | 25,5 %  | 16,5 %   | 3,7 %  | 4,3 %     |
|                    | NO3       | 27,1 %             | 32,1 % |        | 0,0 %  | 33,1 % | 15,6 % | 15,6 % | 15,6 % | 15,6 % | 7,8 %   | 36,4 %  | 26,1 %   | 6,4 %  | 8,0 %     |
|                    | NO4       | 27,1 %             | 32,1 % | 0,2 %  |        | 33,1 % | 15,7 % | 15,7 % | 15,7 % | 15,7 % | 7,9 %   | 36,4 %  | 26,1 %   | 6,5 %  | 8,0 %     |
|                    | NO5       | 0,0 %              | 6,2 %  | 3,3 %  | 3,3 %  |        | 5,9 %  | 5,9 %  | 5,9 %  | 5,9 %  | 4,7 %   | 27,7 %  | 16,6 %   | 3,7 %  | 4,9 %     |
|                    | SE1       | 12,4 %             | 18,8 % | 0,0 %  | 0,0 %  | 18,5 % |        | 0,0 %  | 0,0 %  | 0,0 %  | 0,0 %   | 29,7 %  | 15,5 %   | 0,0 %  | 4,7 %     |
|                    | SE2       | 12,4 %             | 18,8 % | 0,0 %  | 0,0 %  | 18,5 % | 0,0 %  |        | 0,0 %  | 0,0 %  | 0,0 %   | 29,7 %  | 15,5 %   | 0,0 %  | 4,7 %     |
|                    | SE3       | 12,5 %             | 18,9 % | 1,1 %  | 1,2 %  | 18,5 % | 1,1 %  | 1,2 %  |        | 0,0 %  | 0,0 %   | 29,8 %  | 15,5 %   | 0,0 %  | 4,7 %     |
|                    | SE4       | 14,4 %             | 18,8 % | 6,6 %  | 6,7 %  | 19,6 % | 6,6 %  | 6,7 %  | 5,6 %  |        | 4,4 %   | 31,1 %  | 15,5 %   | 4,4 %  | 4,7 %     |
|                    | Finland   | 63,0 %             | 64,7 % | 61,3 % | 61,3 % | 64,9 % | 61,9 % | 61,9 % | 61,4 % | 58,7 % |         | 72,9 %  | 67,9 %   | 0,0 %  | 19,2 %    |
|                    | Jylland   | 16,1 %             | 18,1 % | 12,6 % | 12,7 % | 21,1 % | 12,7 % | 12,7 % | 11,8 % | 8,9 %  | 6,9 %   |         | 1,5 %    | 6,7 %  | 0,4 %     |
|                    | Sjælland  | 17,6 %             | 22,2 % | 12,5 % | 12,6 % | 22,6 % | 12,6 % | 12,6 % | 11,5 % | 8,2 %  | 7,7 %   | 17,8 %  |          | 7,5 %  | 1,8 %     |
|                    | EEX       | 68,7 %             | 70,2 % | 67,1 % | 67,1 % | 70,7 % | 67,7 % | 67,7 % | 67,2 % | 64,5 % | 11,2 %  | 75,2 %  | 72,4 %   |        | 22,4 %    |
|                    | Nederland | 85,9 %             | 86,2 % | 86,6 % | 86,6 % | 86,5 % | 88,1 % | 88,1 % | 87,6 % | 87,6 % | 75,2 %  | 92,2 %  | 91,1 %   | 72,6 % |           |

Figur 1.7.2 illustrerer korleis den tyske og den nordiske systemprisen har variert gjennom første kvartal. Ein ser at Norden, som har eit høgare innslag av fleksibel vasskraftproduksjon, generelt har eit jamnare prisbilette enn Tyskland. Samanlikna med første kvartal i 2013 var det relativt liten prisvariasjon i den nordiske systemprisen i første kvartal. Med unntak av eit par veker i starten av kvartalet, då kaldt vêr og tørre varslar bidrog til ein prisauke to veker på rad, falt den gjennomsnittlege systemprisen gjennom kvartalet.

Figur 1.7.2: Nordiske system og tysk døgngjennomsnitt, samt prisvariasjon over døgnet, kr/MWh. Kjelde: SKM Market Predictor

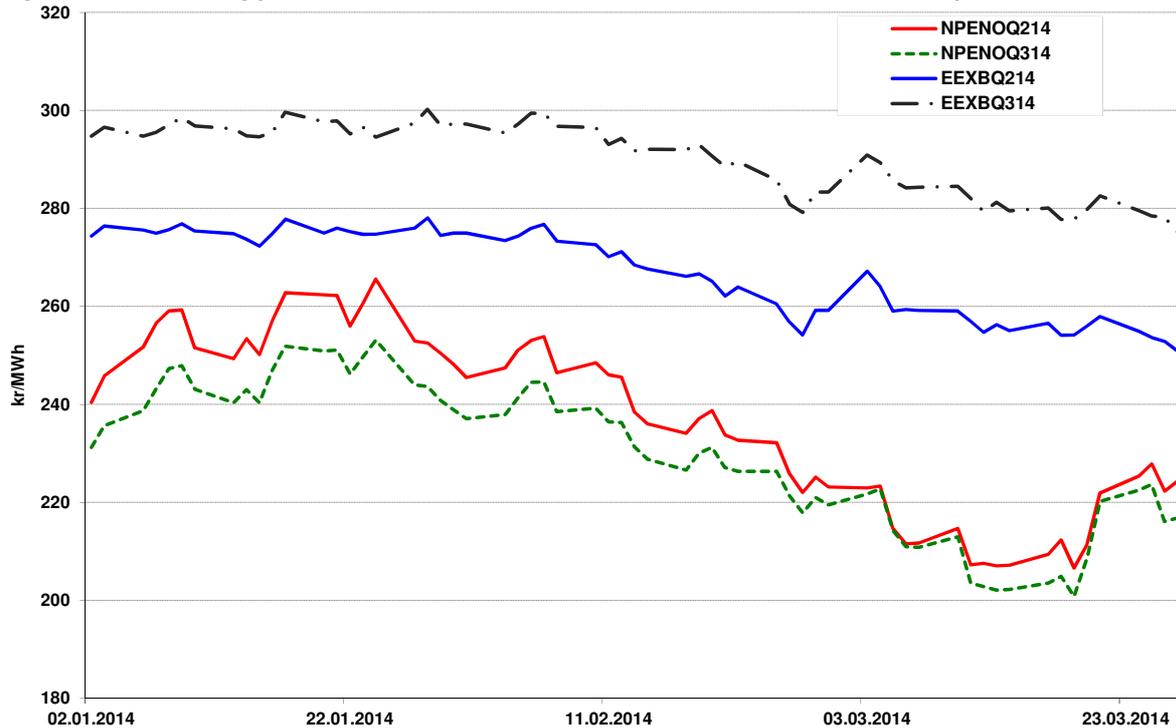


### 1.7.2 Terminmarknaden

Terminkontraktane gir eit bilete på forventningar om kraftprisen fram i tid. Den hydrologiske ressursituasjonen er ein viktig drivar for desse forventningane. Første kvartal var våtare og mildare enn normalt, noko som bidrog fallanda prisar i terminmarknaden gjennom perioden.

Figuren under illustrerer korleis prisane i terminmarknaden har endra seg i løpet av første kvartal. Som figuren viser har det vore ein nedgang i nordiske terminprisar i heile perioden. Mot slutten av kvartalet auka dei nordiske terminprisane, noko som kan knyttes til tørrare vêrmeldingar i denne perioden.

Figur 1.7.3: Prisutvikling på utvalde finansielle kraftkontraktar i første kvartal 2014, kr/MWh. Kjelde: NASDAQ OMX

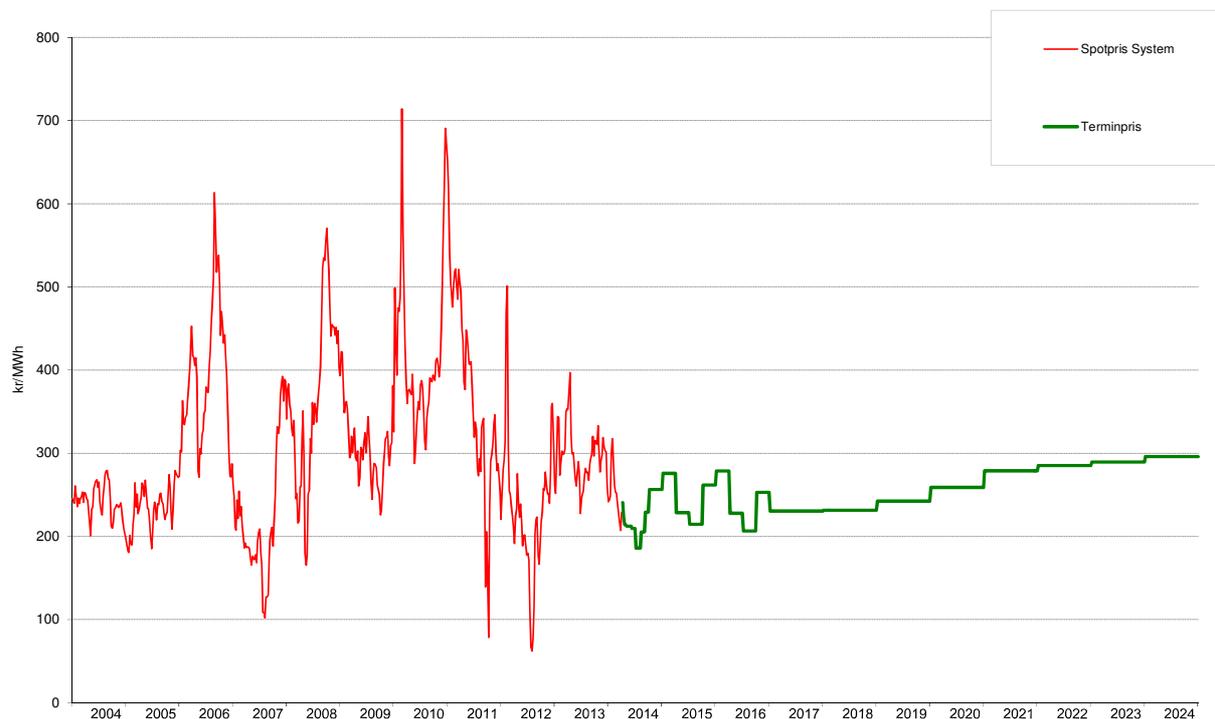


Terminkontraktane med levering i andre kvartal 2014 (NPENQ214) og tredje kvartal 2014 (NPENQ314) låg på 215,33 og 206,15 kr/MWh ved utgangen av første kvartal. Dette er ein reduksjon på høvesvis 14,1 og 13,1 prosent samanlikna med prisane ved inngangen av kvartalet.

Prisane på dei tilsvarende tyske kontraktane var på 250,86 og 275,21 kr/MWh ved utgangen av første kvartal. Dette er ein reduksjon på høvesvis 8,6 og 6,6 prosent samanlikna med kvartalets første handledag.

Terminkontraktane på NASDAQ OMX vert handla i euro og endringar i valutakursen vil dermed påverke prisane i norske kroner. Valutakursen var i snitt 8,35 kr/euro i første kvartal, noko som er 0,12 kroner høgare enn snittet frå førre kvartal. Dette kan ha påverka noko i retning av høgare kraftprisar i kroner i første kvartal.

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



Figur 1.7.4 viser vekesnittet av den historiske nordiske systemprisen og terminprisar frå siste handledag i første kvartal 2014. I siste veke av første kvartal var systemprisen på Nord Pool Spot 228,8 kr/MWh i snitt. På den siste handledagen i kvartalet låg terminprisane for våren kring 214 kr/MWh, medan prisane for hausten låg kring 205 kr/MWh.

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

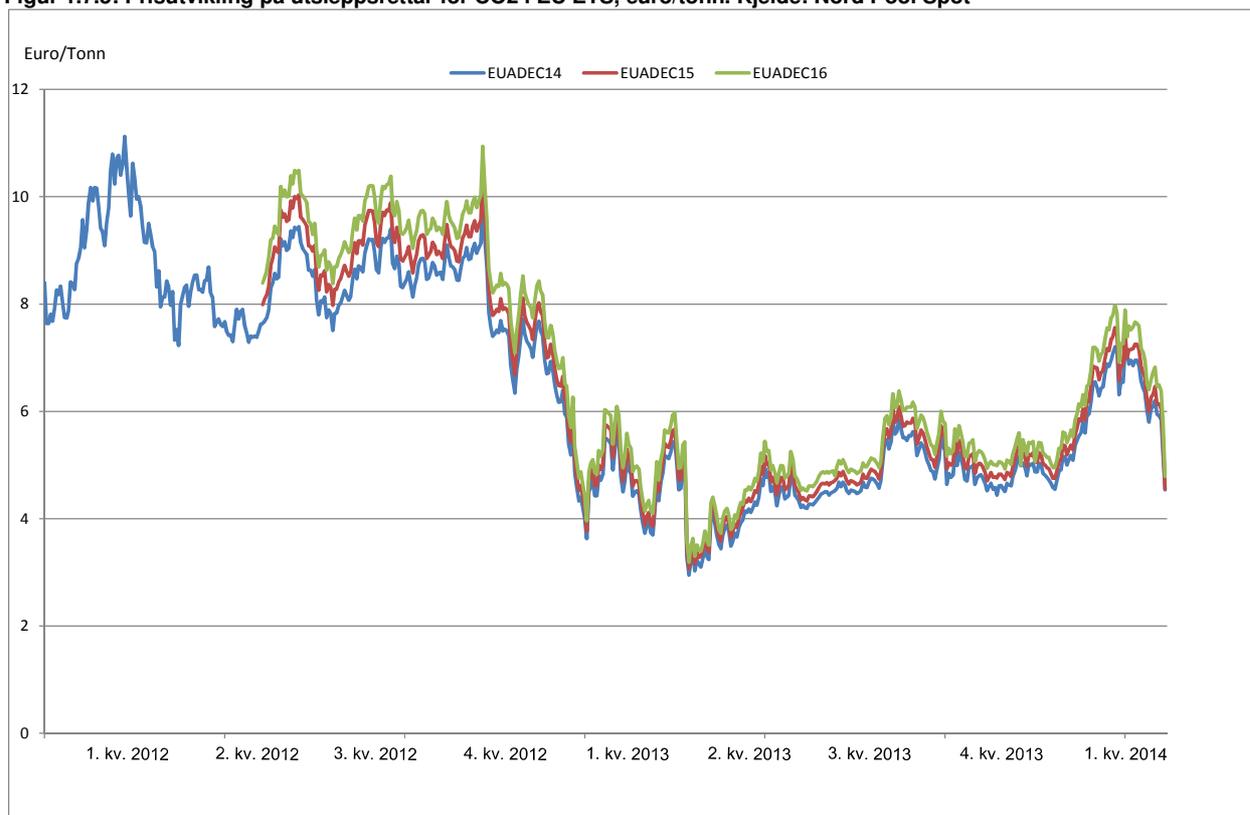
Prisen på CO<sub>2</sub> påverkar prisen på elektrisk kraft, då utsleppsrettane er ein del av kostnadane i konvensjonell termisk kraftproduksjon. Sjølv om Noreg har lite kôl- og gasskraft, handlast det kraft med land kor desse produksjonsteknologiane er dominerande. Prisane på desse energivarene har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

I første kvartal var prisen på ein utsleppsrett for CO<sub>2</sub> i 2014 i snitt 6,0 euro/tonn, noko som er ein auke på 1,1 euro/tonn frå førre kvartal. CO<sub>2</sub>-prisen for ein utsleppsrett i 2015 var i snitt 6,2 euro/tonn. Dette er ein auke på 1,1 euro/tonn samanlikna med fjerde kvartal 2013. Det har vore monalege prisendringar i første kvartal. Prisen på 2014-kontrakten varierte mellom 4,5 og 7 euro/tonn, medan 2015-kontrakten varierte mellom 4,5 og 7,5 euro/tonn.

Figur 1.7.5 viser den historiske prisutviklinga på utsleppsrettar for CO<sub>2</sub> i EU ETS<sup>6</sup>. Grafane viser at det har vore ein fallende trend på CO<sub>2</sub>-prisane sidan slutten av 2012, men at prisane har styrka seg noko frå våren 2013. I første kvartal 2013 vart CO<sub>2</sub>-kvotar for 2014 handla for 5 euro/tonn i snitt, noko som er 1 euro/tonn lågare enn prisen frå første kvartal i 2014.

<sup>6</sup> European Union Emissions Trading System.

Figur 1.7.5: Prisutvikling på utsleppsrettar for CO2 i EU ETS, euro/tonn. Kjelde: Nord Pool Spot



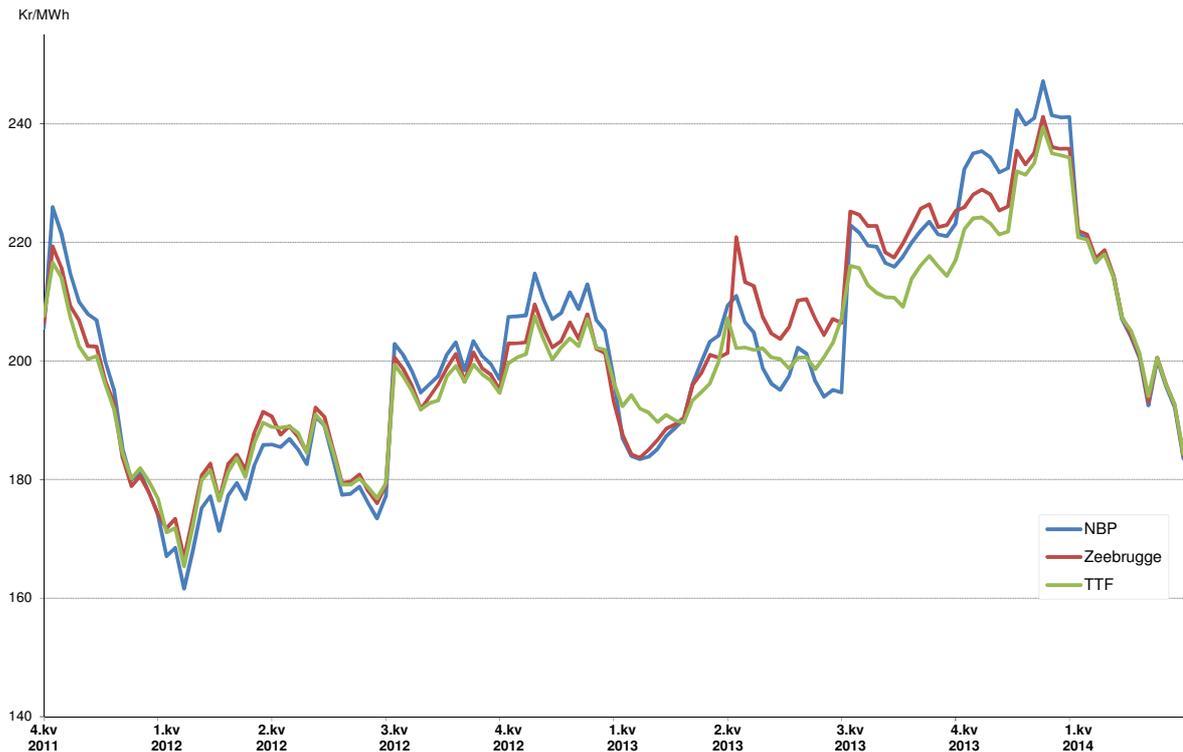
Snittprisen på k  l handla i første kvartal med leveranse i påfølgande kvartal var på 77,5 dollar/tonn. Dette er ein reduksjon på 3,9 dollar/tonn samanlikna med fjerde kvartal 2013. Om ein antek ein nyttegrad på 40 prosent i kraftproduksjon utgjer brenselskostnaden om lag 152 kr/MWh i snitt for neste kvartal. I dette anslaget er det ikkje medrekna kostnadar knytte til utsleppsrettar for CO<sub>2</sub>.

Figur 1.7.6: K  lpris (API2) for etterfølgjande kvartal, dollar/tonn, Europa. Kjelde: Syspower og Spectron Group



I Storbritannia var snittprisen på gass 205,1 kr/MWh i første kvartal. Dette er ein nedgang på 33 kroner samanlikna med fjerde kvartal. Snittprisen på gass i Belgia og Nederland var på høvesvis 205,6 og 205,5 kr/MWh i første kvartal. Dette er ein reduksjon på 25,5 og 23,5 kroner samanlikna med førre kvartal. Med ein nyttegrad på 55 prosent vil ein gasskraftprodusent måtte ha kring 376 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) 2011-2014. Kjelde: Syspower.**



## 1.8 Hushaldskundar i sluttbrukarmarknaden

### 1.8.1 Straumprisar

Tabell 1.8.1 viser dei gjennomsnittlege straumprisane for hushaldsmarknaden for første kvartal 2014.<sup>8</sup> Frå fjerde kvartal 2013 til første kvartal 2014 gjekk den gjennomsnittlege prisen på straum for hushaldskundar med spotpriskontrakt ned i alle elspotområda i Noreg. Gjennomsnittsprisen for straum levert på spotpriskontrakt varierte mellom 28 øre/kWh og 35 øre/kWh i dei fem ulike elspotområda i første kvartal 2014. Dette er kring 7 øre/kWh lågare enn gjennomsnittsprisane i same kvartal i 2013.

Gjennomsnittsprisen for straum levert på standardvariabelkontraktar i første kvartal 2014 var på 39,7 øre/kWh. Dette er 3,6 øre/kWh lågare enn i første kvartal 2013.<sup>9</sup>

For eittårige og treårige fastpriskontraktar var gjennomsnittsprisen i første kvartal 2014 på høvesvis 40,9 øre/kWh og 42 øre/kWh. For eittårige fastpriskontraktar er dette 2,2 øre/kWh lågare samanlikna med første kvartal i 2013, medan for treårige fastpriskontraktar var prisen 3,1 øre/kWh lågare enn i første kvartal i 2013.

Historisk sett har det vore ein nær samanheng mellom elspotprisen og gjennomsnittsprisen for standard variable kontraktar. Figur 1.8.1 viser utviklinga dei siste ti åra i månadleg gjennomsnittleg straumpris for ein spotpriskontrakt i Aust-Noreg samanlikna med den månadlege gjennomsnittsprisen for ein standardvariabelkontrakt.

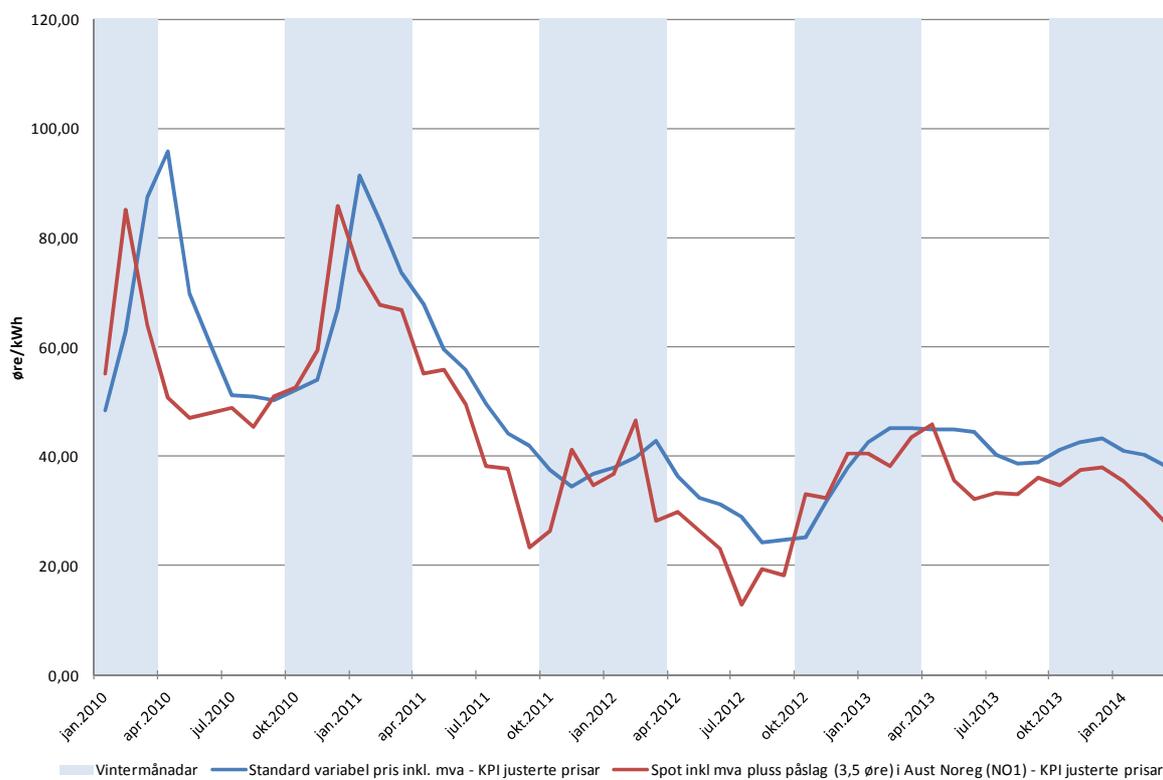
**Tabell 1.8.1: Gjennomsnittlege prisar på kontraktar for hushaldskundar. Kjelder: Nord Pool Spot, Konkurransetilsynet og NVE.**

| Prisar på kontraktar                   | 1. kv. 2014 | Endring frå 4. kv. 2013 (øre/kWh) | Endring frå 1. kv. 2013 (øre/kWh) |
|--|-------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Spotpriskontrakt i Aust-Noreg (NO1)    | 34,8        | -4,5                              | -7,8                              |
| Spotpriskontrakt i Sørvest-Noreg (NO2) | 34,6        | -4,6                              | -7,4                              |
| Spotpriskontrakt i Midt-Noreg (NO3)    | 35,0        | -6,3                              | -7,0                              |
| Spotpriskontrakt i Nord-Noreg (NO4)    | 28,0        | -5,0                              | -5,5                              |
| Spotpriskontrakt i Vest-Noreg (NO5)    | 34,2        | -5,0                              | -8,4                              |
| Standardvariabelkontrakt               | 39,7        | -2,6                              | -3,6                              |
| 1-årig fastpriskontrakt                | 40,9        | -2,2                              | -0,2                              |
| 3-årig fastpriskontrakt                | 42,0        | -3,1                              | -1,1                              |

<sup>8</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 inkluderer eit påslag på 3,5 øre/kWh, som ein antek å vere det gjennomsnittlege påslaget på spotpriskontraktar tilbodne i sluttbrukarmarknaden i 2014. I 2013 var tilsvarande påslag satt til 3,1 øre/kWh. Alle prisar inkluderer mva. bortsett frå spotpriskontraktar for Nord-Noreg (NO4) sidan kundar i Nordland, Troms og Finnmark er friteke frå mva. på straum.

<sup>9</sup> Gjennomsnittsprisen for straum levert på standardvariabelkontraktar er eit snitt av prisen på standardvariabelkontraktar tilbodne i fleire enn ti kommunar på kraftprisoversikta til Konkurransetilsynet.

**Figur 1.8.1 Utviklinga i månadleg gjennomsnittleg straumpris (KPI-justert) for ein spotprisbasert kontrakt for Aust- Noreg (elspotområde NO1) inkl. eit påslag på 3,5 øre /kWh i 2014 (3,1 øre/kWh i 2013, 2,6 øre/kWh i 2012, 1,9 øre/kWh i 2010 og 2011), inkl. mva. og ein gjennomsnittleg standardvariabelkontrakt (KPI-justert) inkl. mva. Kjelder: Konkurransetilsynet, Nord Pool Spot og NVE.**

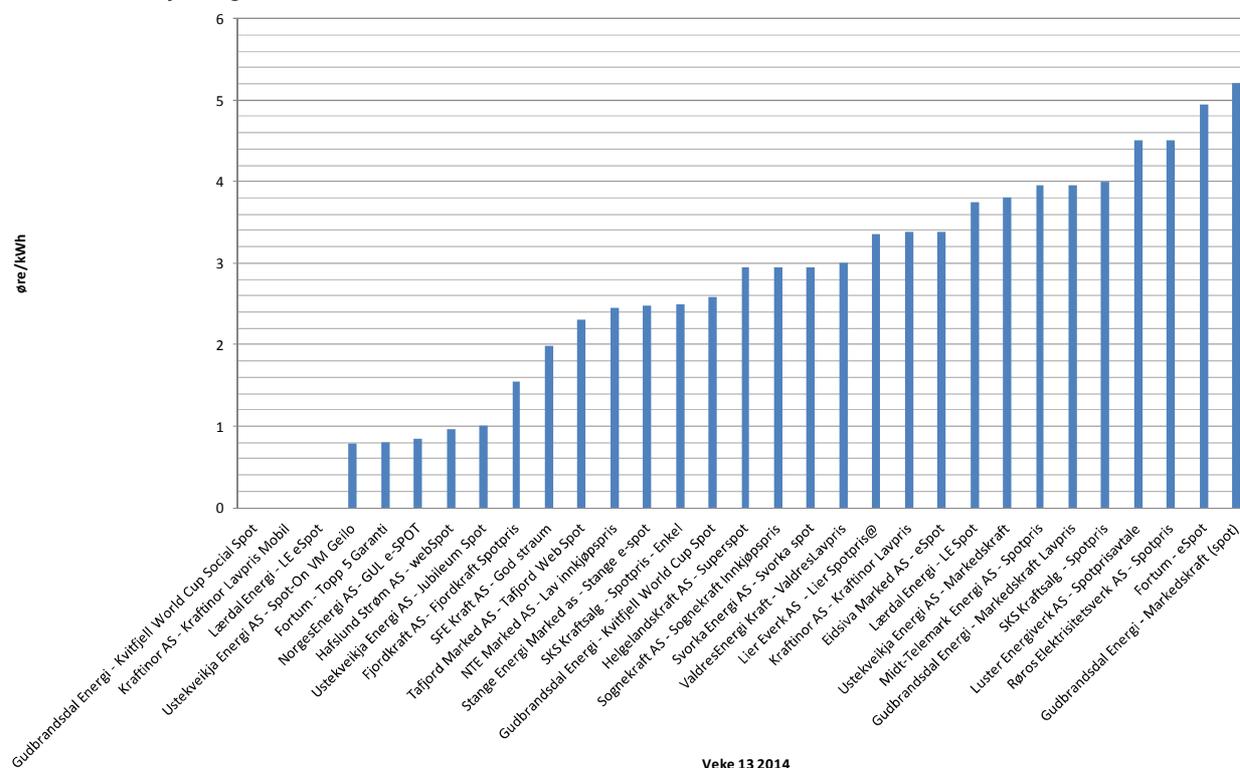


### 1.8.2 Påslag på spotpriskontraktar

Det som skil dei ulike spotpriskontraktane i sluttbrukarmarknaden er i hovudsak storleiken på påslaget og eventuelle fastbeløp. Figur 1.8.2 viser det faktiske påslaget (medrekna eventuelle fastbeløp) for spotpriskontraktar som vart tilbodne i Oslo i veke 13 i 2014. 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 Konkurransetilsynet vorte tilbode spotpriskontraktar med korkje påslag eller fastbeløp, noko som gjeld dei tre kontraktane presentert lengst til venstre i figuren.

I veke 13 var det lågaste tilbodne påslaget (medrekna eventuelle fastbeløp) for spotpriskontraktane på kraftprisoversikta til Konkurransetilsynet 0 øre/kWh, medan det høgaste påslaget var på 5,2 øre/kWh. Det vil seie at om ein brukar 20 000 kWh i året, utgjer denne skilnaden i overkant av 1000 kroner per år uavhengig av om spotprisen er høg eller låg. Brukar ein Konkurransetilsynet si kraftprisoversikt, kan ein finne ein tilsvarende samanstilling for kvar kommune i landet.

**Figur 1.8.2 Påslag på spotpriskontraktar tilbodne i Oslo i veke 13 og med meldeplikt til Konkurransetilsynet. Påslaget er rekna ut etter eit antatt forbruk på 20 000 kWh per år og gjeld kontraktar som har etterskotvis fakturering. Kjelder: Konkurransetilsynet og NVE**



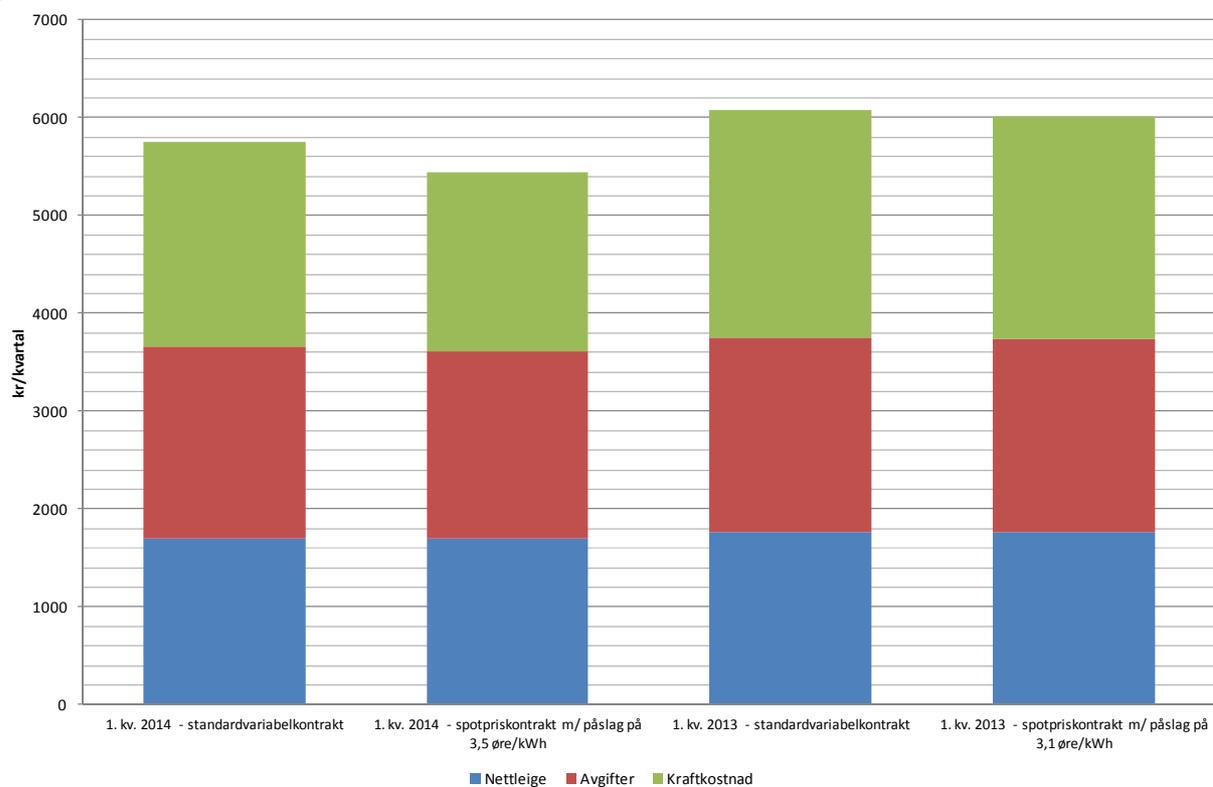
### 1.8.3 Straumutgifter i første kvartal 2014

For ein representativ hushaldskunde i Aust-Noreg med straum levert på spotpriskontrakt var straumkostnaden (inkl. nettleige og avgiftar) for heile kvartalet på 5 437 NOK.<sup>10</sup> Dette var om lag 570 kroner lågare enn for same kvartal 2013. Dette skuldast i hovudsak lågare spotprisar gjennom første kvartal i 2014 samanlikna med det same kvartalet i 2013.

For ein representativ hushaldskunde i elspotområdet Aust-Noreg med straum levert på standardvariabelkontrakt var straumkostnaden (inkl. nettleige og avgifter) 5 750 NOK i første kvartal 2014. Totalkostnaden var dermed 320 kroner lågare enn i tilsvarende kvartal 2013. Figur 1.8.3 viser at spotpriskontrakt var meir lønnsam enn standardvariabelkontrakt i 1. kvartal i både 2013 og 2014. Merk at vi i denne samanlikninga berre nyttar prisar for standardvariabelkontraktar med meldeplikt til Konkurransetilsynet og som er tilbodne i fleire enn ti kommunar.

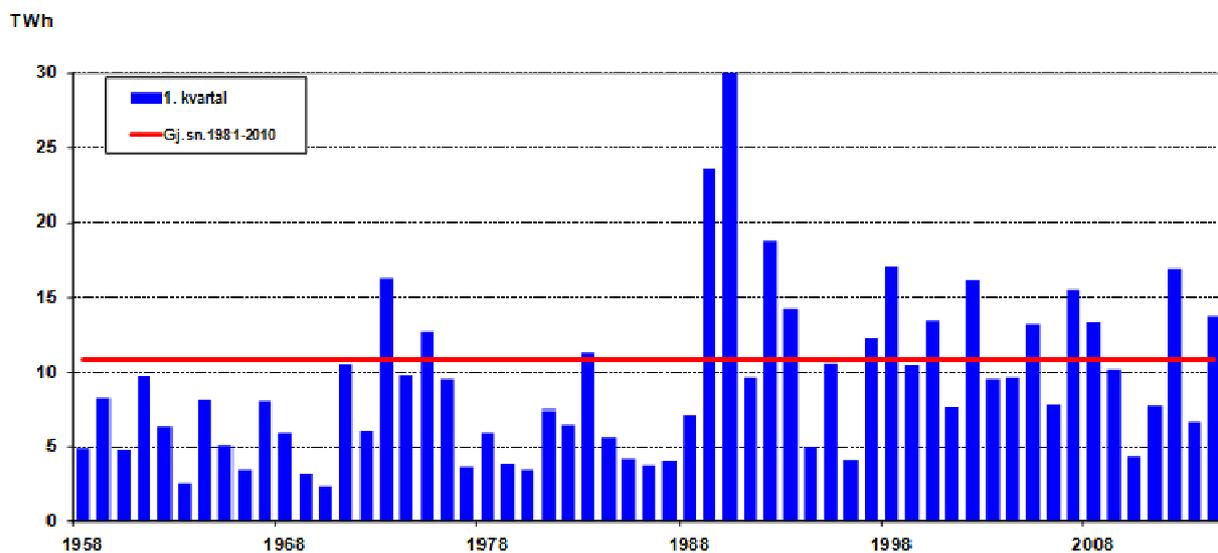
<sup>10</sup> Berekinga legg til grunn straumprisen i elspotområde Aust-Noreg, eit forbruk på 20 000 kWh per år, eit normalt forbruksmønster basert på ein gjennomsnittleg temperaturkorrigert forbruksprofil, og ein nettleige tilsvarende landsgjennomsnittet. Ein oversikt over den historiske utviklinga i totalkostnadene til ein berekna spotpriskontrakt for ein representativ hushaldskunde kan ein finne i vedlegget til kvartalsrapporten. Talla er KPI-justerte.

**Figur 1.8.3 Totalkostnad (KPI-justert) i første kvartal 2014 og første kvartal 2013 til kraft, nettleige og offentlege avgifter i kroner ved eit årleg forbruk på 20 000 kWh for ein representativ hushaldskunde i Aust-Noreg. Kjelder: Konkurransetilsynet og NVE.**

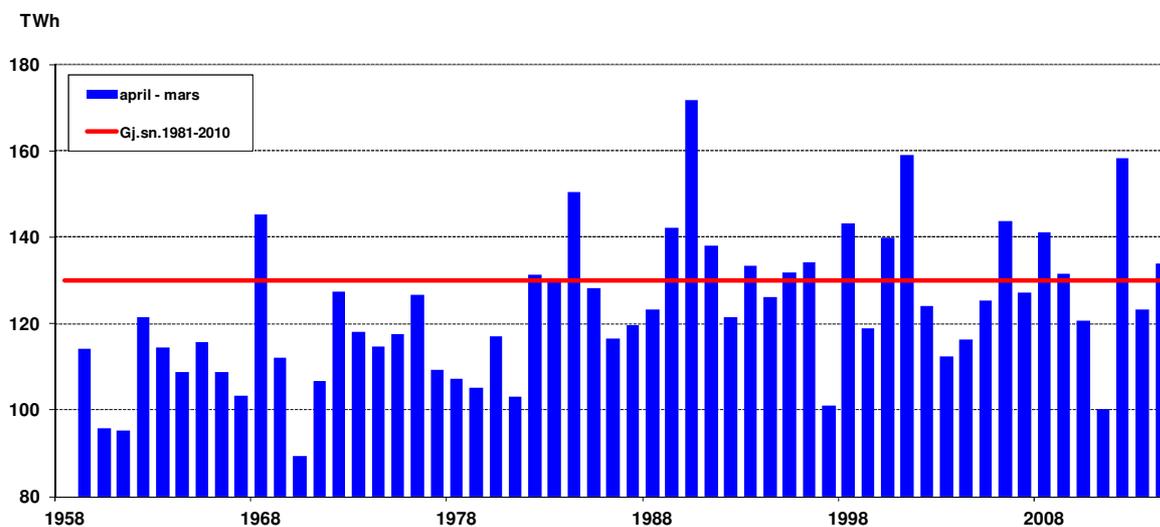


## 2 Vedlegg

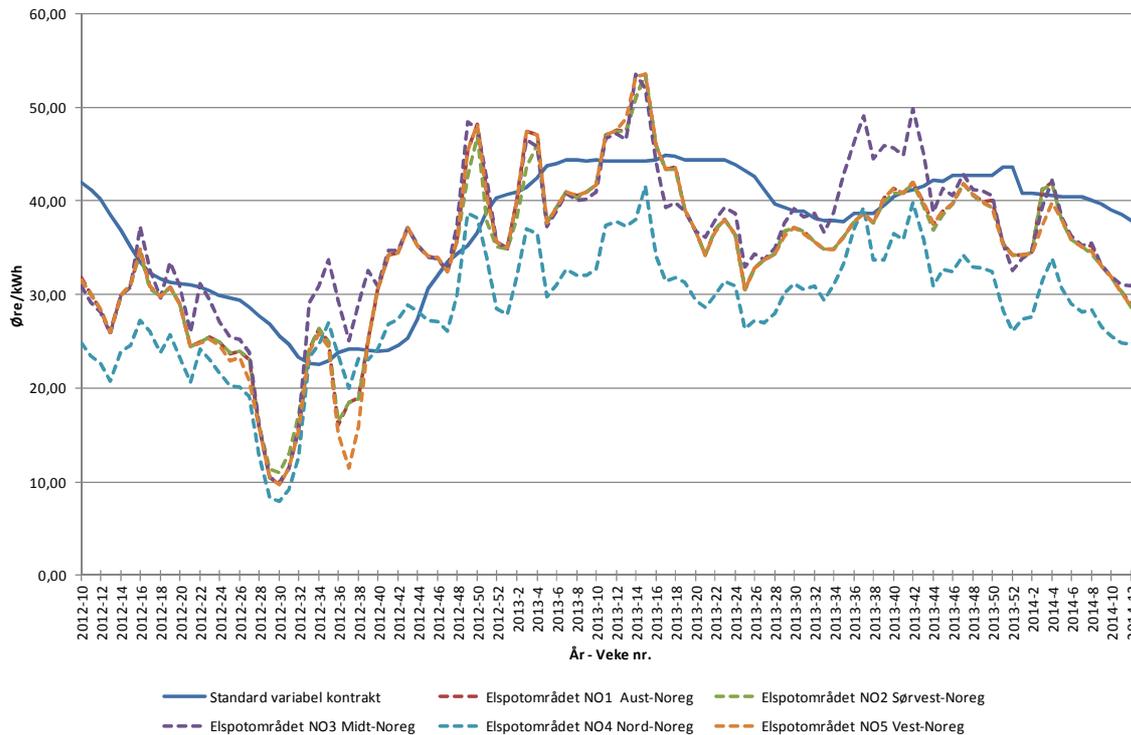
Figur 2.1 Tilsig i Noreg i 1. kvartal for åra 1958 - 2014. Kjelde: NVE og Nord Pool Spot.



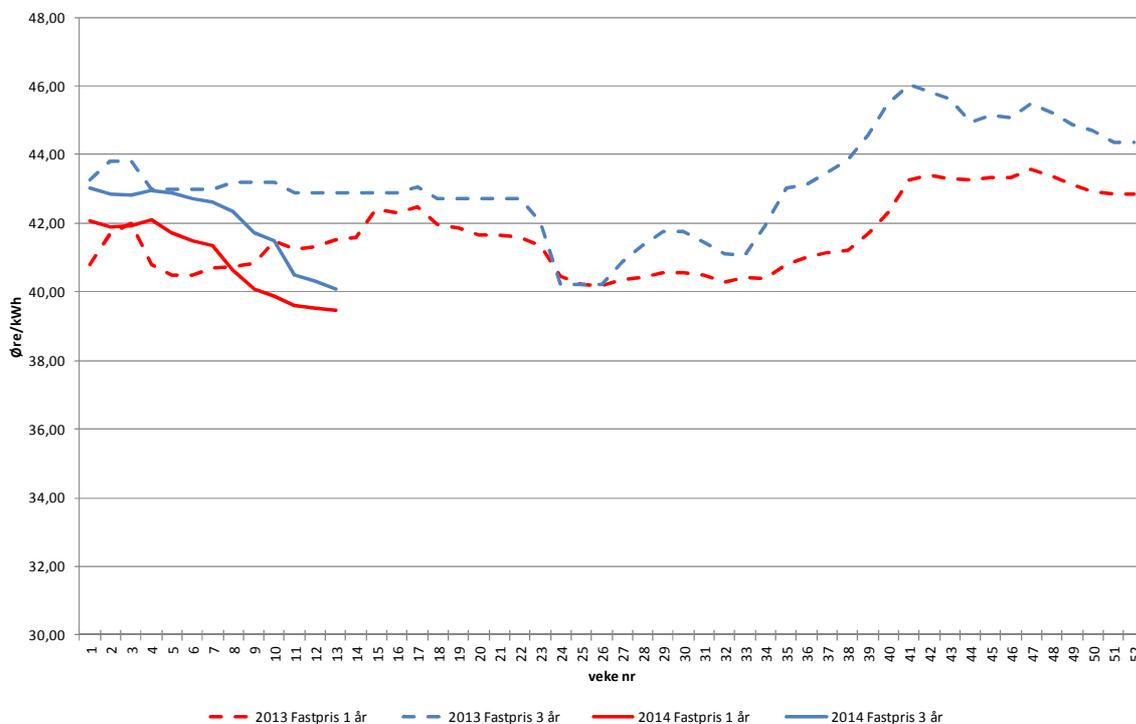
Figur 2.2 Tilsig i Noreg for 12 måneders perioden april-mars for åra 1958 til 2014. Merk at x-aksen kryssar ved 80 TWh. Kjelde: NVE og Nord Pool Spot.



**Figur 2.3: Gjennomsnittlige vekeprisar frå veke 10 2012 til og med veke 13 2014 for standardvariabelkontrakt og spotpriskontrakt i Aust-, Sørvest-, Midt-, Nord- og Vest-Noreg, inkl. eit påslag på 3,5 øre/kWh (2,8 øre/kWh i Nord-Noreg). Alle prisar, bortsett frå prisen i Nord-Noreg, er inkl. mva. Kjelder: Konkurransetilsynet, Nord Pool Spot og NVE**



**Figur 2.4: Prisutvikling for eitt- og treårige fastpriskontraktar ved eit forbruk på 20 000 kWh/år for 2013 og 2014. Prisane er inkl. mva. Kjelder: Konkurransetilsynet og NVE**



## Utgitt i Rapportserien i 2014

- Nr. 1 Analyse av energibruk i forretningsbygg. Formålsdeling. Trender og drivere
- Nr. 2 Det høyspente distribusjonsnett. Innsamling av geografiske og tekniske komponentdata
- Nr. 3 Naturfareprosjektet Dp. 5 Flom og vann på avveie. Dimensjonerende korttidsnedbør for Telemark, Sørlandet og Vestlandet: Eirik Førland, Jostein Mamen, Karianne Ødemark, Hanne Heiberg, Steinar Myrabø
- Nr. 4 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 7. Skred og flomsikring. Sikringstiltak mot skred og flom Befaring i Troms og Finnmark høst 2013
- Nr. 5 Kontrollstasjon: NVEs gjennomgang av elsertifikatordningen
- Nr. 6 New version (v.1.1.1) of the seNorge snow model and snow maps for Norway. Tuomo Saloranta
- Nr. 7 EBO Evaluering av modeller for klimajustering av energibruk
- Nr. 8 Erfaringer fra ekstremværet Hilde, november 2013
- Nr. 9 Erfaringer fra ekstremværet Ivar, desember 2013
- Nr. 10 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 4. kvartal 2013. Ellen Skaansar (red.)
- Nr. 11 Energibruksrapporten 2013
- Nr. 12 Fjernvarmens rolle i energisystemet
- Nr. 13 Naturfareprosjektet Dp. 5 Flom og vann på avveie. Karakterisering av flomregimer. Delprosjekt. 5.1.5
- Nr. 14 Naturfareprosjektet Dp. 6 Kvikkleire. En omforent anbefaling for bruk av anisotropifaktorer i prosjektering i norske leirer
- Nr. 15 Tilleggsrapport: Oppsummering av Energimyndighetens og NVEs gjennomgang av elsertifikatordningen
- Nr. 16 Flomberegning for Nesttunvassdraget (056.3Z). Thomas Væringstad
- Nr. 17 Årsrapport for tilsyn
- Nr. 18 Verktøyprosjektet - hydrologi 2010-2013. En oppsummering av aktiviteter og resultater. Erik Holmqvist (red.)
- Nr. 19 Flom og jordskred i Nordland og Trøndelag desember 2013. Elin Langsholt, Erik Holmqvist, Delia Welle Kejo
- Nr. 20 Vindkraft i produksjon i 2013
- Nr. 21 FoU-prosjekt 81072 Pilotstudie: Snøskredfarekartlegging med ATES (Avalanche Terrain Exposure Scale) Klassifisering av snøskredterreng for trygg ferdsel
- Nr. 22 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 3.1. Hvordan beregne ekstremverdier for gitte gjentaksintervaller? Manual for å beregne returverdier av nedbør for ulike gjentaksintervaller (for ikke-statistikker)
- Nr. 23 Flomsonekart Delprosjekt Tuv. Kjartan Orvedal, Julio Pereira
- Nr. 24 Summary of the review of the electricity certificates system by the Swedish Energy Agency and the Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE)
- Nr. 25 Landsomfattende mark- og grunnvannsnett. Drift og formidling 2011. Jonatan Haga Per Alve Glad
- Nr. 26 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 1 Naturskadestrategi. Sammenligning av risikoakseptkriterier for skred og flom. Utredning for Naturfareprogrammet (NIFS)
- Nr. 27 Naturfareprosjektet Dp. 6 Kvikkleire. Skredfarekartlegging i strandsonen
- Nr. 28 Naturfareprosjektet Dp. 5 Flom og vann på avveie. "Kvistdammer" i Slovakia. Små terskler laget av stedegent materiale, erfaringer fra studietur for mulig bruk i Norge
- Nr. 29 Reestablishing vegetation on interventions along rivers. A compilation of methods and experiences from the Tana River valley
- Nr. 30 Naturfareprosjektet Dp. 5 Flom og vann på avveie. Karakterisering av flomregimer
- Nr. 31 Småkraftverk: Tetthet og reproduksjon av ørret på utbygde strekninger med krav om minstevannføring Svein Jakob Saltveit og Henning Pavels
- Nr. 32 Kanalforvaltningen rundt 1814 – del av en fungerende statsadministrasjon for det norske selvstendighetsprosjektet. Grunnlovsjubileet 2014
- Nr. 33 Museumsordningen 10 år
- Nr. 34 Naturfareprosjektet Dp. 6 Kvikkleire. Skredfarekartlegging i strandsonen -videreføring
- Nr. 35 Naturfareprosjektet Dp. 5 Flom og vann på avveie. Karakterisering av flomregimer Delprosjekt. 5.1.5. Revisjon av rapport 13-2014
- Nr. 36 Kvartalsrapport for kraftmarknaden 1. kvartal 2014. Gudmund Bartnes (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)

