

Notat

Sak

Årsrapport "Det nordiske kraftmarkedet med norske øyne 2009"

Dokumentet sendes til
Statnett

Saksbehandlere/adm. enhet
Ane Elgesem og Line Monsbakken/UM

Sign.

Ansvarlig/Adm. enhet
Torkel Bugten/ UM

Sign.

08.01.2010

Til orientering

Sammendrag

Brutto forbruk for Norge i 2009 var 124 TWh. Ved normale temperaturforhold ville det vært 126 TWh. Forbruket er betydelig lavere enn i 2008, hvor brutto forbruk var 129 TWh. Den globale finanskrisen har gitt fall i etterspørsel etter kraft i Norge og Norden, særlig i kraftintensiv industri. Ved utgangen av 2009 er forbruket i kraftintensiv industri i Norge fortsatt 18 % lavere enn det stabile nivået i 2008.

Samlet norsk produksjon ble 133 TWh i 2009. Vannkraftproduksjonen sto for 128,3 TWh, det samme som samlet tilslag for Norge i 2009. Magasinfyllingen for Norge var derfor om lag den samme ved utgangen av 2009 som ved utgangen av 2008. Netto eksport ut av Norge var 9 TWh i 2009. 55 prosent av nettoeksporten gikk til Sverige, 26 prosent til Danmark og 19 prosent til Nederland.

Som i 2008 var det også i 2009 begrensninger på norsk eksportkapasitet. Begrensningene har allikevel ikke vært like store som i 2008. En ny forbindelse internt i Norge (Skåreheia-Holen), spenningsoppgradering på linja Nea-Järpstrømmen og retting av feil på Oslofjordkablene har bidratt til dette.

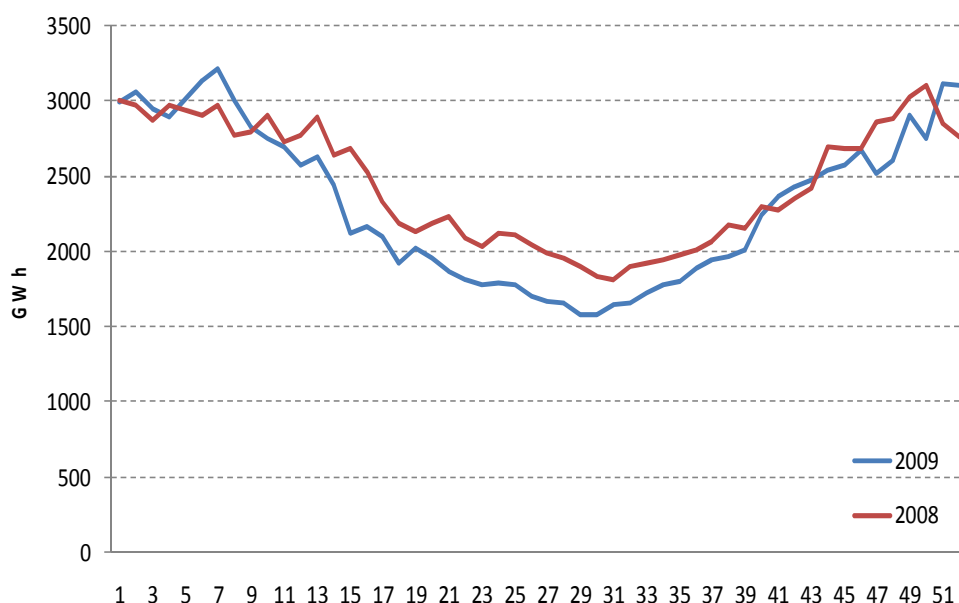
I 2009 har de nordiske prisene vært like og relativt stabile, på mellom 30 og 40 €/MWh. Dette skyldes først og fremst lavere forbruk og lavere brenselpriser, begge som følge av finanskrisa. Den hydrologiske situasjonen, med jevnt tilslag over hele landet, har også bidratt til prisutviklingen. Sør-Norge ble ikke lavprisområde i samme grad på sommeren 2009 som de to foregående årene. Også kraftprisene på kontinentet har vært stabilt lave i 2009, og prisene har stort sett vært på samme nivå som i Norden.

Innhold

Sammendrag	1
1 Forbruk	3
2 Hydrologi og magasinfylling	4
3 Produksjon.....	6
3.1 Normalisert norsk kraftproduksjon.....	6
3.2 Problemer med kjernekraften i Sverige	7
3.3 Ny produksjonskapasitet i Norden.....	8
4 Utveksling og begrensninger i kapasitet.....	8
5 Pris	11
5.1 Prisutviklingen i 2009	11
5.2 Elspotområder og prisforskjeller	14
5.3 Ekstrempriser i 2009.....	16
5.4 Utsikter framover	16

1 Forbruk

Det samlede forbruket for Norge var 123,7 TWh i 2009. Dette er en del lavere enn i 2008, da brutto forbruk endte på 128,6 TWh. Forbruket i alminnelig forsyning var 89,3 TWh. Selv om det i desember 2009 har vært kaldere enn normalt over hele landet, har det gjennomsnittlig for året vært mildere enn normalt. På grunn av varmere vær enn normalt var det temperaturkorrigerede forbruket i alminnelig forsyning over 2 TWh høyere enn det målte forbruket. Temperaturkorrigeret alminnelig forsyning var kun 1 prosent lavere i 2009 enn i 2008.

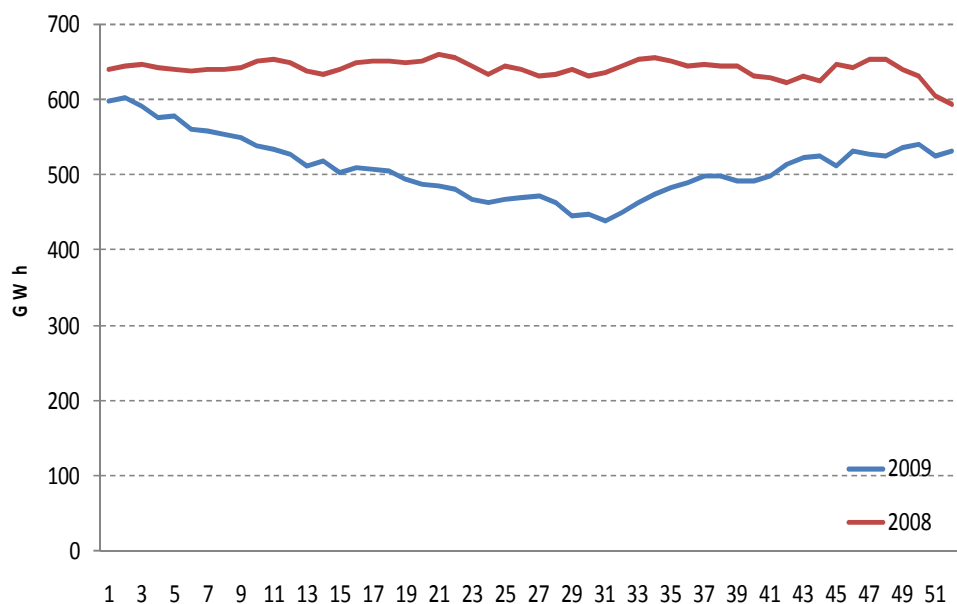


Figur 1: Brutto forbruk i Norge per uke i 2009 og 2008. Kilde: Nord Pool

Den største differansen i forbruk mellom årene 2009 og 2008 var i sektoren kraftintensiv industri. Høsten 2008 utløste den globale finanskrisen et alvorlig tilbakeslag i verdensøkonomien. Den økonomiske krisen ga fall i etterspørselen etter energi, og bidro både til lavere energipriser og lavere priser på utslippskvoter (ETS). Også etterspørselen etter kraft har gått ned i mange områder. Finanskrisen har hatt merkbare effekter på forbruket i Norge, i løpet av 2009 har flere fabrikker og produksjonslinjer blitt midlertidig stengt eller nedlagt. Dette gjelder for blant annet SørAl på Husnes, Søderbergovnene ved Hydro på Karmøy og produksjonshallen SU3 på Hydro Sunndalsøra.

Figuren under viser utviklingen i forbruk for kraftintensiv industri i 2008 og 2009. Reduksjonen i forbruk startet allerede høsten 2008, og forbruket var lavest sommeren 2009. Fra den økonomiske høykonjunkturen på sommeren i 2008 til lavkonjunktur sommeren 2009 var forbruket i KII redusert med over 30 prosent. I andre halvdel av 2009 har imidlertid forbruket økt igjen som følge av stigende

metallpriser og bedre økonomiske utsikter fremover, og er nå rundt 18 prosent lavere enn det stabile nivået fra 2008.

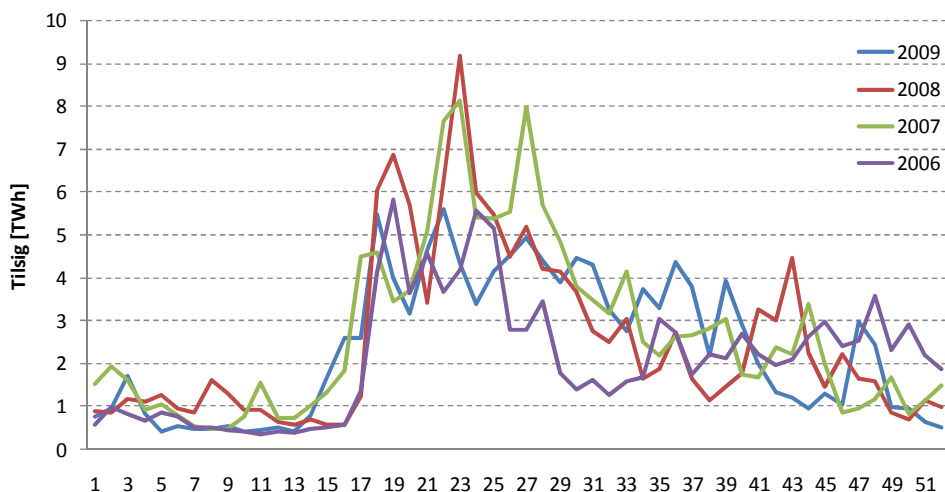


Figur 2: Forbruk i kraftintensiv industri i Norge per uke i 2009 og 2008. Kilde: Nord Pool

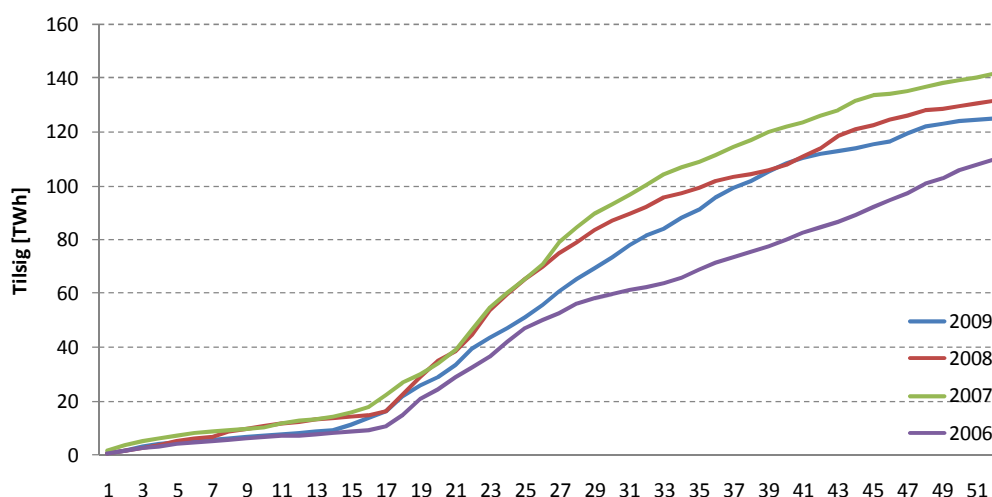
Det har også vært forbruksnedgang i Norden fra 2008 til 2009, hovedsakelig på grunn av lavere forbruk i kraftintensiv industri. Samlet nordisk forbruk var 372 TWh i 2009, mot 390 TWh i 2008. Finanskrisen har også redusert forbruket i Sverige og Finland. Blant annet har papirindustrien vært spesielt utsatt for kutt i produksjonen. Industriens kraftforbruk i Sverige var 20 prosent lavere i juli 2009 enn i juli 2008. Analyseselskapet Pöyry prognoserte tidligere i år en reduksjon i papirproduksjonen i Finland på rundt 25 prosent i 2009 sammenlignet med 2006. Også i disse landene ser vi den samme tendensen som i Norge – at industriforbruket igjen er på vei opp, etter det lave nivået i sommer. Mest sannsynlig vil det ta lang tid til forbruket i kraftintensiv industri er tilbake til nivået fra før finanskrisen, på grunn av endringer i forbruket som energieffektivisering og varige produksjonskutt.

2 Hydrologi og magasinifylling

Summen av nyttbart tilsig for Norge var 125,5 TWh i 2009. Dette er 3 TWh mer enn normalen, men mindre enn i 2008, da det nyttbare tilsiget i Norge var 131 TWh. Ved inngangen av året 2009 var det mindre snø enn normalt i fjellet, og tilsiget i de første månedene var lavt. Tidlig snøsmelting gjorde at tilsiget økte betraktelig fra uke 13. Ved starten av snøsmeltingsperioden var det mindre snø i fjellet enn normalt, tilsvarende 4 TWh. På våren og forsommeren kom det lite nedbør, som i kombinasjon med lite snø i fjellet førte til lave tilsig til de norske vannmagasinene. Sommeren i Norge var preget av mye nedbør, og fra starten av juli til starten av oktober var tilsiget hver uke høyere enn normalen. I uke 36, den første uka i september, var tilsiget høyere enn maksimalt tilsig i perioden 1970-1999.



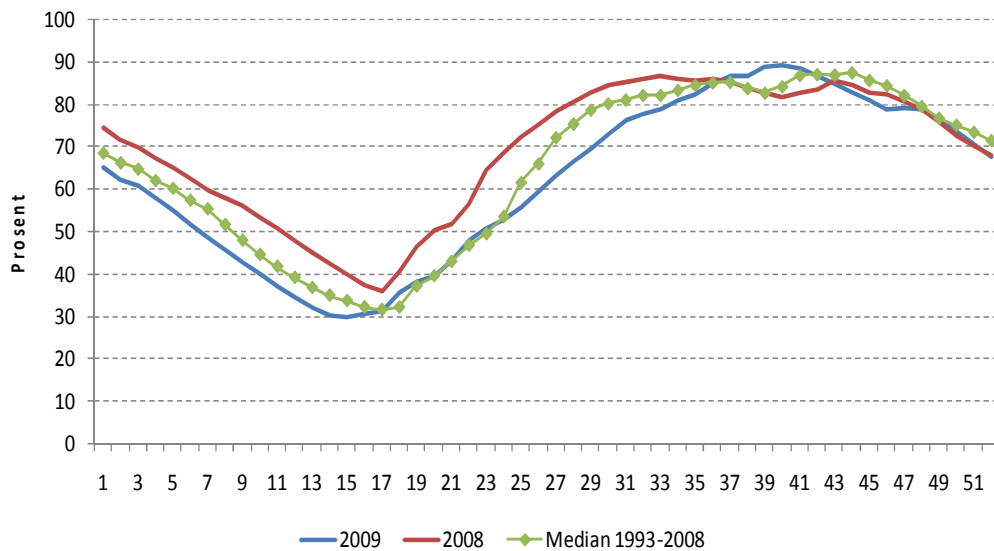
Figur 3: Tilslig per uke for Norge i 2007-2009. Kilde: Nord Pool



Figur 4: Akkumulert tilslig for Norge, for årene 2006-2009. Kilde: Nord Pool

Ved inngangen til 2009 var fyllingsgraden i de norske vannmagasinene litt under medianverdien. Den hydrologiske balansen var rundt 5 TWh under normalt, mens magasinutfyllingen var 3,5 prosent under medianen (1993-2008). Fyllingsgraden i norske vannmagasin var på det laveste 30 prosent i uke 16. Bunnen var omtrent på nivå med medianen, men kom noen uker tidligere i forhold til normal snøsmelting.

De store nedbørsmengdene som kom i sommer bidro til å fylle de norske vannmagasinene, og fyllingsgraden var over normalen ved inngangen til høsten. En tørr og kald senhøst har ført til at magasinutfyllingen i uke 52 2009 var tilnærmet lik fyllingsgraden i tilsvarende uke i 2008, med en magasinutfyllingsgrad på 68 prosent. Snømagasinet var derimot 4 TWh lavere ved årets slutt enn ved inngangen til 2009.

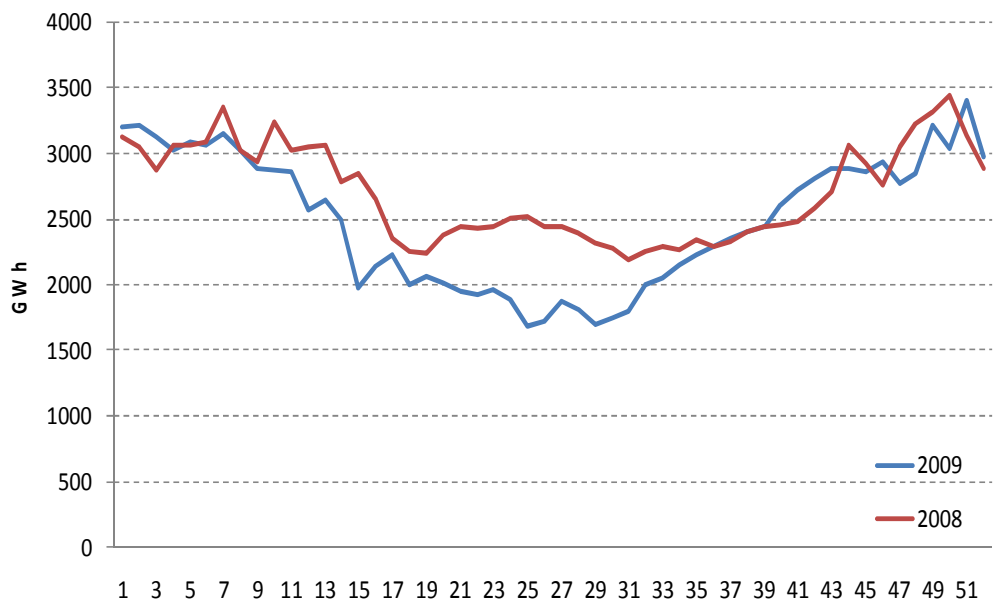


Figur 5: Magasinfylling i Norge. Kilde: NVE

3 Produksjon

3.1 Normalisert norsk kraftproduksjon

Den norske kraftproduksjonen var 132,8 TWh i 2009, mer enn 8 TWh lavere enn i 2008. Produksjonen av kraft var høyere på våren og sommeren i 2008 enn i 2009. Dette skyldes først og fremst høyere magasinfyllinger og større tilsig i denne perioden i 2008 enn i 2009.



Figur 6: Norsk kraftproduksjon per uke for årene 2008 og 2009. Kilde: Nord Pool

Kraftproduksjonen fra norsk vannkraft var 128,3 TWh i 2009, litt over samlet tilsig for Norge. Norsk vindkraft sto for 1 TWh av produksjonen i 2009.

Fredag 18. desember, i time 8-9, var det rekordhøy kraftproduksjon i Norge. I denne timen ble det produsert 25 266 MWh. Det har aldri før blitt produsert så mye i løpet av en time i Norge. Rekordproduksjonen skyldes blant annet høyt forbruk i Norden. Kaldt vær i befolkningstette områder og lav effektkapasitet i svensk kjernekraft førte til en kombinasjon av høyt norsk forbruk og eksport av kraft ut av Norge.

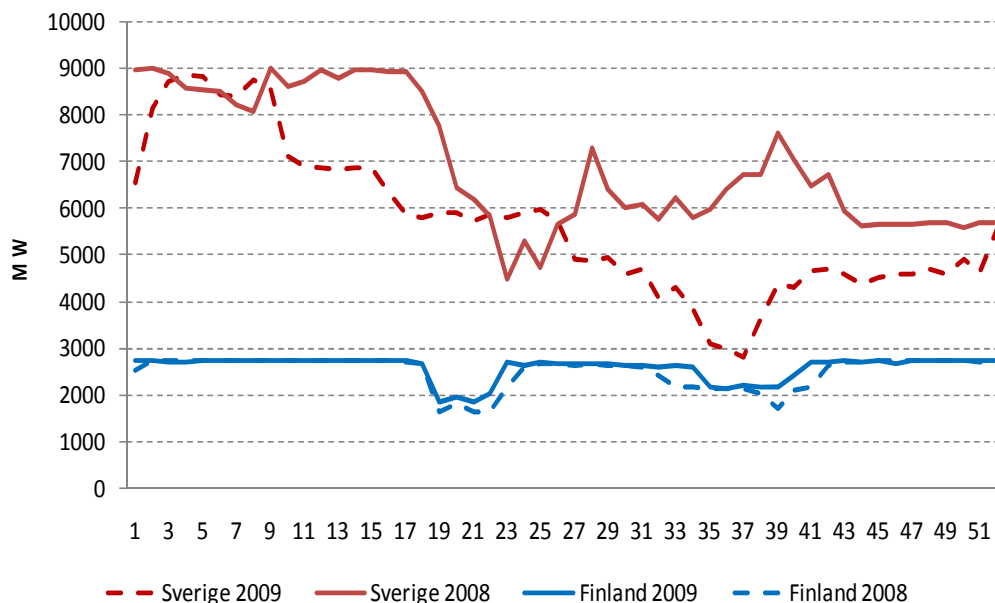
3.2 Problemer med kjernekraften i Sverige

Sverige og Finland har begge flere kjernekraftverk, installert effekt i disse landene er henholdsvis 9300 MW og 2800 MW. Kjernekraftverkene kjøres som grunnlastverk, det vil si at de produserer så lenge ikke kraftprisene er veldig lave, og at de stanses kun ved planlagte vedlikeholdsrevisjoner eller ved feilsituasjoner.

Kjernekraftproduksjonen i Sverige var lav i 2008, og enda lavere i 2009. Den var 61 TWh i 2008, og sank til 50 TWh i 2009, en reduksjon på nærmere 20 prosent. Årsaken til de store reduksjonene i 2009 er først og fremst komplikasjoner ved effektøkning i kjernekraftverk, som har ført til mye lenger revisjonsperioder enn først antatt.

I figuren nedenfor er gjennomsnittlig effekt i svensk og finsk kjernekraft per uke for 2008 og 2009 vist. Spesielt i andre halvdel av 2009 har effektkapasiteten til svenske kjernekraftverk vært lav. Ved utgangen av året var tilgjengelig kjernekraftkapasitet rundt 60 % av den installerte effekten. Lav kapasitet i svenske kjernekraftverk er en av årsakene til veldig høye priser i Norden torsdag i uke 51.

I motsetning til Sverige har kjernekraftproduksjonen i Finland i 2009 vært rekordhøy. Samlet kjernekraftproduksjon i Finland var 23 TWh i 2009, en økning fra 22 TWh i 2008.



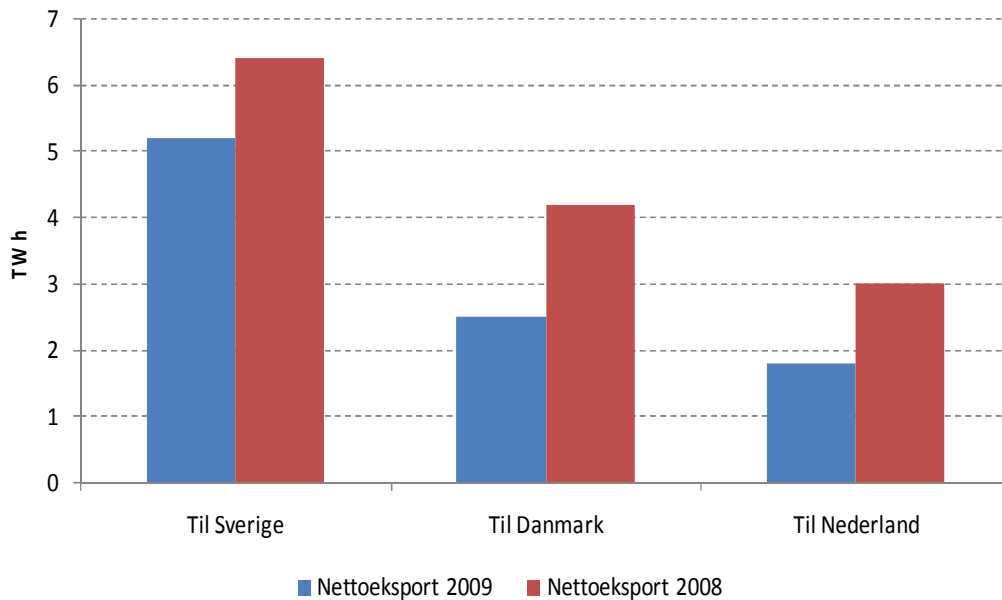
Figur 7: Gjennomsnittlig effekt i svensk og finsk kjernekraftproduksjon per uke i 2008 og 2009. Kilde: SKM.

3.3 Ny produksjonskapasitet i Norden

I Norge har det i løpet av 2009 kommet rundt 200 MW ny småskala vannkraft, mens det i Sverige har blitt installert over 230 MW ny vindkraftproduksjon. I Danmark har det blitt satt i drift 250 MW ny vindkraft i løpet av 2009. 210 MW av disse er tilsluttet Horns Rev 2, verdens største havvindmøllepark med 91 vindmøller, som kom i drift i september. Til sammen har Norge, Sverige og Danmark nå installert vindkraftkapasitet på henholdsvis 440 MW, 1050 MW og 3400 MW. På sommeren 2009 var det enkelttimer hvor prisen i Norden var null. Fortsatt økt vindkraftkapasitet i Danmark, resten av Norden og på kontinentet kan føre til flere timer med nullpriser i Norden.

4 Utveksling og begrensninger i kapasitet

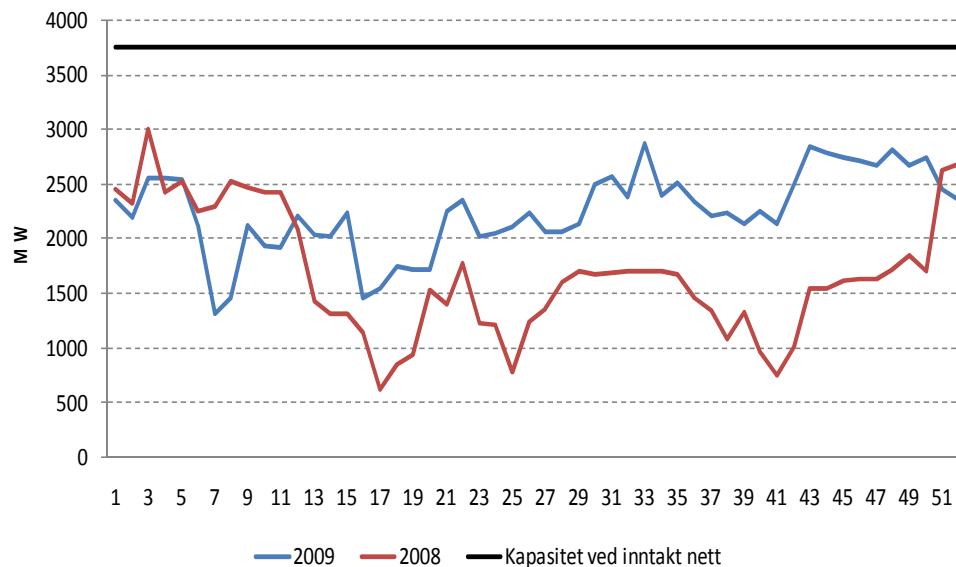
Norsk nettoeksport i 2009 var 9,1 TWh, en reduksjon på rundt 4 TWh fra 2008. Som figuren under viser, var det størst eksport til Sverige. I 2009 gikk 55 % av nettoeksporten til Sverige, 26 % til Danmark og 19 % til Nederland. Størst nedgang i nettoeksport var det til Danmark og Nederland.



Figur 8: Nettoeksport ut av Norge i 2008 og 2009. Kilde: Nord Pool

Reduksjonen i eksport til kontinentet skyldes i første rekke to faktorer. Finanskrisen har ført til lavere kraftpriser på kontinentet, som i tillegg til høyere kraftpriser i Sør-Norge sommeren 2009 enn sommeren 2008 ga utslag i økt import til Norge i lavlast denne sommeren. I tillegg har det vært to lengre perioder i 2009 med avbrudd på handel på NorNed. Kabelen var ute av drift fra 9/2 til 24/2 på grunn av feil ved en omformerstasjon i Nederland. Fra 11/4 til 15/5 ble all handel stoppet på grunn av skader som oppsto ved en brann på land i AC-nettet i Nederland. Det har også vært visse reduksjoner i kapasiteten på både NorNed og Skagerrakforbindelsene på grunn av begrensninger i det norske nettet.

Som i 2008 var det også i 2009 begrensninger på norsk eksportkapasitet. Det har vært redusert kapasitet både til Nederland og Danmark (som beskrevet over), mellom Midt-Norge og Sverige og mellom Sør-Norge og Sverige. Begrensningene har allikevel ikke vært like store som i 2008. Figuren under viser eksportkapasiteten ut av NO1 til Sverige, Danmark og Nederland. Man kan tydelig se at kapasiteten har vært høyere i 2009 enn i 2008, selv om kapasiteten fortsatt er betydelig lavere enn ved intakt nett.

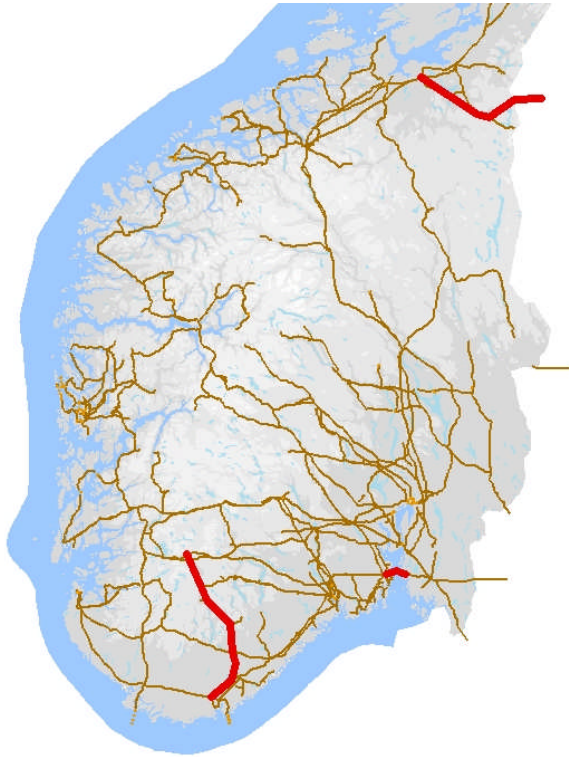


Figur 9: Gjennomsnittlig eksportkapasitet ut av NO1 per uke, 2008 og 2009. Kilde: Statnett

Feil på Oslofjordkablene våren 2008 førte til reduksjon i kapasitet mellom Sør-Norge og Sverige. Kablene var reparert til oktober 2009, men kapasiteten etter reparasjonen er lavere enn før feilsituasjonen oppsto, på grunn av fare for overbelastning. På grunn av dette har det vært kapasitetsreduksjoner på eksport til Sverige, særlig på nattetid når det samtidig er import fra kontinentet. Eksportkapasiteten fra Sør-Norge til Sverige har på det laveste vært nede i 400 MW. Ved innføring av et nytt elspotområde fra 11. januar 2010 vil man kunne ha bedre kontroll på produksjonskapasiteten i Norge og få en bedre utnyttelse av nettet, inkludert forbindelsen til Sverige.

I slutten av august ble en ny ledning gjennom Setesdal, Skåreheia-Holen, spenningsatt. Denne linjen bidrar til at overføringskapasiteten til kontinentet blir bedre utnyttet. Frem til idriftsettelsen av overføringsforbindelsen ble kapasiteten til både Nederland og Danmark redusert i visse situasjoner, som følge av begrensninger i det norske nettet.

Fra midten av juni til midten av oktober var det ingen overføringskapasitet mellom Midt-Norge og Sverige, da linjen ble spenningsoppgradert fra 300 kV til 420 kV. Spenningsoppgraderingen førte til at kapasiteten økte fra 500 MW til 600 MW. I figuren under er forsterkningene i det norske nettet i løpet av 2009 vist.



Figur 10: Oversikt over tiltak som har bedret kapasiteten i sentralnettet i 2009.

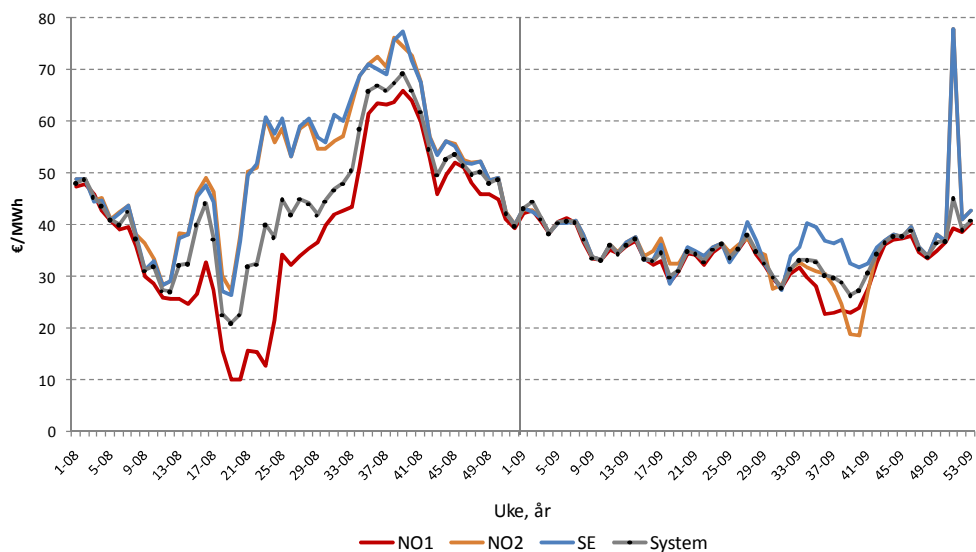
5 Pris

5.1 Prisutviklingen i 2009

I 2009 har de nordiske prisene vært like og relativt stabile. Dette skyldes i stor grad at finanskrisa førte til nedgang i kraftforbruket i industrien, og dermed reduserte presset på produksjonssystemet og nettforbindelser. Finanskrisa resulterte også i lavere brenselspriser, slik at marginalkostnaden for å produsere kraft i termiske kraftverk var vesentlig lavere i 2009 enn i 2008. Selv om det norske kraftsystemet hovedsakelig består av vannkraftproduksjon, får lavere priser på termisk kraftproduksjon innvirkning på verdien av vannet i norske magasin via elektriske forbindelser til områder dominert av termisk kraftproduksjon.

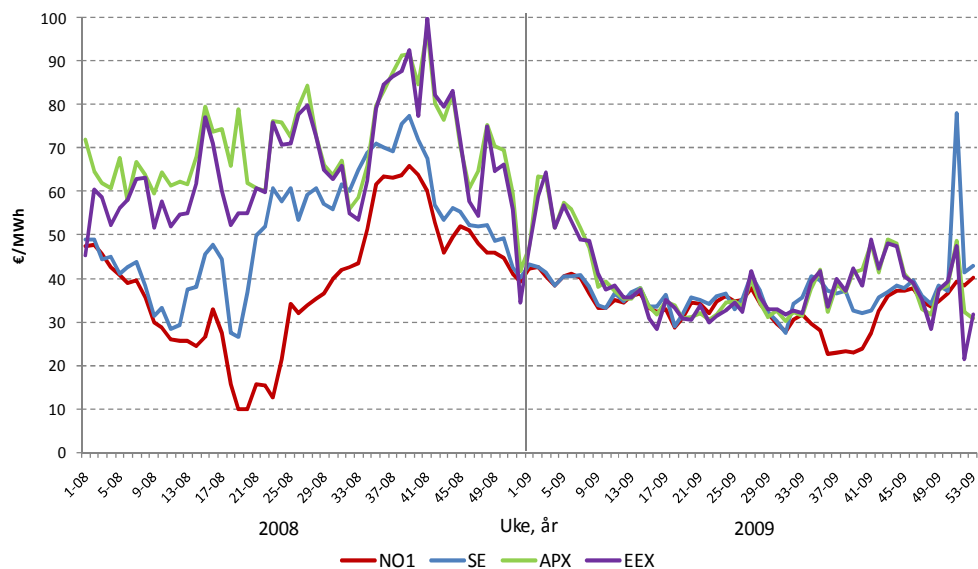
Også den hydrologiske situasjonen har bidratt til prisutviklingen. I Norge var tilsiget lavere og jevnere fordelt både i tid og i geografisk utstrekning i 2009 sammenlignet med 2007 og 2008. Dermed ble ikke NO1 lavprisområde i samme grad etter vårfloppen som de foregående to årene. Perioder med mye nedbør på sommeren skapte imidlertid noe prisforskjell mellom de norske elspotområdene ved at høy uregulert produksjon presset prisene ned.

Mot slutten av året sank temperaturene og førte til økt forbruk i hele Norden, samtidig som kun halvparten av den svenske kjernekraften produserte. Dette førte til enkelttimer med svært høye spotpriser som dro gjennomsnittsprisen for uka kraftig opp.



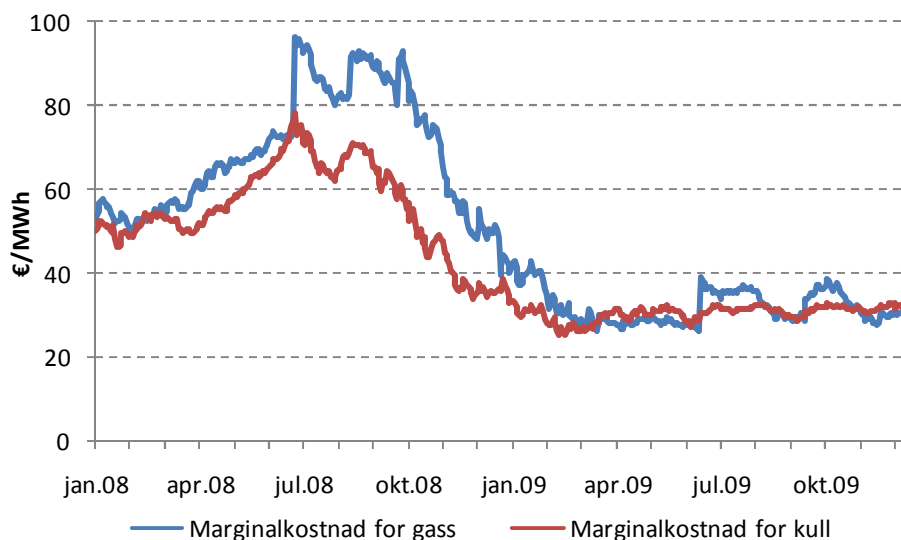
Figur 11: Ukentlig gjennomsnittspris i NO1, NO2 og Sverige og Systemprisen i 2008 og 2009. Kilde: Nord Pool

Kraftprisene på kontinentet var stabilt lave i 2009. Dette skyldtes de samme driverne som påvirket de nordiske prisene, nemlig nedgang i både brenselpriser og etterspørselen etter elektrisk kraft. I 2008 lå de kontinentale prisene høyt over de nordiske, men i 2009 har prisene i Nederland og Tyskland stort sett vært på samme nivå som i Norden.



Figur 12: Ukentlig gjennomsnittspris i NO1, Sverige, Nederland og Tyskland i 2008 og 2009. Kilde: Nord Pool

Kraftprisene på kontinentet er sterkt korrelert med brenselsprisene som følge av den høye andelen med termisk kraftproduksjon. Figur 13 viser utviklingen i marginalkostnaden for gass og kull i 2008 og 2009. Kurvene har samme form som utviklingen i kraftpris i Nederland og Tyskland i Figur 12. I så å si hele 2008 var marginalkostnaden for gass høyere enn marginalkostnaden for kull. Dette endret seg i 2009. Marginalkostnadene for de to brenslene ble likere, og det har vekslet på hvilken brenselstype som har vært dyrest.

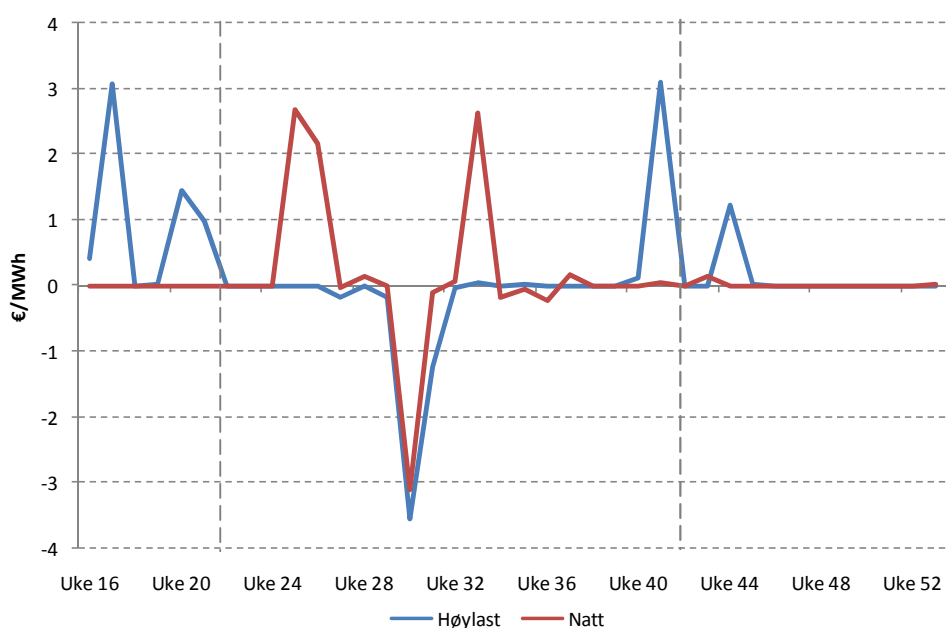


Figur 13: Marginalkostnader for gass og kull. Kilde: SKM

5.2 Elspotområder og prisforskjeller

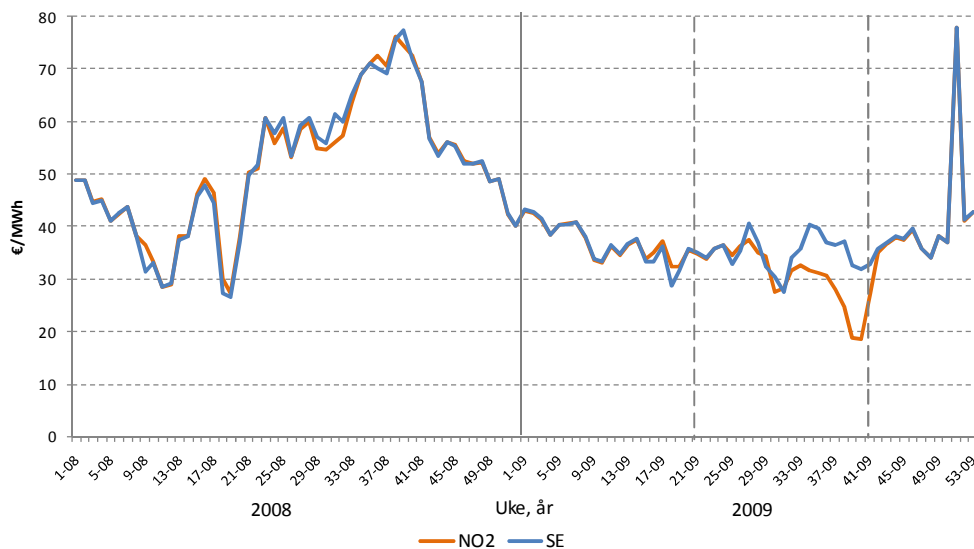
I uke 16 ble det opprettet et nytt elspotområde ved at daværende NO2, som omfattet både Midt- og Nord-Norge, ble delt i to omtrent ved grensa mellom Trøndelag og Nordland. Figuren under viser gjennomsnittlig prisforskjell mellom NO2 og NO3 i høylast (fra kl 8 til kl 13 på hverdager) og på natt på hverdager. Positiv prisforskjell betyr at prisen var høyere i NO2 enn i NO3. Det var prisforskjell mellom NO2 og NO3 i ca 10 % av tiden fra uke 16 til uke 53.

Figur 14 viser at i de fleste timer det var prisforskjell mellom NO2 og NO3, var prisen høyest i NO2. Av figuren kan vi også lese at prisforskjellen på natt opptrådte mellom uke 22 og uke 42, da linjen mellom NO2 og Sverige ikke var i drift. Dette kan skyldes at Midt-Norge ofte importerer billig svensk kraft på natt. Dippen i uke 30 kommer av at det kom mye nedbør i Midt-Norge som førte til mye uregulert produksjon, samtidig som at det ikke var eksportmuligheter til Sverige.



Figur 14: Differansen mellom gjennomsnittspriser i NO2 og NO3 fra uke 16 til uke 53 i 2009. Perioden der forbindelsen mellom Midt-Norge og Sverige var ute av drift på grunn av oppgradering er markert med loddtrette streker. Kilde: Nord Pool

Figur 15 viser de ukentlige gjennomsnittsprisene i NO2 og Sverige i 2008 og 2009 (NO2 inkluderer Nord-Norge fra uke 47 2008 til uke 16 2009). Av figuren kan en se en tydelig sammenheng i prisene i disse to områdene. I perioden i 2009 uten kapasitet på linjen mellom Midt-Norge og Sverige var det også andre årsaker til prisforskjellene mellom områdene. Lav kjernekraftproduksjon i Sverige og periodevis høyt tilsig i Midt-Norge er de viktigste faktorene.



Figur 15: Ukentlige gjennomsnittspriser i NO2 og Sverige i 2008 og 2009. Perioden der forbindelsen mellom Midt-Norge og Sverige var ute av drift på grunn av oppgradering er markert med loddtrette streker. Kilde: Nord Pool

Prisen i NO1 var lik prisen i NO2 i 40 % av timene i 2009. I 40 % av tiden var prisen i NO1 lavere enn i NO2 og i 20 % av tiden høyere. I 2008 var det større forskjeller. Da var prisen i NO1 lavere enn i NO2 i 80 % av tiden, og bare lik prisen i NO2 i 15 % av tiden. Forklaringen ligger som nevnt i at forbruket var lavere i 2009 enn i 2008, og at 2008 var spesielt vått for NO1 samtidig som eksportkapasiteten ut av NO1 var lavere enn i 2009. Tabellen under viser årlige gjennomsnittspriser i Norge og Sverige i 2008 og 2009, og illustrer det samme poenget. Prisnivået har blitt likere og lavere i 2009 sammenlignet med 2008.

Årlig gjennomsnittspris (€/MWh)	2009	2008
NO1	33,8	39,2
NO2	35,7	51,2
NO3	34,7	50,2
Sverige	37,1	51,2

Tabell 1: Årlige gjennomsnittspriser i Norge og Sverige i 2008 og 2009. NO2 omfattet både Midt-Norge og Nord-Norge uke 47 i 2008 til uke 16 i 2009. Kilde: Nord Pool

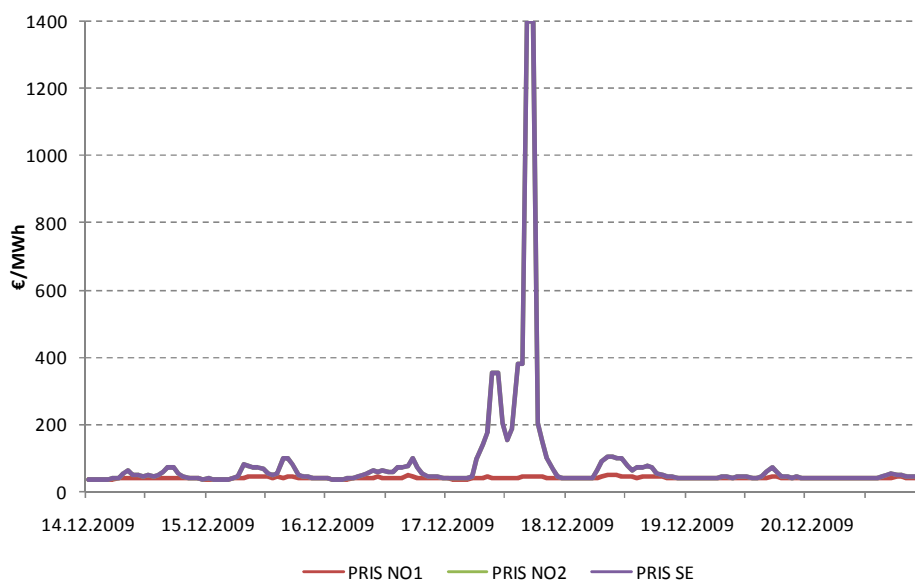
11. januar 2010 blir Norge for første gang siden 2003 oppdelt i fire elspotområder. NO1 skal deles i to elspotområder for å redusere faren for overbelastning på Oslofjordkabelen mellom Rød og Hasle. Begge de nye områdene vil ha stor produksjonskapasitet, så det er ikke forventet store prisforskjeller mellom dem.

5.3 Ekstrempriser i 2009

Det var flere tilfeller med svært lave priser i Norden i sommer. Søndag 26. juli var prisen 0 i NO1, Sverige, Finland og Danmark som følge av uregulert norsk vannkraftproduksjon, rekordlavt forbruk og 1000 MW i gjennomsnittlig dansk vindkraftproduksjon.

1. oktober i 2009 åpnet Nord Pool for å kunne ha en negativ minimumspris. Dette praktiseres alt i Tyskland, og i 2009 var det flere timer med svært negative priser. 4. oktober i time 3 var spotprisen på EEX nede i -500 €/MWh. Negative priser oppstår når det er høy vindkraftproduksjon i en kort periode slik at start/stoppkostnadene for termiske kraftverk er høyere enn kostnaden for å betale for å levere strøm.

I siste halvdel av desember i 2009 var det kaldt i hele Norden. I gjennomsnitt var i underkant av 60 % av den svenske kjernekraftproduksjonen i drift, tilsiget var lavt og forbruket var høyt, særlig i befolkningstette områder. I to timer var prisen spesielt høy i NO2, NO3, Sverige, Finland og Sjælland. Torsdag 17. desember fra kl 16 til kl 18 var spotprisen 1400 €/MWh. Det er den høyeste prisen som noen gang er registrert i Norge. Påfølgende dag var forbruket høyere enn dagen før, men prisene ble ikke så høye disse dagene da også produksjonen økte.

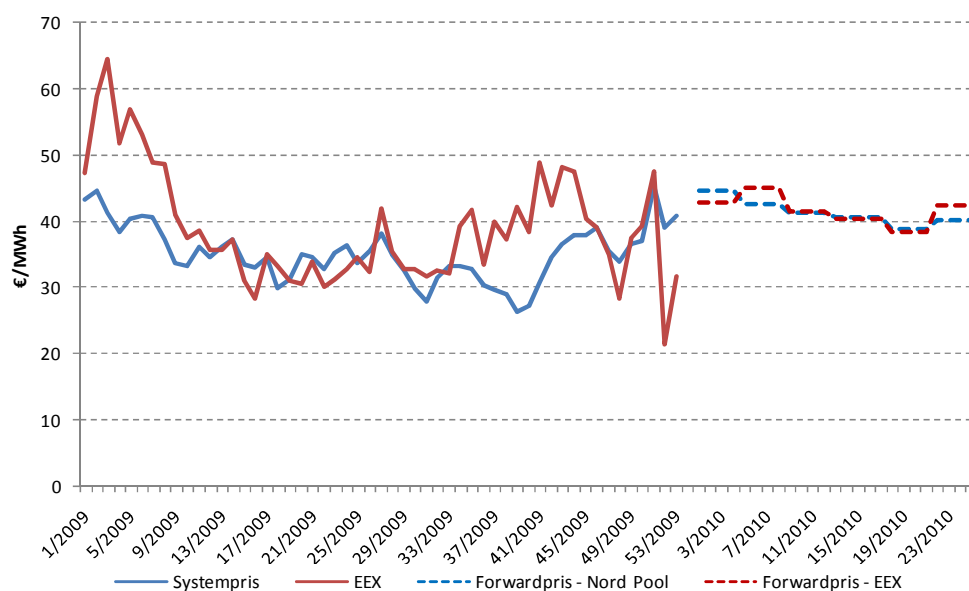


Figur 16: Prisene i NO1, NO2 og Sverige i uke 51, 2009. Kilde: Nord Pool

5.4 Utsikter framover

Figur 17 viser historiske priser og terminpriser for første halvår av 2010 på Nord Pool og EEX. Terminprisene spiller en forventning om at gjennomsnittsprisene i Norden og på kontinentet vil fortsette å holde seg relativt like i alle fall et halvt år fram i tid. Forventningene til utviklingen i første halvdel av 2010 er relativt like

forventningene som var til første halvdel av 2009. Dette kommer trolig av at forbruket fortsatt vil holde seg lavere enn normalt, og at brenselsprisene vil ligge på et relativt stabilt nivå i denne perioden.



Figur 17: Historiske gjennomsnittspriser og terminpriser på Nord Pool og EEX. Kilde: Nord Pool og EEX